ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ им. А.А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Интерэкспо ГЕО-Сибирь

Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология.

Материалы XVI международной научной конференции

ИНГГ СО РАН

Новосибирск

20-24 апреля, 2020

Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Материалы XVI международной конференции (20-24 апреля 2020, Новосибирск) / Сетевое электронное издание. – Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. –Новосибирск. 2020. xxx с.

ISBN 978-5-4262-0102-6

doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020

Программный комитет:

Координаторы:
Ельцов Игорь Николаевич, д.т.н., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
Кондратенко Андрей Сергеевич, ИГД СО РАН, г. Новосибирск
Конторович Алексей Эмильевич, академик РАН, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
Неволько Александр Иванович, начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному округу Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», г. Новосибирск
Эпов Михаил Иванович, академик РАН, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, г. Новосибирск

Сопредседатели:
Ельцов Игорь Николаевич, д.т.н ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
Каширцев Владимир Аркадьевич, чл.-корр. РАН, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
Филимонова Ирина Викторовна, д.э.н., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск

Секретари:
Комарова Анна Владимировна, к.э.н., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
e-mail: KomarovaAV@ipgg.sbras.ru
Левичева Александра Викторовна, к.г-.м.н., СО РАН, г. Новосибирск
e-mail: LevichevaAV@ipgg.sbras.ru
Сурикова Екатерина Сергеевна, к.г.-м.н., СО РАН, г. Новосибирск
e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru
Чеботарева Анастасия Владимировна, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
e-mail: ChebotarevaAV@ipgg.sbras.ru
Шумскайте Мария Йоновна, к.т.н., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Адрес оргкомитета: Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект ак. Коптюга, 3, ИНГГ СО РАН.
При поддержке Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук

Самостоятельное непериодическое локальное статичное научное сетевое электронное издание. Системные требования: наличие на устройстве ПО для просмотра PDF-файлов.

Статьи публикуются в авторской редакции.

ISBN 978-5-4262-0102-6 © ИНГГ СО РАН, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Направления и перспективы поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых Сибири

Бейзель А.Л. Критический взгляд на концепцию сиквенс-стратиграфии 11
Бейзель А.Л., Соболев Е.С. «Восточный перенос» как главный аргумент в пользу водного происхождения гривного рельефа юга Западной Сибири 21
Вакуленко Л.Г., Новиков Д.А., Николенко О.Д., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Ян П.А. Изотопно-геохимические особенности системы вода-порода на примере горизонта Ю1 Верх-Тарского нефтяного месторождения 31
Вараксина И.В., Шаваров Р.Д. Потенциальные резервуары углеводородов в неопротерозое Лено-Анабарской НГО 46
Гордеева А.О., Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Влияние траппового магматизма на газовую зональность западной части Лено-Тунгусской НГП 55
Горячева А.А. Предварительные данные по диноцистам верхнего тоара – нижнего аалена северо-востока Сибири 68
Губин И.А., Конторович А.Э., Фомин А.М. Сейсмогеологическая характеристика и перспективы нефтегазоносности кембрийских отложений Вилюйской гемисинеклизы 74
Долженко К.В. Изменения в составе углеводородов-биомаркеров насыщенной фракции в позднем мезокатагенезе 85
Зайчикова Е.В. Биостратиграфия верхней юры верх-тарского района (юг Западной Сибири) по фораминиферам 93
Злобина О.Н., Карамышева Т.Ю. О роли тектонического фактора в формировании берриас-валанжинских клиноформ западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий Западно-Сибирской геосинеклизы 101
Картозия А.А., Кузьмина О.Б., Хазина И.В., Хазин Л.Б., Мишина А.В. Литология и палинология неоген-четвертичных отложений острова Сардах (дельта р. Лены) 113
Константинов А.Г. Закономерности эволюции аммоноидей и детальная зональная шкала верхнего анизия, ладина и карния северо-востока Азии 121
Космачева А.Ю., Семенов С.С., Федорович М.О. История тектонического развития и количественная оценка генерационного потенциала нефтегазопроизводящих толщ Толонского месторождения (Саха Якутия) 130
Кузьмина О.Б., Лебедева Н.К. Палинологическая характеристика пограничных отложений мела и палеогена южного Зауралья (скв. 9, г. Троицк) 138
Лыкова Е.В., Сенников Н.В. Уникальная объемная сохранность бентосных дендроидных граптолитов силура Горного Алтая 147
Максимова А.А., Новиков Д.А., Напреев Д.В. Геохимические особенности природных вод бассейна реки Витим 153
Новиков Д.А., Корнеева Т.В. Поведение природных радионуклидов в водах Байдарской долины (Крымский полуостров) 165
Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Сухорукова А.Ф. Первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований природных вод Новосибирской городской агломерации 179
Пономарева Е.В., Рыжкова С.В. Типы коллекторов Баженовской свиты 195
Попов А.Ю. Сравнительная характеристика литогеохимических особенностей верхнеюрских отложений паксинского и нижнеленского фациальных районов (север Средней Сибири) 205
Сальников А.С., Старосельцев В.С. Предполагаемая новая зона нефтегазонакопления на юго-восточном продолжении Сибирской платформы 211
Сенников Н.В. Находка комплекса ихнофоссилий в среднем ордовике прителецкого Алтая 221
Сухорукова А.Ф. Состояние изученности радоновых вод окрестностей города Новосибирска 227
Фомин А.М., Моисеев С.А., Маринов Р.В. Распределение емкостно-фильтрационных свойств продуктивных горизонтов венда и кембрия на западе Северо-Алданской НГО 236
Фомин М.А., Саитов Р.М. Типизация разрезов Баженовской свиты в Надым-Обском междуречье на основе интерпретации комплекса ГИС 247
Черных А.В., Токарев Д.А., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф. Особенности палеогидрогеохимии нижнекембрийских отложений Сибирской платформы 256

Шамонин Е.С., Дзюба О.С., Князев В.Г., Урман О.С., Шурыгин Б.Н., Метелкин Е.К., Ян П.А. Верхняя граница чекуровской свиты в страторегионе (низовья р. Лена): лито- и биостратиграфические критерии 269
Шемин Г.Г. Комплексное обоснование выделения Еременско-Чонского гигантского газоконденсатнонефтяного месторождения (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) 280
Шемин Г.Г., Первухина Н.В., Москвин В.И., Глазырин П.А. Характеристика ловушек нефти и газа, время их формирования и заполнения углеводородами юрских отложений северных и арктических районов Западно-Сибирской НГП 290

Секция 2. Геологическое, геофизическое и геохимическое обеспечение поиска и разведки полезных ископаемых. Геотехнологии. Геоэкология

Артамонова С.Ю., Ушницкий В.Е., Троицкий Д.Ю., Шуваева О.В., Полякова Е.В. Химический состав поверхностных вод объекта «Кристалл» и содержание в них урана в 2019 г. 298
Астракова А.С., Кушнир Д.Ю., Велькер Н.Н., Дятлов Г.В. Двумерная электромагнитная инверсия на основе нейросетевого решателя для трехслойной модели со стенкой 311
Банзаров Б.В., Винокуров А.А. Быстрый метод Монте-Карло для моделирования измерений гамма-гамма каротажа 323
Баталева Е.А. Анализ электромагнитных предвестников землетрясений по данным магнитотеллурического мониторинга (косейсмический эффект) 331
Белоносов А.Ю., Балдин М.Н., Шешуков С.А., Грузнов В.М., Зинченко Д.В., Кудрявцев А.Е. Применение экспедиционной геохимической лаборатории в условиях Заполярья (на примере портативной хроматографии с пассивными концентраторами) 341
Гадыльшин К.Г., Сильвестров И.Ю., Бакулин А.В. Быстрое восстановление локальных кинематических атрибутов волнового поля на основе глубокого обучения 348
Генералова Е.А., Сагайдачная О.М., Шмыков А.Н. Результаты применения адаптированного фильтра с конечной импульсной характеристикой для повышения качества глубинных сейсмических данных 357
Глинских В.Н., Нечаев О.В., Дудаев А.Р. Математическое моделирование импульсных электромагнитных зондирований с пространственно-распределенной системой наклонно-горизонтальных скважин 366
Грахова С.П., Бортникова С.Б., Панин Г.Л. Результаты трёхмерной электротомографии кратера Токарева (Карымский вулканический центр, Камчатка 373
Дашевский Ю.А., Велькер Н.Н. Пространственная чувствительность приборов электромагнитного каротажа в трёхмерных моделях среды 385
Евменова Д.М., Голиков Н.А., Ельцов И.Н. Разработка установки для моделирования процесса образования глинистой корки в условиях циркуляции бурового раствора 393
Еделев А.В., Юркевич Нат. В., Саева О.П., Юркевич Ник. В. Критерии оценки экологического состояния окружающей среды на подвергшейся техногенному воздействию арктической территории с учётом особенностей регионального фона 401
Запивалов Н.П. Развитие нефтегазовой науки и практики в XXI веке 410
Злобинский А.В., Потапов В.В., Могилатов В.С. Опробование методики измерений ЗВТ с ледовой поверхности 419
Карин Ю.Г., Бортникова С.Б., Юркевич Н.В. Методика оценки объемов веществ хвостохранилищ с применением электротомографии, частотного профилирования и аэрофотосъемки 424
Кожевников Н.О. Замкнутая горизонтальная петля как фильтр низких частот в измерительной системе для метода переходных процессов 432
Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю. Эффекты последействия в методе переходных процессов 440
Кучай О.А. Механизмы очагов землетрясений в области изгиба литосферной плиты в зависимости от особенностей ее погружения 448
Кушнир Д.Ю., Велькер Н.Н., Андорная Д.В. Аппроксимация данных электромагнитного каротажа на основе нейронных сетей на примере трёхслойной модели 456
Лапин П.С. Отражение в современных рельефообразующих процессах структур земной коры (на примере Ковыктинского месторождения 464
Левичева А.В., Гнибиденко З.Н. Палеомагнитная характеристика верхнемеловых отложений северо-востока Западной Сибири 472
Максимов М.А., Суродина И.В. Анализ чувствительности задачи разновысотной магниторазведки при использовании программно-алгоритмического обеспечения геомагнитной томографии 479

Мезин А.А., Шумскайте М.Й., Родионова О.В., Бурухина А.И. Связь комплексной диэлектрической проницаемости и ЯМР-характеристик нефти с ее физико-химическими свойствами 486
Михайлов И.В., Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Суродина И.В. Численное моделирование сигналов тороидального источника для задач промысловой геофизики 495
Непеина К.С., Матюков В.Е. Проявление сейсмоэлектрического эффекта в вариациях геофизических параметров на Бишкекском геодинамическом полигоне 504
Осипова П.С., Злобинский А.В., Потапов В.В. Моделирование электромагнитного сигнала профильных наблюдений с дрейфующей поверхности 514
Петров М.Н., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. Эволюция гидродинамических полей в деформируемой прискважинной зоне трещиновато-пористого пласта 520
Плавник А.Г., Ицкович М.В., Астафьев В.П., Погарцев К.М. Автоматизация построения пространственной гидрогеохимической модели 529
Плоткин В.В. Пространственная фильтрация поля при интерпретации магнитотеллурических данных 537
Полянский П.О., Еманов А.Ф., Сальников А.С. Сейсмическое строение верхней части земной коры зоны сочленения Евразийской и Охотоморской плит (по данным преломленных волн 545
Потапов В.В., Антонов Е.Ю., Шеин А.Н., Артамонова С.Ю., Кожевников Н.О. Импульсные индукционные зондирования на участке подземного ядерного взрыва «Кристалл 556
Протасов М.И., Неклюдов Д.А., Мерецкий А.А. Усиление сигнала в сейсмических данных и в процессе миграции: апробация на данных 2D сейсморазведки 565
Протасов М.И., Чеверда В.А., Шиликов В.В. Дифракционные изображения и их атрибуты на основе асимметричного суммирования: апробация на реальных данных 572
Решетова Г.В. Оценка разрешающей способности метода обращения времени при восстановлении событий акустической эмиссии в образцах керна 579
Сайлымбы Д.Ю., Дядьков П.Г., Михальцов Н.Э. Температура кюри горных пород зареченской магнитной аномалии (восточное побережье оз. Байкал 590
Сердюков А.С., Яблоков А.В. Многоканальная фильтрация поверхностных сейсмических волн на основе применения метода главных компонент к частотно-временным представлениям данных 596
Соловьев В.М., Еманов А.Ф., Шенмайер А.Е., Елагин С.А., Подкорытова В.Г. К тестированию алгоритма определения глубин землетрясений по данным Pn-волн (на примере тувинских землетрясений 2011-2012 гг 604
Татаурова А.А., Стефанов Ю.П. Влияние слоистости на строение зон надвига 615
Титов Б.Г., Грузнов В.М. Принцип построения и характеристики гамма- спектрометра для радиометрической съёмки 624
Титов Б.Г., Грузнов В.М. Способ нейтронного гамма каротажа для одновременного измерения плотности и пористости пласта за скважиной одним прибором 632
Турова И.В., Деев Е.В., Позднякова Н.И., Энтин А.Л., Неведрова Н.Н., Шапаренко И.О., Бричева С.С., Корженков А.М., Курбанов Р.Н., Панин А.В. Результаты палеосейсмологических исследований вдоль планируемого маршрута газопровода в КНР (Курайская зона разломов, Горный Алтай) 639
Фаге А.Н., Санчаа А.М., Шемелина О.В. Результаты геолого-геофизического исследования площадки строящейся птицефабрики для определения точки заложения водозаборной скважины (Искитимский район Новосибирской области) 650
Фадеева И.И., Юркевич Н.В., Фаге А.Н. Электротомографическое определение области диффузии компонентов вещества с отвалов в водонасыщенном песке в лабораторных условиях 657
Федин К.В., Колесников Ю.И., Нгомайезве Л. Картирование Барсуковской пещеры пассивным сейсмическим методом стоячих волн 665
Федин К.В., Колесников Ю.И., Нгомайезве Л. Методика обнаружения пустот под бетонными плитами крепления верховых откосов плотины Новосибирской ГЭС методом стоячих волн 674
Федорова Т.А., Еделев А.В., Карин Ю.Г. Влияние параметров установки на данные электроразведочной станции «Скала 48» по результатам эксперимента 683
Хогоева Е.Е., Хогоев Е.А., Кьерстад Ю.К., Росланд Б.О. Первый опыт применения технологии SanMcs к обработке данных морской сейсмики 691
Чернышов Г.С., Дучков А.А., Никитин А.А., Кулаков И.Ю. Влияние параметризации скоростной модели на результаты сейсмической томографии 701
Черняк Н.М., Соболев А.Ю., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. Построение цифровой модели коллектора с использованием реляционной базы многофизичных моделей прискважинной зоны 710
Шалагинов А.Е., Неведрова Н.Н., Санчаа А.М., Шапаренко И.О. Применение метода электротомографии для выявления электрической анизотропии разреза на полигоне Ключи 718

Шапаренко И.О., Неведрова Н.Н. Результаты мониторинга разломных структур методом электротомографии в сложнопостроенных районах 726
Шеин А.Н., Оленченко В.В., Камнев Я.К. Возможности электромагнитных методов при исследовании подозёрного талика (по результатам численного моделирования 732
Яблоков А.В., Сердюков А.С., Логинов Г.Н. Сравнение результатов инверсии дисперсионных кривых поверхностных волн на основе искусственных нейронных сетей с подходами локальной и глобальной минимизации 742
Янчуковский В.Л., Белинская А.Ю. Распределение числа сильных землетрясений и интенсивности космических лучей в течение цикла солнечной активности 751
Яскевич С.В., Дергач П.А., Чернышов Г.С., Карпухин В.И., Дучков А.А., Шалагинов А.Е., Карстен В.В. Изучение строения верхней части разреза в условиях азимутальной анизотропии 759

Секция 4. Экономика недропользования

Бутенко В.А., Мишенин М.В. Анализ эффективности российских компаний нефтегазовой отрасли на основе показателя экономической добавленной стоимости (EVA) 769
Дзюба Ю.А. Анализ динамики ключевых макроэкономических показателей в условиях падения цен на нефть и санкций 781
Земнухова Е.А., Мишенин М.В. Транспортная обеспеченность нефтегазового комплекса регионов Восточной Сибири 795
Казаненков В.А., Немов В.Ю. Обоснование перспективных направлений развития минерально-сырьевой базы углеводородов Арктики 805
Калгашкина Т.Д., Проворная И.В. Экономическая оценка накопленного экологического ущерба в пределах территории Комсомольской золотоизвлекательной фабрики 816
Кожевин В.Д. Роль возобновляемых источников энергии в структуре топливно-энергетического баланса России и мира 828
Линк А.Э., Мишенин М.В. Сравнительный анализ эффективности нефтедобывающих компаний России и мира 838
Мазов Н.А., Гуреев В.Н. Опыт разработки наукометрической модели выявления научных фронтов в геофизических исследованиях 852
Немов В.Ю. Классификация этапов развития структуры топливно-энергетического баланса с учётом фактора экологизации экономики 862
Ниязбекова Д.Б., Комарова А.В. Определение ставки дисконтирования для компаний нефтегазового комплекса 873
Новиков А.Ю., Комарова А.В. Подходы к выявлению ресурсного проклятия 883
Ожогова Л.М., Немов В.Ю. Исследование влияния эколого-энергетических факторов на экономический рост стран 891
Проворная И.В. Развитие направлений транспортировки нефти газа по регионам мира 900
Тагаева А.А., Дзюба Ю.А. Кластеризация нефтеперерабатывающих заводов России 913
Торощина А.В., Проворная И.В. Влияние бюджетной системы на экономический рост добывающих регионов 928
Филимонова И.В. Оценка влияния структурных сдвигов в области недропользования на эффективность нефтегазового комплекса России 939
Филимонова И.В., Комарова А.В. Инструменты государственного налогового регулирования недропользования, направленные на повышение эффективности работы нефтегазового комплекса России 948
Чеботарева А.В., Филимонова И.В. Анализ структуры капитала компаний нефтегазового сектора России и мира 957
Черепанова Д.М., Филимонова И.В. Сравнительный анализ влияния нефтегазового комплекса на экономический рост в макрорегионах мира 969
Чукарева С.Б., Комарова А.В. Анализ применения налоговых льгот по НДПИ на нефтяных месторождениях Восточной Сибири 978
Шумилова С.И., Мочалов Р.А. Технологическое развитие нефтегазового комплекса в интересах обеспечения диверсификации и модернизации экономики России 988
Шеин А.Н., Новикова П.Н., Артамонова С.Ю., Потапов В.В., Кожевников Н.О., Ушницкий В.Е. Результаты магнитной съемки на объекте «Кристалл» в 2019 г. 998
Шеин А.Н., Амиров Е.Ш., Варфоломеев В.В. Геофизические исследования на поселении Аккезен в Центральном Казахстане 1004

CONTENTS

Section 1. Focus areas and prospects of prospecting, exploration, and development of mineral deposits in Siberia

Beisel A.L. Critical view of the concept of sequence stratigraphy....11
Beisel A.L., Sobolev E.S. "Eastern transfer" as the main argument in favor of the water origin of the ridge relief of the South of Western Siberia....21
Vakulenko L.G., Novikov D.A., Nikolenko O.D., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Yan P.A. Isotopic-geochemical features of water-rock system by the example of Verkh-Tarskoe oil field....31
Varaksina I.V., Shavarov R.D. Potential hydrocarbon reservoirs in the neoprotherozoic of Leno-Anabar NGO....46
Gordeeva A.O., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Trap magmatism influence on the gas zonality of the western part of the Leno-Tungus petroleum bearing province....55
Goryacheva A.A. Preliminary data on dinocysts of the upper toarcian – lower aalenian of Northeastern Siberia....68
Gubin I.A., Kontorovich A.E., Fomin A.M. Seismogeological characteristics and oil-and-gas prospects of the cambrian sediments within the Vilyui hemisyneclise....74
Dolzhenko K.V. Changes in the biomarker composition of saturated fraction in late mesocatagenesis....85
Zaychikova E.V. Biostratigraphy of the upper jurassic of the Verkh-Tarskaya drilling area (South of Western Siberia in foraminifera)....93
Zlobina O.N., Karamysheva T.Yu. The role of the tectonic factor in the formation of the berriasian-valanginian clinoforms of the Western part of Yenisei-Khatanga regional trough and the neighboring areas of Western Siberian geosyneclysis....101
Kartoziia A.A., Kuzmina O.B., Khazina I.V., Khazin L.B., Mishina A.V. Lithology and palynology of neogene-quaternary sediments of Sardakh island (the Lena river delta)....113
Konstantinov A.G. Regularities in ammonoid evolution and detailed zonal scale of the upper anisian, ladinian and carnian of Northeast Asia....121
Kosmacheva A.Yu., Semenov S.S., M.O. Fedorovich M.O. History of tectonic development and quantitative assessment of source rock generation power in the tolon field (Sakha Yakutia)....130
Kuzmina O.B., Lebedeva N.K. Palynological characteristic of the border cretaceous and paleogene deposits in the Sourth of Trans-Ural region (bh 9, Troizk)....138
Lykova E.V., Sennikov N.V. Unique three-dimensional preservation of benthic dendroid graptolites from silurian of the Gorny Altai....147
Maksimova A.A., Novikov D.A., Napreev D.V. Geochemical features of nature waters in the basin of the Vitim river....153
Novikov D.A., Korneeva T.V. Behaviour of natural radionuclides in the waters of the Baydar valley (the Crimean peninsula)....165
Novikov D.A., Pyryaev A.N., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sukhorukova A.F. The first results of integrated isotope-hydrogeochemical studies of natural waters in the Novosibirsk urban agglomeration....179
Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V. Types of reservoirs in the bazhenov formation....195
Popov A.Yu. Comparative characteristics of lithogeochemical features of the upper jurassic deposits of the paksa and lower lena facies regions (north of Central Siberia)....205
Salnikov A.S., Staroseltsev V.S. Suggested new oil and gas reservation area on the southeast continued Siberian platform....211
Sennikov N.V. The finding of ichnofossils complex in the middle ordovician of teletskoe lakeside of the Gorny Altai....221
Sukhorukova A.F. State of study of radon water in the surroundings of the city of Novosibirsk....227
Fomin A.M., Moiseev S.A., Marinov R.V. Distribution of capacity–filtration properties of productive horizons of wend and cambria in the west of the North–Aldan oil and gas region....236
Fomin M.A., Saitov R.M. Typization of the Bazhenov Formation sections in the Nadym–Ob interfluve based on the interpretation of the well–log data....247
Chernykh A.V., Tokarev D.A., Novikov D.A., Dultsev F.F. Features of paleohydrogeochemistry of the lower cambrian deposits of the Siberian Platform....256

Shamonin E.S., Dzyuba O.S., Knyazev V.G., Urman O.S., Shurygin B.N., Metelkin E.K., Yan P.A. The upper boundary of the chekurovskii formation in the stratoregion (Lena river lower reaches): litho– and biostratigraphic criteria....269
Shemin G.G. Integrated substantiation of the Erema–Chona giant gas–condensate–oil field (Lena–Tunguska petroleum province)....280
Shemin G.G., Pervukhina N.V., Moskvin V., Glazyrin P.A. Characterization of oil–and–gas traps, time of their formation and filling–up with hydrocarbons of the jurassic sediments of the northern and arctic regions of the West–Siberian oil–and–gas province....290

Section 2. Geological, geophysical, and geochemical software for the search and exploration of minerals. Geotechnologies. Geoecology

Artamonova S.Yu., Ushnitskii V.E., Troitsky D.Yu., Shuvaeva O.V., Polyakova E.V. Chemical composition of surface water of the "Crystal" site and uranium content in it in 2019....298
Astrakova A.S., Kushnir D.Yu., Velker N.N., Dyatlov G.V. 2D electromagnetic inversion using ann solver for three–layer model with wall....311
Banzarov B.V., Vinokurov A.A. Fast Monte Carlo method for simulation of gamma density well logging measurements....323
Bataleva E.A. Analysis of electromagnetic earthquake predictors based on data of magnetotelluric monitoring data (coseismic effect)....331
Belonosov A.Yu., Baldin M.N., Sheshukov S.A., Gruznov V.M., Zinchenko D.V., Kudryavcev A.E. Application of the expeditionary geochemical laboratory in the conditions of the polar regions (on the example of portative chromatography with passive concentrators)....341
Gadylshin K.G., Silvestrov I.Yu., Bakulin A.V. Fast local wavefront attributes calculation on the base of deep learning....348
Generalova E.A., Sagaydachnaya O.M., Shmykov *A.N.* Results of application of adapted finite impulse response filter for deep seismic data quality improvement....357
Glinskikh V.N., Nechaev O.V., Dudaev A.R. Mathematical simulation of pulsed electromagnetic soundings with a spatially distributed system of deviated wells....366
Grakhova S.P., Bortnikova S.B., Panin G.L. The results of three–dimensional electrotomography of Tokarev crater (Karymsky volcanic center, Kamchatka)....373
Dashevsky Y.A., Velker N.N. Estimation of space sensitivity of electromagnetic tool embedded in 3D medium....385
Evmenova D.M., Golikov N.A., Yeltsov I.N. Development of plant for simulation of clay crust formation process under conditions of drilling mud circulation....393
Edelev A.V., Yurkevich N.V., Saeva O.P., Yurkevich N.V. Environmental assessment criteria of the Arctic area affected by the technological influence, taking into account the features of the regional background....401
Zapivalov N.P. Development of oil–and–gas science and practice in the 21st century....410
Zlobinskiy A.V., Potapov V.V., Mogilatov V.S. Testing of measurements of VECS from the ice surface....419
Karin Y.G., Bortnikova S.B., Yurkevich N.V. Estimation of tailings volumes using electric tomography, frequency profiling and aerophotography....424
Kozhevnikov N.O. Closed horizontal wire loop as a low–pass filter in tem measuring systems....432
Kozhevnikov N.O., Antonov E.Yu. Aftereffects in the transient electropmagnetic method....440
Kuchay O.A. The focal mechanisms of earthquakes in the bending region of the lithospheric plate depending on the characteristics of its sinking....448
Kushnir D.Yu., Velker N.N., Andornaya D.V. Neural network approximation of resistivity tool responses in three–layer formation model....456
Lapin P.S. Reflection in modern processes on the earth's surfaces of earth crust structures (on the example of Kovyktinskoye fild)....464
Levicheva A., Gnibidenko Z. Paleomagnetic characteristics of upper cretaceous sediments of North–East Western Siberia....472
Maksimov M.A., Surodina I.V. Sensitivity analysis of multilevel magnetic exploration problem using the geomagnetic tomography software....479

Mezin A.A., Shumskayte M.Y., Rodionova O.V., Buruhina A.I. Communication of integrated dielectric permitivity and NMR–characteristics of oil with its physical and chemical properties 486
Mikhaylov I.V., Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V. Numerical simulation of signals from a toroidal source for petroleum geophysics issues 495
Nepeina K.S., Matiukov V.E. Presence of seismic–electric effect in variations of geophysical parameters at the Bishkek geodynamic polygon 504
Osipova P.S., Zlobinskiy A.V., Potapov V.V. Simulation of electromagnetic signal of profile observations from a drifting surface 514
Petrov M.N., Nesterova G.V., Yeltsov I.N. Hydrodynamic fields evolution in a deformed near–well zone of a fractured reservoir 520
Plavnik A.G., Itskovich M.V., Astafiev V.P., Pogartsev K.M. Automated construction of a spatial hydrogeochemical model 529
Plotkin V.V. Spatial filtration of the field at the interpretation of magnetotelluric data 537
Polyansky P.O., Emanov A.F., Salnikov A.S. Upper earth crust's seismic structure on conjuction zone of Eurasian and Okhotomorskaya plates (according to head waves data) 545
Potapov V.V., Antonov E.Yu., Shein A.N., Artamonova S.Yu., Kozhevnikov N.O. Pulse induction soundings in the area of the "Crystal" underground nuclear explosion 556
Protasov M.I., Neklyudov D.A., Meretskiy A.A. Signal enhancement in seismic data and in the migration process: appliation to 2D seismic exploration data 565
Protasov M.I., Tcheverda V.A., Shilikov V.V. Diffraction images and their attributes based on asymmetric summation: real data application 572
Reshetova G.V. Resolution of the time reversal method for acoustic emission events recovery in core samples 579
Saylymby D.Yu., Dyadkov P.G., Mikhaltsov N.Ed. Curie temperature of the rocks of the Zarechenskay magnetic anomaly (East coast of Lake Baikal) 590
Serdyukov A.S., Yablokov A.V. Multi–channel filtration of surface seismic waves based on the application of the main components method to frequency–time data representations 596
Solovyev V.M., Emanov A.F., Shenmayer A.E., Elagin S.A., Podkorytova V.G. To testing the algorithm for determining earthquake depths by Pn–wave data (the example of Tuvin earthquakes 2011–2012) 604
Tataurova A.A., Stefanov Y.P. Influence of layers on the structure of thrust zones 615
Titov B.G., Gruznov V.M. Principle of construction and characteristics of a gamma–spectrometer for radiometric imaging 624
Titov B.G., Gruznov V.M. Method neutron gamma logging for simultaneous measurement of density and porosity layer for well one device 632
Turova I.V., Deev E.V., Pozdnyakova N.I., Entin A.L., Nevedrova N.N., Shaparenko I.O., Bricheva S.S., Korzhenkov A.M., Kurbanov R., Panin A.V. Results of paleoseismological studies along the planned route of the gas pipeline to the people's republic of China (Kurai fault zone, Gorny Altai) 639
Faguet A.N., Sanchaa A.M., Shemelina O.V. Geological and geophysical studies results on the territory of a constructed poultry farm to determine a place for water well drilling, Iskitim area, Novosibirsk region 650
Fadeeva I.I., Yurkevich N.V., Fage A.N. Application of electrical tomography to detecting of spreading substance from a dump in aquifers sand in laboratory condition 657
Fedin K.V., Kolesnikov Y.I., Ngomayezwe L. Maping the Barsukovskaya cave by passive seismic method of standing waves 665
Fedin K.V., Kolesnikov Y.I., Ngomayezwe L. Methods of detection a voids under concrete slabs of water faces of the dam of Novosibirsk hydrostation by the standing wave method 674
Fedorova T.A., Edelev A.V., Karin Y.G. Influence of installation parameters on the indications of the operation station Scala 48 by experimental data 683
Khogoeva E.E., Khogoev E.A., Kjerstad J.K., Rosland B.O. First application of SanMcs technology to marine seismics 691
Chernyshov G.S., Duchkov A.A., Nikitin A.A., Kulakov I.Yu. Model–parameterization scaling for improving accuracy of seismic tomography in reconstructing near–surface velocity model 701
Chernik N.M., Sobolev A.Y., Nesterova G.V., Yeltsov I.N. Reservoir digital model constructed on the base of borehole environment multiphysical model collection 710

Shalaginov A.E., Nevedrova N.N., Sanchaa A.M., Shaparenko I.O. Application of ert method for identification of electric anisotropy in the Kluchi field area 718
Shaparenko I.O., Nevedrova N.N. Results of monitoring different structures by electrotomography method in difficultly constructed areas 726
Shein A.N., Olenchenko V.V., Kamnev Y.K. Possibilities of electromagnetic methods in the investigations of talik under lake (numerical modeling) 732
Yablokov A.V., Serdyukov A.S., Loginov G.N. Comparison among the inversion results of surface wave dispersion curves by the artificial neural networks and local and global search methods 742
Yanchukovsky V.L., Belinskaya A.Yu. Distribution of the number of strong earthquakes and the intensity of space rays during the solar activity cycle 751
Yaskevich S.V., Dergach P.A., Chernyshov G.S., Karpukhin V.I., Duchkov A.A., Shalaginov A.E., Karsten V.V. Study of near–surface azimuthal anisotropy with refracted waves 759

Section 4. Subsoil use economy

Butenko V.A., Mishenin M.V. Performance effectiveness of russian oil and gas companies based on economic value added (EVA) 769
Dzyuba Y.A. Analysis of the dynamics of key macroeconomic indicators, taking into account the influence of sanctions and low level of oil prices 781
Zemnukhova E.A., Mishenin M.V. Transport security of the oil and gas complex of the regions of East Siberia 795
Kazanenkov V.A., Nemov V.Yu. Major directions and tasks of oil and gas searches in Western Siberia for next decades 805
Kalgashkina T.D., Provornaya I.V. Economic assessment of accumulated environmental damage within the territory of the Komsomol gold plant 816
Kozhevin V.D. The role of renewable energy sources in the structure of the fuel economy energy balance of Russia and the world 828
Link A.E., Mishenin M.V. Comparative analysis of the efficiency of oil–producing companies in Russia and the world 838
Mazov N.A., Gureyev V.N. Scientometric modelling experience for the detection of research fronts in geophysics 852
Nemov V.Yu. Classification of stages of development of the fuel and energy balance structure taking into account the economic ecologization factor 862
Niyazbekova D.B., Komarova A.V. Evaluation of the discount rate for oil and gas companies 873
Novikov A.Yu., Komarova A.V. Approaches to identification of a recource curse 883
Ozhogova L.M., Nemov V.Yu. Research of relationship between economic growth and ecological factors 891
Provornaya I.V. Development of oil and gas transportation directions in the regions of the world 900
Tagaeva A.A., Dziuba Y.A. Clustering of oil refining plants in Russia 913
Toroshchina A.V., Provornaya I.V. The impact of the budget system on the economic growth of extractive regions 928
Filimonova I.V. Evaluation of the influence of structural shifts in the subsoil use on the efficiency of the oil and gas complex of Russia 939
Filimonova I.V., Komarova A.V. Instruments of state tax regulation of subsoil use aimed at increasing the efficiency of work of the oil and gas complex of Russia 948
Chebotareva A.V., Filimonova I.V. Analysis of the capital structure of oil and gas companies of Russia and the world 957
Cherepanova D.M., Filimonova I.V. Comparative analysis of the influence of oil and gas complex on economic growth in the macro–regions of the world 969
Chukareva S.B., Komarova A.V. Analysis of the tax relief in MET influence on the oil deposits in Eastern Siberia 978
Shumilova S.I., Mochalov R.A. Oil and gas industry's technological development for ensuring the Russian economy diversification and modernization 988
Shein A.N., Novikova P.N., Artamonova S.Yu., Potapov V.V., Kozhevnikov N.O., Ushnitskii V.E. Magnetic survey at the "Crystal" site in 2019 998
Shein A.N., Amirov E.Sh., Varfolomeev V.V. Geophysical research of Akkezen settlement in Central Kazakhstan 1004

Секция 1. Направления и перспективы поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых Сибири

УДК 551.54 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-001

КРИТИЧЕСКИЙ ВЗГЛЯД НА КОНЦЕПЦИЮ СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИИ

Александр Леович Бейзель
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)3343326, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

На основе теоретического анализа показаны основные недостатки современных разновидностей концепции сиквенс-стратиграфии: в них не соблюдается определение относительного уровня моря, которое дают сами авторы; не учитывается характер тектонического погружения, которое не может иметь синусоидальный вид; границы сиквенсов, выделяемые как субаэральные несогласия на периферии чехла, неправомерно сопоставляются с согласными границами внутри бассейнов. Показана необходимость глубокого пересмотра этой концепции на основе новых базовых положений.

Ключевые слова: Сиквенс-стратиграфия, тектонический режим погружения, границы сквенсов.

CRITICAL VIEW OF THE CONCEPT OF SEQUENCE STRATIGRAPHY

Alexander L. Beisel
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, Ph. D. senior scientific researcher, tel. (383)3343326, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Based on a theoretical analysis, the main shortcomings of modern varieties of the concept of sequence stratigraphy are shown: they do not comply with the definition of the relative sea level, which is given by the authors themselves; the nature of tectonic immersion, which cannot have a sinusoidal shape, is not taken into account; the boundaries of sequences, identified as subaerial disagreements on the periphery of the cover, are unlawfully compared with consonant boundaries within the basins. The need for a thorough review of this concept based on the new basic provisions is shown.

Keywords: Sequence stratigraphy, tectonic subsidence regime, sequense boundaries.

Сиквенс-стратиграфия (СС) происходит от сейсмостратиграфии, в которой границы сиквенсов определяются особыми событиями – шифтами (shift) – резкими смещениями точек выклинивания рефлекторов в сторону бассейна после длительного периода наращивания бокового налегания (onlap). Согласно геологической интерпретации, это явление характерно для периферии бассейнов, где развиты преимущественно континентальные фации. Здесь эти поверхности в общем случае отвечают субаэральным несогласиям. Шифты

изначально трактовались как свидетельства резких падений уровня моря (УМ), за которыми следовал постепенный подъем. Это создало первую проблему, поскольку в смежных по латерали морских фациях имеет место прямо противоположная картина – преобладают резкие повышения УМ (трансгрессии), за которыми следуют постепенные регрессии. По сути дела, вся история развития СС – это поиск путей преодоления данного противоречия. Или же, иными словами – поиска аналогов континентальных шифтов в морских фациях. В определении сиквенса указано, что несогласная граница на периферии чехла соответствует согласной поверхности во внутренних разрезах.

Концептуальным алгоритмом в рамках СС, призванным решить указанное противоречие, явилось положение о синусоидальных колебаниях уровня моря. Шифты и другие резкие смены фаций в разрезе объясняются не аналогичными резкими изменениями уровня моря, а его переходом через некую точку перегиба высотно-батиметрического профиля. Интуитивно это понятно: плавный переход через точку перегиба, например, на стадии подъема, приводит к тому, что море разливается по обширной плоской территории, линия берега скачкообразно смещается вперед и фации резко меняются. Классическая СС трактует точку перегиба очень просто – как линию берега (shoreline break point).

В Западно-Сибирском бассейне дело обстоит сложнее. Здесь эталонным примером сиквенс-стратиграфической интерпретации разрезов является неокомский клиноформный комплекс. Он отчетливо проявляется в сейсмике – есть ундаформа, склон и фондаформа. Первая и есть та самая точка перегиба. Однако, она линией берега быть никак не может, поскольку песчаные пласты выше ундаформы мелководно-морские. Поэтому ее без лишних сомнений специалисты называют «бровкой шельфа». С другой стороны, краем шельфа она быть также не может, потому что все эти отложения являются шельфовыми. Настоящий край шельфа находится у нас где-то за Карским морем. Поэтому неокомскую толщу называют «аккумулятивным шельфом», хотя никто в точности не знает, что это такое. Актуалистический метод в данном случае бессилен.

Важнейшей теоретической проблемой СС является то, что в ее рамках не соблюдается определение относительного уровня моря, которое она сама же и приводит. Как известно, УМ бывают двух типов – эвстатический (eustatic sea level) и относительный (relative sea level). Первый определяется как расстояние до центра земли, а второй измеряется относительно фиксированной точки отсчета. При всей кажущейся простоте этих понятий на практике при их использовании возникает необъяснимая путаница.

В изначальной модели СС исследовательской группы компании Эксон [6] колебания априорно были приняты как эвстатические. Было отмечено совпадение отдельных спектров колебаний в удаленных разрезах, хотя «нарушения» всегда были. В результате среди исследователей сложился такой стереотип: нужно выделять эвстатический сигнал среди тектонического «шума», чему и было посвящено большое количество работ [9]. Множество исследователей на разных континентах пытались интерпретировать свои разрезы в рамках концепции СС. Однако, по мере накопления данных среди специалистов все больше крепло убеждение в том, что если негляциальные эвстатические колебания и существуют, то они очень редки и пользоваться ими как инструментом межконтинентальной корреляции разрезов нельзя. В особенности это касалось проблемы бореально-тетической корреляции. Точная корреляция по аммонитовым зонам показала несводимость большинства секвентных границ. Наблюдаемое в отдельных случаях совпадение колебательных спектров лучше объясняется сходством тектонического режима. Это убедительно показывает анализ мощностей: разрезы, отличающиеся мощностями на порядок, показывают сходство колебаний, чего при эвстатическом факторе быть не может.

В результате было принято решение отказаться от эвстатических кривых колебаний УМ в сводных чатах и заменить их на относительные [7]. В указанной работе предложено два генеральных чата вместо одного – отдельно для Бореального пояса и для области Тетис. Частные сиквенсы в них в большинстве своем не совпадают, что и говорит об отсутвии эвстатики.

Вместе с тем, нас должно удивлять, с какой легкостью и некритичностью была сделана замена эвстатических колебаний на относительные. Эти факторы настолько разные, что не могут даже стоять рядом в бассейновом анализе. Прежде всего, эвстатический уровень моря – он один на весь Мировой океан в каждый данный момент времени. В нем интегрируются все колебания морского дна в региональных бассейнах. Относительный УМ – это уровень, замеряемый над фиксированной точкой отсчета. Однако, любая фиксированная точка в земной коре будет испытывать погружение. Полученная кривая будет ничем иным, как кривой погружения земной коры в данной точке, которые в большом количестве строятся для разрезов скважин, чаще всего опорных и параметрических. Мы должны со всей откровенностью признать, что все опубликованные так называемые кривые относительного уровня моря, построенные для разных бассейнов в целях сравнения друг с другом, на самом деле являются графиками неких усредненных глубин бассейнов. Глубина измеряется до дна бассейна, а уровень не учитывает накопившиеся за время фиксации точки отсчета осадки. Относительный уровень моря изменяется только в моменты тектонического погружения, глубина же меняется постоянно вместе с накоплением осадков.

В этой связи следует рассмотреть еще одну весьма заметную проблему. Синусоидальные колебания УМ предполагают две характерные границы на цикл – одну на стадии падения и другую на стадии подъема. Более того, при прочих равных условиях они должны быть равносильны. Именно так это трактуется на всех теоретических моделях в рамках СС. Вместе с тем, на практике мы сплошь и рядом имеем только одну границу. Если рассматривается морской сиквенс, то это трансгрессивная поверхность (TS) либо поверхность максимального затопления (mfs) – обе они отвечают стадии подъема УМ. Если континентальный цикл – то это граница сиквенсов (SB). Например, всем известная подошва васюганского горизонта в бате-келловее Западной Сибири: здесь в подошве пахомовской пачки (пласт $Ю_2^0$) выделяется TS, а в ее кровле – mfs. Обе границы устанавливаются четко и сомнений не вызывают. Они знаменуют наступление

крупнейшей региональной морской трансгрессии. Но где проводить связанную с ними границу сиквенсов или ее аналог? И существует ли она вообще в том виде, как она трактуется в СС? Забегая вперед, отметим, что лучшим решением этой проблемы является признание существования одной границы на цикл вместо двух. Вторая граница не видна, потому что ее не существует.

На рис. 1 приведена схема сравнения трех основных моделей СС и авторской инверсионной модели. В качестве основных взяты модели Эксон [8], генетические сиквенсы У. Галловея [5] и трансгрессивно-регрессивные сиквенсы Э. Эмбри [4]. Сравнение проведено по трем параметрам: соотношение элементарной колебательной кривой с сейсмогеологическими комплексами, трансгрессивно-регрессивная модель, а также характерные точки на колебательной кривой.

Модель Эксон (см. рис. 1а) однозначно связывает границы сейсмогеологических комплексов с моментами наибольшего падения УМ. Трансгрессии и регрессии она вообще не рассматривает, так как считает их вторичными по отношению к колебаниям УМ. Несмотря на то, что SB определяются по сейсмическим данным, получающиеся единицы называются здесь осадочными сиквенсами (depositional sequences).

У. Галловей предложил свою генетическую модель только для морских фаций, развитых в мелководных эпиконтинентальных морях пассивных окраин (см. рис. 1б). Сиквенс у него начинается с регрессии и заканчивается трансгрессией (репроциклит по Ю.Н.Карогодину). Следует отметить, что трансгрессивные системные тракты (пачки), выделяемые в привычных нам ТР-циклитах, Галловей относит к нижележащему сиквенсу. С этой точки зрения, например, пахомовская пачка средней юры Западной Сибири у него будет входить в состав пласта $Ю_2$ и относиться к тюменской свите, а не к васюганской. Соотношение генетических сиквенсов с сейсмогеологическими комплексами Галловей не рассматривает.

Канадский исследователь Э. Эмбри разработал собственную секвентную модель, которую назвал трансгрессивно-регрессивной (см. рис. 1в). Вероятно,

она наиболее близка к традиционной трактовке циклического строения разрезов нашей геологической школы.

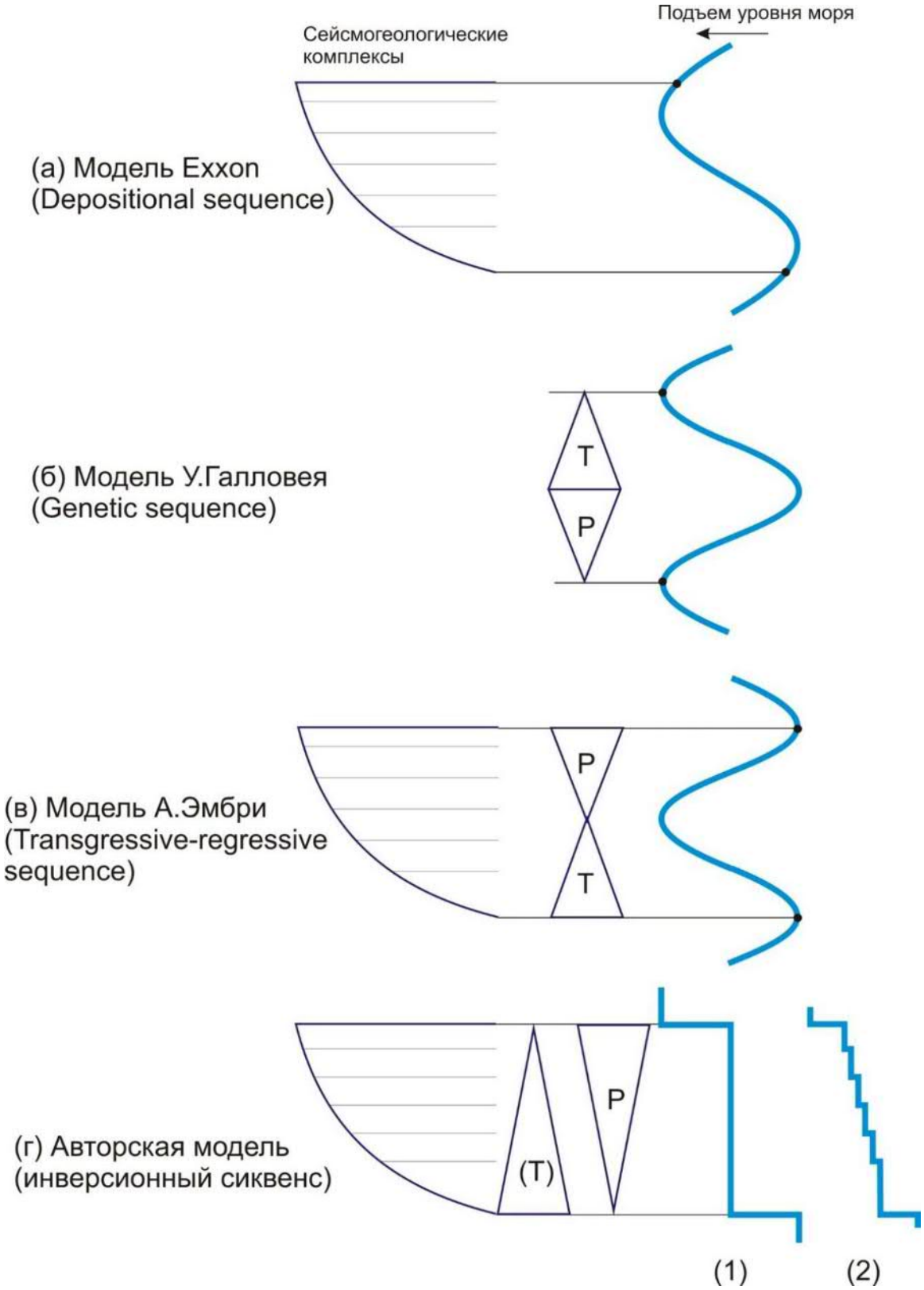


Рис. 1. Принципиальная схема различий основных сиквенс-стратиграфических моделей и авторской модели. Объяснения в тексте

Fig. 1. Schematic diagram of the differences between the main sequence stratigraphic models and the author's model. Explanations in the text

Эмбри и его соавторы принимают, что границы сиквенсов и сейсмические шифты периферии осадочного чехла в морских разрезах отвечают максимумам проградации песчаных фаций вглубь бассейна. По мнению автора, это нельзя признать сильным решением, поскольку соотношение проградации и ретроградации зависит от баланса материала в береговой зоне, т.е. от соотношения привноса материала и его распределения по бассейну. В одном и том же бассейне в зоне влияния разных источников сноса смена регрессии на трансгрессию будет происходить на разных уровнях. Шифты здесь никакого влияния не оказывают.

Авторская модель инверсионных циклов [1, 2, 3] основана на постулате о единстве географических циклов (циклов преобразования рельефа) на суше и в эпиконтинентальных морях. Не нужно искать аналоги шифтов в морских фациях – они лежат на виду. Ими являются главные несогласия в морских разрезах, т.е. трансгрессивные поверхности либо поверхности максимального затопления. Иначе говоря, это подошвы регионально выдержанных глинистых пачек. Тектоническая фаза омоложения рельефа на суше приводит к резкой интенсификации сноса материала, что выражается в наступлении положительного баланса материала в береговой зоне и начале проградации. Морские циклы начинаются с регрессии, как это отмечал Галловей. Все трансгрессивные пачки следует относить к нижележащим циклам. Эта регрессия может продолжаться до конца цикла, что характерно для циклов низшего порядка (парасиквенсов), а может сменяться трансгрессией, если в береговой зоне изменится баланс материала, т.е. поступление его станет меньше распределения по бассейну.

На рис. 1 видно главное отличие авторской модели от всех остальных моделей СС: оно заключается в характере колебаний УМ. Последние не являются сглаженными, синусоидальными, а представлены серией одномоментных погружений разного порядка, после которых идет заполнение бассейна без изменения УМ. Бассейн мелеет, глубины уменьшаются, но уровень остается прежним. Графики (1) и (2) на рис. 1г – это не разные кривые, а одна и

та же кривая различного порядка. Вариант (1) – это обобщенная кривая для всего цикла без учета мелких колебаний, а (2) – соответственно, с учетом таковых. Треугольниками здесь обозначены не трансгрессии и регрессии как таковые, а общая направленность изменения гранулометрии в континентальных (слева) и морских (справа) фациях. Континентальные проциклиты соответствуют морским рециклитам, и они имеют общие границы в пределах всего осадочного бассейна.

Таким образом, установлены следующие противоречия в СС и намечены пути их решения:

1. В концепции СС не соблюдается определение относительного уровня моря, которое дают сами авторы. Если зафиксировать точку отсчета и замерять уровень в течение длительного отрезка времени, то мы получим график погружения земной коры в данной точке – так называемую, кривую погружения. Параметр, называемый в СС относительным уровнем моря, на самом деле является глубиной бассейна.

2. В этой связи важнейшей проблемой познания природы циклогенеза является выяснение тектонического режима погружения осадочных бассейнов. Алгоритм синусоидальных колебаний, повсеместно принятый в СС, возможен для глубин бассейна, но не для относительного УМ.

3. Специалисты по СС затрудняются найти аналоги шифтов периферии осадочного чехла в осадочных сериях прилегающих эпиконтинентальных морей. Предлагается самое простое решение данной проблемы: совмещать их с подошвами регионально выдержанных глинистых толщ. Тем самым эти поверхности будут совмещены с подошвами базальных конгломератов континентальных серий.

4. Замена ведущего механизма циклогенеза потребует пересмотра большей части понятийно-терминологической базы СС. По сути дела, существующую СС легче заменить новой концепцией, чем исправить или усовершенствовать ее.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бейзель А.Л. Аналоги континентальных поверхностей выравнивания в морских разрезах (на примере юры Западной Сибири) // Литосфера. – 2009. – № 1. – С. 103–108.
2. Бейзель А.Л. Инверсионная модель циклогенеза: интерпретация трансгрессий и регрессий. – ГЕО–СИБИРЬ–2011. 7 Международная специализированная выставка и научный конгресс. Новосибирск. – 2011. – С. 24–27.
3. Бейзель А.Л. Инверсионная модель циклогенеза в категориях секвентной стратиграфии // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (28–31 октября 2013 г., г. Новосибирск). Т.1. Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2013. – С. 74–77.
4. Embry, A.F., Johannessen, E.P. T–R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic– Lower Jurassic succession, western Sverdrup basin, Arctic Canada. In: Vorren, T.O., Bergsager, E., Dahl–Stamnes, O.A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T.B. (Eds.), Arctic Geology and Petroleum Potential, vol. 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF). – 1992. – P. 121–146.
5. Galloway, W. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I, Architecture and genesis of flooding–surface bounded depositional units: AAPG Bull. – 1989. – V. 73. – P. 125–142.
6. Haq, B. U., Hardenbol, J., and Vail, P. R. Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sealevel change, in Lidz, B. H., ed., Sea–level changes: An integrated approach: Tulsa, OK, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication. 1988. – V. 42. – P. 71–108.
7. Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin T., De Graciansky P.C., Vail P. Mesozoic and Cenozoic sequence stratigraphy of European basins // Spec. Publ. SEPM. – 1998. – No.60. – P.3–13, 763–781.
8. Posamentier, H. W, Jervey, M. T, and Vail, P. R. Eustatic controls on clastic deposition I—Conceptual framework, in Lidz, B. H., ed., Sea–level changes: An integrated approach: Tulsa, OK, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication. 1988. – V. 42. – P. 109–154.
9. Sahagian D. L., Beisel A. L., Zakharov V. A. Sequence stratigraphy enhancement of biostratigraphic correlation with application to the Upper Cretaceous of Northern Siberia: a potential tool for petroleum exploration // Internat. Geol. Rev. – 1994. – V. 36. – P.359 – 372.

REFERENCES

1. Beisel A.L. Analogi kontinental'nykh poverkhnostey vyravnivaniya v morskikh razrezakh (na primere yury Zapadnoy Sibiri) // Litosfera. – 2009. – № 1. – C. 103–108.
2. Beisel A.L. Inversionnaya model' tsiklogeneza: interpretatsiya transgressiy i regressiy. – GEO–SIBIR'–2011. 7 Mezhdunarodnaya spetsializirovannaya vystavka i nauchnyy kongress. Novosibirsk. – 2011. – S. 24–27.
3. Beisel A.L. Inversionnaya model' tsiklogeneza v kategoriyakh sekventnoy stratigrafii // Osadochnyye basseyny, sedimentatsionnyye i postsedimentatsionnyye protsessy v geologicheskoy istorii. Materialy VII Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya (28–31 oktyabrya 2013 g., g. Novosibirsk). T.1. Novosibirsk: INGG SO RAN. – 2013. – C. 74–77
4. Embry, A.F., Johannessen, E.P. T–R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic– Lower Jurassic succession, western Sverdrup basin, Arctic Canada. In: Vorren, T.O., Bergsager, E., Dahl–Stamnes, O.A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T.B. (Eds.), Arctic Geology and Petroleum Potential, vol. 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF). – 1992. – P. 121–146.
5. Galloway, W. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I, Architecture and genesis of flooding–surface bounded depositional units: AAPG Bull. – 1989. – V. 73. – P. 125–142.
6. Haq, B. U., Hardenbol, J., and Vail, P. R. Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and

cycles of sealevel change, in Lidz, B. H., ed., Sea–level changes: An integrated approach: Tulsa, OK, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication. 1988. – V. 42. – P. 71–108.

7. Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin T., De Graciansky P.C., Vail P. Mesozoic and Cenozoic sequence stratigraphy of European basins // Spec. Publ. SEPM. – 1998. – No.60. – P.3–13, 763–781.

8. Posamentier, H. W, Jervey, M. T, and Vail, P. R. Eustatic controls on clastic deposition I—Conceptual framework, in Lidz, B. H., ed., Sea–level changes: An integrated approach: Tulsa, OK, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication. 1988. – V. 42. – P. 109–154.

9. Sahagian D. L., Beisel A. L., Zakharov V. A. Sequence stratigraphy enhancement of biostratigraphic correlation with application to the Upper Cretaceous of Northern Siberia: a potential tool for petroleum exploration // Internat. Geol. Rev. – 1994. – V. 36. – P.359 – 372.

© А.Л. Бейзель, 2020

УДК 551.79 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-002

«ВОСТОЧНЫЙ ПЕРЕНОС» КАК ГЛАВНЫЙ АРГУМЕНТ В ПОЛЬЗУ ВОДНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ ГРИВНОГО РЕЛЬЕФА ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Александр Леович Бейзель
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)3343326, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Евгений Сергеевич Соболев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)3343326, e-mail: soboleves@ipgg.sbras.ru

В работе получены новые данные в пользу «восточного трансфера» – переноса материала с северо-востока на юго-запад при формировании грив в позднем плейстоцене. Рассматриваются, во-первых, продольные борозды в осевой части грив, которые веерообразно расщепляются на их юго-западных окончаниях и, во-вторых, неразрывная генетическая связь гривного рельефа с древними ложбинами стока. Восточный перенос интерпретируется как убедительное свидетельство водного происхождения гривного рельефа.

Ключевые слова: Западная Сибирь, поздний плейстоцен, гривный рельеф, древние ложбины стока.

"EASTERN TRANSFER" AS THE MAIN ARGUMENT IN FAVOR OF THE WATER ORIGIN OF THE RIDGE RELIEF OF THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA

Alexander L. Beisel
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, Ph. D. senior scientific researcher, tel. (383)3343326, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Evgeny S. Sobolev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, Ph. D. senior scientific researcher, tel. (383) 3343326, e-mail: soboleves@ipgg.sbras.ru

New data were obtained in favor of “Eastern transfer” – the transfer of material from the North-East to the South-West during the formation of the ridge system in Late Pleistocene. They consist in two positions: first, they are longitudinal furrows in the axial part of the ridges, which are fan-shaped split at their South-Western ends; second, the inextricable genetic link of the ridge relief with the spillways is confirmed. The Eastern transfer is interpreted as convincing evidence of the water origin of the ridge relief.

Keywords: Western Siberia, Late Pleistocene, ridge relief, spillways.

Авторы в течение ряда лет развивают инициативную тему о происхождении гривного рельефа на юге Западной Сибири и, в частности, на территории Новосибирской области. Несмотря на то, что интерес к этой тематике в

настоящее время переживает циклический спад, в последние два десятилетия появились новые данные и методические подходы, позволяющие получить ключевые аргументы для решения поставленной задачи. Имеются в виду два обстоятельства. Во-первых, в 1999 г. вышла монография М.Г. Гросвальда, посвященная гидрологическим катастрофам в позднем плейстоцене и раннем голоцене на севере Евразии. Модель катастрофических прорывов морских вод и крупнейших затоплений Западно-Сибирской равнины дает принципиально новую аргументацию в пользу водного происхождения покровных лессовидных суглинков в целом и гривного рельефа в частности.

Во-вторых, начиная с 2005 года в распоряжении исследователей появилась беспрецедентная по своим возможностям методика дистанционного изучения земной поверхности с помощью интернет-сервисов Google-Map и Google-Earth. Она на порядки превосходит по своей эффективности применявшиеся ранее методики использования даных аэро- и космической съемки. Эта технология значительно расширяет наше поле деятельности, переводя основные акценты с собственно грив к анизотропии ланшафтов в целом. На юге Западной Сибири имеются следы диагональной ориентации (северо-восток – юго-запад) практически всех природных комплексов, определяемых характером распределения растительности, почв, ориентации болотных, лесных и степных массивов и участков, солончаковых ассоциаций, а также озер. Они частично перекрыты только средне-верхнеголоценовыми образованиями типа верховых торфяников васюганских болот, новейшей речной сети и озерных систем. Здесь имеется широчайшее поле деятельности для геоморфологии и ландшафтоведения. Сейчас стало очевидным, что все, что было написано в XX веке в рамках данных направлений, подлежит ревизии.

Исторически сложились две основные взаимоисключающие гипотезы образования грив (или гривогенеза) – эоловая и водная. У каждой из них имеются свои сильные и слабые стороны. Можно считать, что в академической науке возобладала первая из них, тогда как в «прикладных» отраслях (ведомства по землеустройству, мелиорации и т.п.) специалисты больше склоняются ко второй

точке зрения. Не претендуя на полный охват проблемы, постараемся осветить узловые дискуссионные моменты.

Известно, что гривы как линейные и параллельные друг другу формы рельефа демонстрируют свою независимость от местного рельефа (разумеется, до определенного предела). Это убедительно свидетельствует о том, что гривообразующий фактор был «надрельефным», то есть потоки вещества переносились, а затем аккумулировались на поверхности древнего рельефа, часто не совпадая с его контурами. Казалось, что на Западно-Сибирской равнине подобную работу мог осуществить только ветер. Этот тезис всегда и был главным аргументом в пользу эолового фактора. Надо отметить, что в этом случае перенос вещества должен происходить вдоль грив в направлении с юго-запада на северо-восток – согласно господствующему направлению ветров. Данное явление условно можно назвать западным трансфером.

С другой стороны, похожими характеристиками обладают системы ложбин древнего стока, развитые на юго-востоке Западной Сибири. Они линейны, параллельны друг другу, и не согласуются с местной гидросетью. В то же время они полностью согласуются с гривным рельефом в местах их совместного распространения. Также очевидно, что любые факторы, связанные с древними ложбинами стока, должны быть направлены с северо-востока на юго-запад, согласно общему уклону местности и закону гравитации – восточный трансфер.

Таким образом, мы имеем альтернативу, позволяющую решить спор между эолистами и сторонниками водной гипотезы на «макроуровне». Необходимо выяснить направление сноса материала при формировании грив. Решить эту задачу, как нам представляется, вполне можно общегеологическими методами.

Ранее авторы предполагали, что ключевым аргументом в этом плане может быть характер слоистости слагающих гривы толщ. Однако эти надежды не оправдались. Литературные данные, а также собственные полевые исследования авторов показали, что даже крупная косая слоистость может иметь фактически любое направление внутри гривы [1; 2]. Парадоксально, но линейная ориентировка грив при этом сохраняется (!).

Более перспективным признаком направленности формирования мы теперь считаем микрорельеф поверхности грив. В литературе по гривам давно отмечено, что на их поверхности имеются так называемые западины – углубления разнообразной формы. Их размеры и общая морфология подробно описаны [6]. Для нас наибольший интерес представляют линейные западины в виде борозд или каналов, вытянутых вдоль грив. Чаще всего они прямолинейные и приурочены к их осевой части. Космические снимки высокого разрешения и собственные наблюдения авторов позволили увидеть некоторые новые особенности их распределения. На многих гривах наблюдается (как правило, на их юго-западных окончаниях) формирование веерообразных систем каналов.

Это явление подтверждено наблюдениями на двух ключевых участках – Устьянском и в Широкой Курье. Устьянская грива пересекает автотрассу Новосибирск-Омск, в 25 км на запад от Барабинской развязки. На гребне этой гривы наблюдается сквозной осевой прямолинейный канал, от которого под острым углом отходят дополнительные каналы, особенно многочисленные на юго-западном окончании (рис. 1).

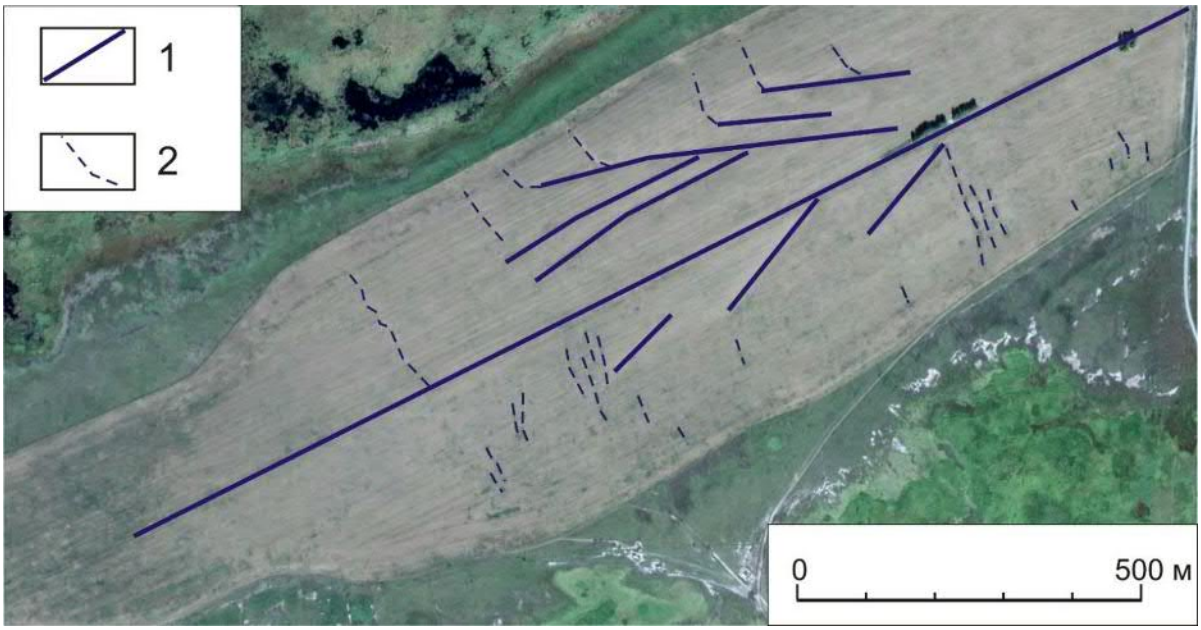


Рис. 1. Веерообразное окончание системы поверхностных каналов на Устьянской гриве (Барабинский район; 55.312447 с.ш., 77.924066 в.д.) (снимок из Google Earth)
1 – поверхностные каналы, 2 – современные эрозионные каналы
Fig. 1. Fan-shaped end of the system of surface channels on the Ustyansky mane (Baraba district; 55.312447 N, 77.924066 E) (image from Google Earth)

Некоторые крупные ответвления, в свою очередь, могут расщепляться на дополнительные ветви; в этом случае они могут быть направлены как вниз, так и вверх по склону. Далеко не всегда боковые каналы соединяются в своем основании с осевым каналом. То есть это не ветвящаяся система в строгом смысле данного слова. При этом все каналы прямолинейные или имеют угловатые изгибы – колена. Это свидетельствует о том, что они были созданы высокоэнергетическими потоками, не реагирующими на локальный рельеф.

На рис. 2 показан второй ключевой участок изучения поверхностных каналов – Широкая Курья. Здесь по диагонали в межгривной ложбине протекает р. Чулыменок в своем нижнем течении. По обеим сторонам от реки находятся гривы, весьма сходные по большинству признаков – размерам, форме и т.д. Однако, левобережная грива испещрена каналами, а на правобережной они не различаются. На других соседних гривах каналы редки.



Рис. 2. Грива Широкая Курья (Здвинский район, вблизи стационара Биологического института СО РАН; 54.584411 с.ш., 78.146854 в.д.) (снимок из Google Earth)

Fig. 2. The Shirokaya Kurya mane (Zdvinsky district, near the stationary camp of the Biological Institute of the SB RAS; 54.584411 N, 78.146854 E) (image from Google Earth)

По поводу происхождения этих каналов можно пока строить лишь предположения. Литературные данные не помогают. Ясно, что каналы теснейшим образом связаны с проихождением грив.

Другим направлением, которое мы развиваем в связи с проблемами гривогенеза, является дешифрирование древних ложбин стока по современным космическим снимкам. Это делается в аспекте связи с теорией гидросферных катастроф М.Г. Гросвальда, которую авторы в целом разделяют. В таком варианте их можно интерпретировать в качестве спиллвеев – высокоэнергетических потоков, игнорирующих локальный рельеф местности. Наилучшим образом характерные свойства спиллвеев проявлены в Обь-Енисейском междуречье, на территории Томской области и прилегающей части Красноярского края. Здесь мы имеем редкую возможность наблюдать зарождение системы спиллвеев.

Указанные объекты давно привлекают внимание исследователей. Основной вклад в изучение этих ложбин внесла Н.С.Евсеева [4; 5]. Вот как она и ее коллеги представляли себе систему древних ложбин стока на юго-востоке Западной Сибири (рис. 3). Насколько можно понять из этой схемы, весь сток из ложбин забирали Обь и Енисей, как и в настоящее время. О транзитном стоке на юго-запад ничего не говорится.

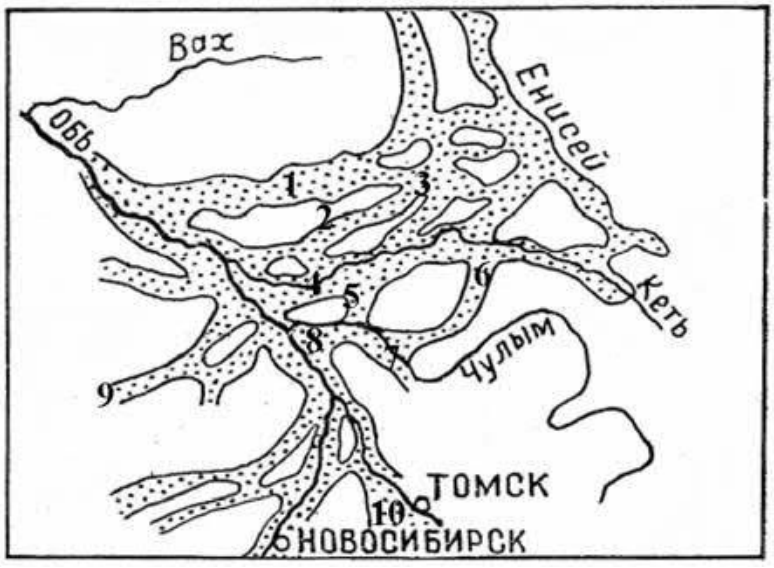


Рис. 3. Древние ложбины стока [4]
Fig. 3. Ancient dell [4]

По М.Г.Гросвальду [3] эти долины имеют полностью транзитный характер, и они являются продолжением спиллвеев на правобережье среднего течения р. Енисей.

По современным космоснимкам система ложбин представляется несколько иначе. Спиллвеи прекрасно трассируются, но они появляются «внезапно», начинаясь от Енисея, то есть на левобережье его среднего течения. В западном направлении они продолжаются на междуречье Оби и Иртыша, но в этой местности ложбины перекрыты средне-верхнеголоценовыми торфяниками и плохо различимы. Правобережные среднеенисейские аналоги нами не установлены, или же они выражены как-то совсем по-другому, и мы их не диагностируем. Спиллвеи отчетливо проявлены на территории Новосибирской области и Алтайского края. Здесь они проявляют эрозионно-аккумулятивный характер, в отличие от преимущественно эрозионного в междуречье Оби и Енисея.

На левобережье Енисея, в районе его среднего течения на участке от устья р. Сым до порогов Ножевой Камень и Петькин Камень (между поселками Ярцево – Ворогово), на основании анализа космических снимков сервиса Google Earth установлена своеобразная структура кольцевидного облика, которую предлагается назвать «Сымская кольцевая структура» (рис. 4). Она имеет овальную (яйцевидную) форму с удлиненной осью вдоль Енисея и подчеркнута набором кольцевых и дугообразных в плане контуров русел и водоразделов мелких рек. Размеры данной структуры – 110 х 150 км. С юга и юго-запада ее ограничивает круто изгибающееся русло р. Сым, с запада – р. Киденчес, на севере – р. Дубчес. Естественным восточным ограничением является возвышающийся Енисейский кряж.

От этой структуры в юго-западном направлении берут начало 6 спиллвеев, давно известных в литературе, четыре из них имеют собственные названия (Тымская, Пайдугинская, Кас-Кетская и Улуюльская древние ложбины стока). Два центральных спиллвея названий до сих пор не имели, поскольку они короче

других и быстро сливаются с самым крупным Кас-Кетским спиллвеем, делая его еще крупнее. К тому же они целиком находятся в пределах Красноярского края. Этим спиллвеям авторами присвоены названия Оксымский и Кольчумский.

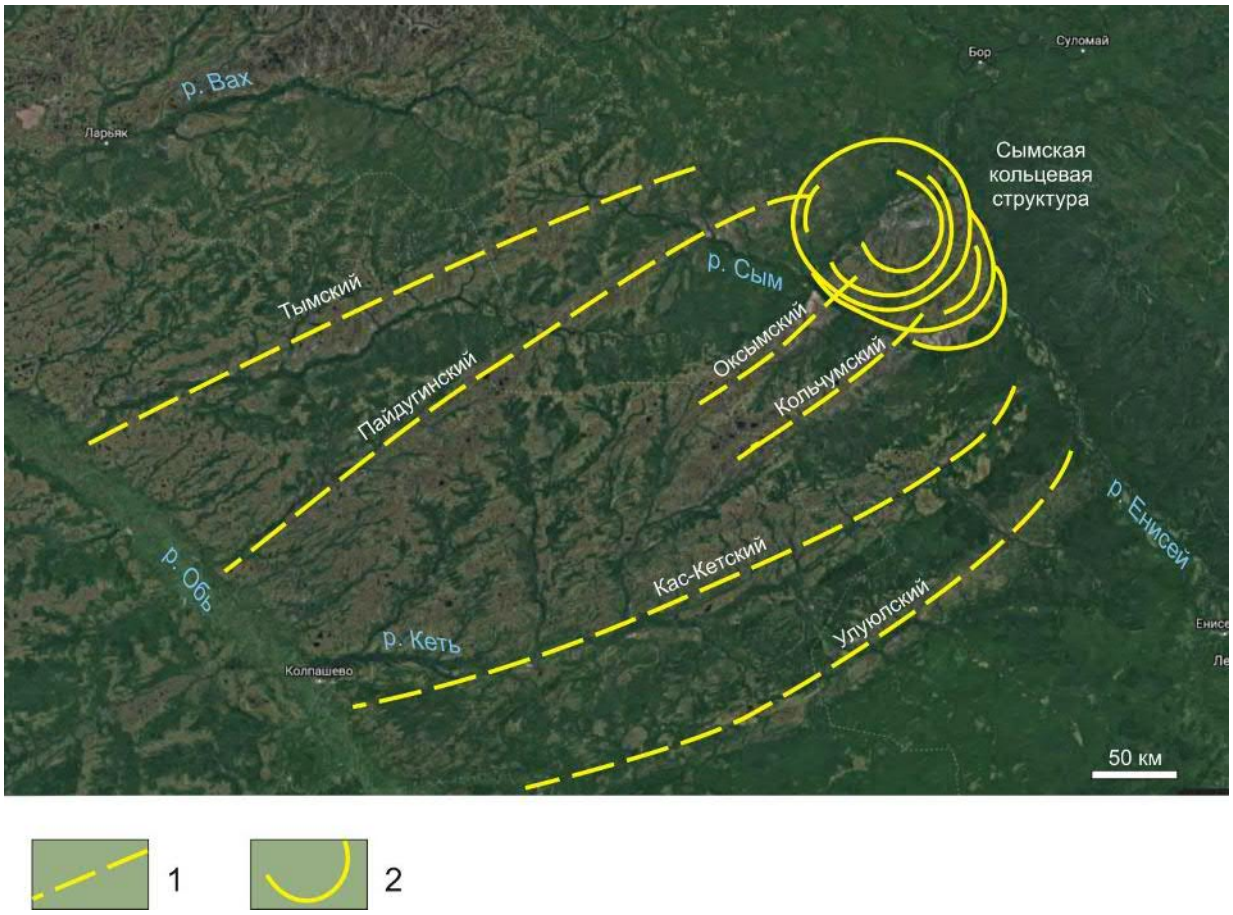


Рис. 4. Система спиллвеев с единым источником в Обь-Енисейском междуречье
1 – осевые линии спиллвеев, 2 – элементы Сымской кольцевой структуры
(снимок из Google Earth)
Fig. 4. The spillway system with a single source in the Ob-Yenisei interfluve

Система спиллвеев вокруг Сымского источника имеет симметричное строение. Непосредственно из него исходят четыре канала: в центре два коротких (Оксымский и Кольчумский), рядом с ними развитые спиллвеи Пайдугинский и Кас-Кетский, и на периферии еще два – Тымский и Улуюлский. Последние в своей головной части непосредственно с Сымской структурой не соединяются. Характер изгибания всех спиллвеев говорит о принадлежности их к единой системе вокруг общего источника. Известные в литературе

представления систем ложбин стока в Обь-Енисейском междуречье демонстрируют либо их хаотическое распределение (см. рис. 3), либо дугообразную форму с одинаковой выпуклостью на юго-восток [3]. Севернее этой системы есть по крайней мере еще один спиллвей, который на схеме не показан – Елогуй-Вах-Юганский. Он имеет начало в районе устья Елогуя, проходит вдоль р. Вах, хорошо проявлен на левобережье широтного отрезка Оби и даже пересекает Иртыш.

Итак, в результате проведенных исследований нами установлены два новых объекта, имеющих отношение к проблеме происхождения гривного рельефа: веерообразное расщепление поверхностных каналов на юго-западных окончаниях грив, а также единый источник позднеплейстоценовых катастрофических потоков на Обь-Енисейском междуречье (Сымская кольцевая структура). Каналы на гривах могут быть бороздами, оставленными плывущими в потоке предметами. Поскольку самих предметов не видно, можно предположить, что это были льдины – почему бы и нет? Что касается Сымской структуры, то, по нашим представлениям, это не что иное как место расположения мощнейшего источника катастрофического водного потока по М.Г.Гросвальду. Водный поток, скорее всего, исходил из-под покровного ледника. Пока это только предположения. Необходимы целенаправленные исследования непосредственно на структуре, чтобы сделать обоснованные выводы о ее природе. Ясно одно – оба рассмотренных здесь объекта подтверждают господство восточного трансфера при образовании грив.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балабай Я.Я. Происхождение гривного рельефа Западно–Сибирской низменности // Землеведение. – 1936. – Т. 38. – Вып. 1. – С. 106–122.

2. Бейзель А.Л., Соболев Е.С., Ян П.А. Новые данные по проблеме происхождения гривного рельефа юга Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. XV Междунар. науч. конгр., 22–26 апреля 2019 г., Новосибирск: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». Т. 2, № 1. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. С. 3–9.

3. Гросвальд М.Г. Евразийские гидросферные катастрофы и оледенение Арктики. – М.: Научный мир, 1999. – 120 с.

4. Евсеева Н.С. Современный морфолитогенез юго–востока Западно–Сибирской

равнины. Томск: Изд–во НТЛ, 2009. 484 с.

5. Земцов А.А., Евсеева Н.С. Рельефообразование в лесоболотной зоне Западно–Сибирской равнины. – Томск: ТГУ, 1990. 240 с.

6. А.А. Земцов, Б.В. Мизеров, В.А. Николаев, В.Л. Суходровский, Н.П. Белецкая, А.Г. Гриценко, И. В. Пилькевич, Д. А. Синельников. Рельеф Западно–Сибирской равнивы/Земцов А.А., Мизеров Б.В., Николаев В.А. и др.– Новосибирск: Наука. Сиб. отд–ние. – 1988. – 192 с.

REFERENCES

1. Balabaj Ya. Ya. Proiskhozhdenie grivnogo rel'efa Zapadno–Sibirskoj nizmennosti // Zemlevedenie. – 1936. – T.38. – Vyp. 1. – S. 106–122.

2. Beisel A.L., Sobolev Ye.S., Yan P.A. Novyye dannyye po probleme proiskhozhdeniya grivnogo rel'yefa yuga Zapadnoy Sibiri // Interekspo GEO–Sibir'. XV Mezhdunar. nauch. kongr., 22–26 aprelya 2019 g., Novosibirsk: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Ekonomika. Geoekologiya». T. 2, № 1. – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. S. 3–9.

3. Grosswald M.G. Evrazijskie gidrosfernye katastrofy i oledenenie Arktiki. – M.: Nauchnyj mir, 1999. – 120 s.

4. Yevseyeva N.S. Sovremennyy morfolitogenez yugo–vostoka Zapadno–Sibirskoy ravniny. Tomsk: Izd–vo NTL, 2009. 484 s.

5. Zemtsov A.A., Yevseyeva N.S. Rel'yefoobrazovaniye v lesobolotnoy zone Zapadno–Sibirskoy ravniny. – Tomsk: TGU, 1990. 240 s.

6. A. A. Zemtsov, B. V. Mizerov, V. A. Nikolayev, V. L. Sukhodrovskiy, N. P. Beletskaya, A. G. Gritsenko, I. V. Pil'kevich, D. A. Sinel'nikov. Rel'yef Zapadno–Sibirskoy ravnivy/Zemtsov A. A., Mizerov B. V., Nikolayev V. A. i dr.– Novosibirsk: Nauka. Sib. otd–niye, 1988. – 192 s.

© А. Л. Бейзель, Е. С. Соболев, 2020

УДК 556.314(571.1) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-003

ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ ВОДА-ПОРОДА НА ПРИМЕРЕ ГОРИЗОНТА Ю1 ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Людмила Галериевна Вакуленко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент, e-mail: VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Остап Дмитриевич Николенко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, ведущий инженер, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Петр Александрович Ян
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр.-т Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, старший преподаватель, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

Приводятся данные комплексного изучения изотопно-геохимических особенностей системы вода-порода на примере горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского нефтяного месторождения. Установлено, что пластовые воды разрабатываемых залежей схожи по изотопным отношениям и находятся в одной области с водами апт-альб-сеноманского комплекса (агент заводнения). В цементе алеврито-песчаных коллекторов среди аутигенных минералов наиболее широко распространен кальцит, представленный тремя генерациями. Выявлен узкий интервал значений $\delta^{13}C$ при анализе изотопной пары $\delta^{13}C - \delta^{18}O$: в водах - от -10,5 до -9,1 ‰, в кальцитах третьей генерации - от -10,7 до -9,1 ‰.

Ключевые слова: гидрогеохимия, литогеохимия, стабильные изотопы, аутигенные минералы, горизонт $Ю_1$, Верх-Тарское месторождение, Западная Сибирь.

ISOTOPIC-GEOCHEMICAL FEATURES OF WATER-ROCK SYSTEM BY THE EXAMPLE OF VERKH-TARSKOE OIL FIELD

Lyudmila G. Vakulenko
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, PhD in Geology, Leading Researcher; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Associate professor, e-mail: VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, PhD, Head of the laboratory; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Associate professor, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Ostap D. Nikolenko
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3,Advanced Engineer, tel. (383) 333-23-03, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, associated researcher, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anatoly V. Chernykh
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, associated researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Peter A. Yan
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, PhD in Geology, Head of the Laboratory; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, senior lecturer, tel. (383) 363-67-21, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

The first data of a comprehensive study of the isotope-geochemical features of the water-rock system are presented on the example of the Yu_1 horizon of the Verkh-Tarsk oil field. It was established that the reservoir waters of the developed deposits are similar in the isotopic ratios and located in the same area with the waters of the Apt-Alb-Cenomanian aquifer complex (an agent for flooding). In the cement of silt-sandy rocks among the authigenic minerals most widely represented by calcite, three generations of it were established. A narrow range of $\delta^{13}C$ values was revealed in the analysis of the $\delta^{13}C$ - $\delta^{18}O$ isotope pair. In waters it ranges from -10.5 to -9.1 ‰, and in calcites of the third generation from -10.7 to -9.1 ‰.

Keywords: hydrogeochemistry, lithogeochemistry, stable isotopes, authigenic minerals, horizon Yu_1, Verkh-Tarsk field, Western Siberia.

Система «вода – порода» относится к наиболее сложным гетерогенным системам с межфазовыми взаимодействиями [1]. Эволюция состава подземных вод начинается с момента их попадания в осадочно-породный бассейн и протекает в тесной связи с вмещающими горными породами и рассеянным органическим веществом. Каждая осадочная порода представляет собой совокупность парагенетической ассоциации минеральных и (или) органических компонентов и жидкостно-флюидной фазы. Как правило, основной объем аутигенного минералообразования приходится на карбонатные минералы цемента. В этой связи в настоящей работе рассмотрены дискуссионные вопросы их происхождения, источники вещества и т.д.

Объект исследования выбран неслучайно, так как горизонт $Ю_1$ является основным продуктивным пластом и объектом разработки в северных районах Новосибирской области. Верх-Тарское нефтяное месторождение является наиболее изученным разведочным и эксплуатационным бурением с длительным периодом эксплуатации [5, 6] (рис. 1). Залежь УВ приурочена к пласту $Ю_1^1$ надугольной пачки [4]. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) алеврито-песчаных пород отличаются большой анизотропией. Значения коэффициента проницаемости изменяются в диапазоне $(0{,}001\text{-}797{,}6)\cdot10^{-3}$мкм^2. Очаги повышенных ФЕС выявлены в центральной и восточной частях залежи. Среди факторов их формирования важную роль играли постседиментационные процессы образования аутигенных карбонатных минералов, входящих в основном в состав цементов алеврито-песчаных пород-коллекторов. Локальность, неравномерность распределения новообразованных карбонатов (в основном кальцита) подчеркивали геологи, занимавшиеся минералого-петрографическими исследованиями горизонта $Ю_1$ [2-3]. Позднее исследователи, выполнявшие геологическое моделирование этого объекта на площади Верх-Тарского месторождения [4], отмечали, что около 25% общего объема песчаников пласта $Ю_1^1$ карбонатизировано, а наибольшее количество плотных пропластков сконцентрировано в его кровельной и подошвенной частях.

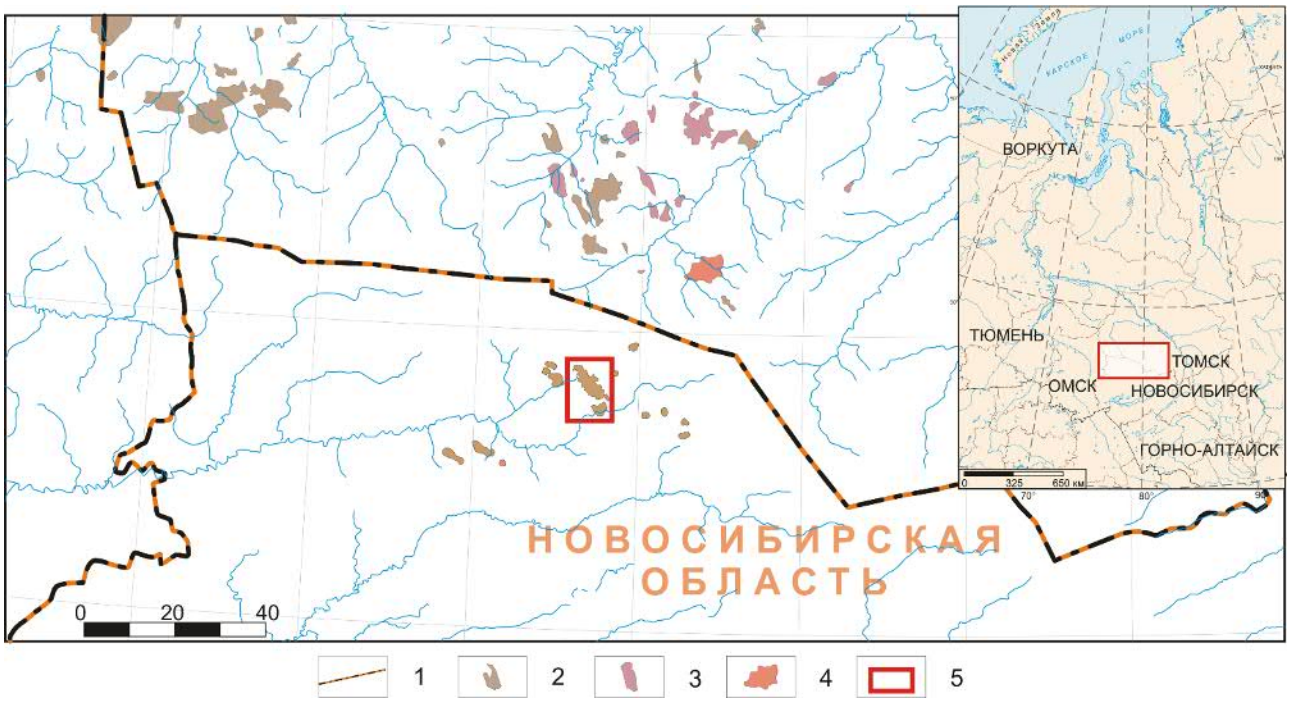


Рис. 1. Местоположение Верх-Тарского нефтяного месторождения

1 – административные границы; месторождения: 2 - нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – газоконденсатные и газовые; 5 – местоположение района исследований.

Fig. 1. Location of the Verkh-Tarsk oil field

Опираясь на результаты комплексных седиментологических и петрофизических исследований бат-верхнеюрских отложений юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) [7-9], нами было проведено дополнительное литологическое изучение фактического материала по горизонту $Ю_1$, вскрытому и охарактеризованному керном на Верх-Тарской площади в интервале глубин 2486-2902 м (250 шлифов по 10 скважинам). В ноябре 2019 года в ходе проведения полевых работ на Верх-Тарском нефтяном месторождении нами было отобрано 18 проб из разных водоносных горизонтов. Лабораторное изучение литолого-минералогических особенностей пород, включая сканирующую электронную микроскопию с микрозондовым анализом (230 спектров) химического и изотопного состава пластовых вод проводилось в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии ИШПР ТПУ (аналитики О.В. Чеботарева, Н.В. Бублий, А.С. Погуца, В.В. Куровская, К.Б. Кривцова, Л.А. Ракул), в лабораториях ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН и ИГМ им. В.С. Соболева СО РАН (аналитики О.П. Изох, А.Н. Пыряев).

Последние результаты детальных геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических исследований нефтегазоносных отложений изучаемого региона отражены в работах [10-17]. В этой связи остановимся подробнее на характеристике изотопного состава подземных вод.

Использование стабильных изотопов ($\delta^{18}O$, δD и $\delta^{13}C$) завоевало широкую популярность при исследовании динамики природных вод, их генезиса и гидрогеохимических эффектов при взаимодействии воды и пород [18]. При интерпретации данных по стабильной изотопии кислорода и водорода обычно оперируют глобальной (Global Meteoric Water Line - GMWL) линией метеорных вод, предложенной Г. Крейгом [19]. На момент исследования, данные по изотопным соотношениям δD и $\delta^{18}O$ подземных вод нефтегазоносных отложений изучаемого региона отсутствуют. Изотопный анализ отобранных образцов вод показал довольно широкую вариацию изотопных отношений δD (от -77,9 ‰ до -61,7 ‰) и $\delta^{18}O$ (от -9,0 ‰ до -5,1 ‰). Тем не менее, из рис. 2а хорошо видно, что для всех исследованных вод пара изотопных отношений δD-$\delta^{18}O$ располагается значительно ниже линии метеорных вод. Наблюдается закономерный сдвиг по $\delta^{18}O$ вправо от вод апт-альб-сеноманского (-9,0 ‰) к водам нижне-среднеюрского водоносного комплекса –(5,1 ‰), т.е. от молодых к более древним, что говорит о росте времени взаимодействия подземных вод с вмещающими горными породами. Видно, что подземные воды разрабатываемых залежей Верх-Тарского, Восточно-Тарского и Малоичского месторождений находятся в одной области с водами апт-альб-сеномана. Это можно объяснить процессами их смешения при заводнении залежей.

Данные по изотопному составу растворенного неорганического углерода (dissolved inorganic carbon – DIC) вод, $\delta^{13}C_{DIC}$, позволяют сделать выводы о взаимодействии вод с рассеянным органическим веществом (РОВ), вмещающими породами и залежами углеводородов (УВ). Изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ исследованных вод варьируют в диапазоне от -21,6 ‰ до -1,4 ‰ (рис. 2б). Очевидно, что в ряде образцов (область I), представленных в настоящей работе, происхождение гидрокарбонат-иона этих вод, по-видимому, связано с их

формированием преимущественно в континентальных обстановках. Они более тяжелые по изотопному составу ($\delta^{13}C_{DIC}$ = -10,5 – -1,4 ‰) и во многом схожи с значением $\delta^{13}C$ атмосферного CO_2 в широтах Новосибирской области, которое в зависимости от времени года, колеблется от -8,0 до -9,0 ‰ [20]. Между тем, значительная часть представленных вод имеет более легкие изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ = -21,6 – -11,8 ‰ (область II). Наиболее вероятным источником легких изотопов углерода в этих водах представляется РОВ, залежи УВ и вмещающие породы.

Изотопные отношения стронция ($^{87}Sr/^{86}Sr$ – $^{87}Rb/^{86}Sr$) применяются для выявления его источников в подземных водах и оценки степени взаимодействия в системе вода – порода [21]. Радиогенный ^{87}Sr является продуктом распада ^{87}Rb с периодом полураспада $4{,}88 \cdot 10^{10}$ лет, поэтому $^{87}Sr/^{86}Sr$ значительно выше в обогащенной ^{87}Rb континентальной коре, чем в океанической [22]. Начиная с докембрия отношение Sr^{87}/Sr^{86} морской воды колебалось от 0,7070 до 0,7092. В современной морской воде это отношение равно 0,70918 [23], а в речных водах отношение Sr^{87}/Sr^{86} = 0,7119 [24]. В древних осадочных бассейнах с галогенными формациями как правило Sr^{87}/Sr^{86} выше, чем в морской воде или совпадает с ним [25]. Из-за значительного увеличения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в морской воде после юрского периода, некоторые подземные воды в молодых осадочных бассейнах фактически имеют отношения $^{87}Sr/^{86}Sr$ ниже, чем в современной морской воде из-за поступления стронция в них при взаимодействии с вмещающими горными породами [26]. Изотопные отношения Sr^{87}/Sr^{86} всех изученных проб находятся значительно ниже современных морских вод (рис. 2в-д). Так, отношение Sr^{87}/Sr^{86} у вод апт-альб-сеноманского комплекса составляет 0,70652, у неокомского – 0,70539-0,70707, верхнеюрского – 0,70609-0,70763, нижне-среднеюрского – 0,70637 и палеозойского (НГГЗК) – 0,70613.

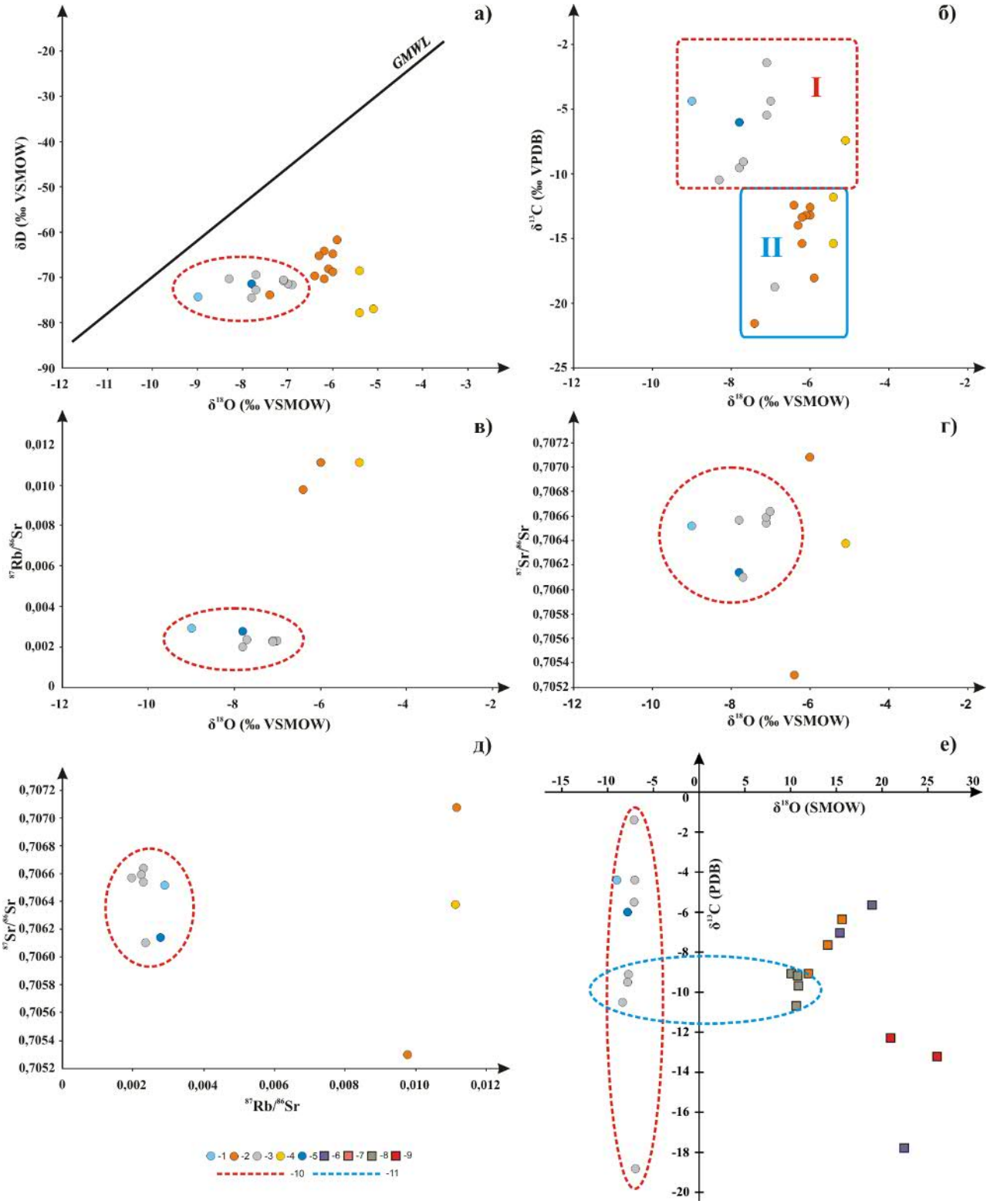


Рис. 2. Изотопные отношения δD – $\delta^{18}O$ (а), $\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$ (б), $^{87}Rb/^{86}Sr$ – $\delta^{18}O$ (в), $^{87}Sr/^{86}Sr$ – $\delta^{18}O$ (г), $^{87}Sr^{86}/Sr$ – $^{87}Rb/^{86}Sr$ (д) в пластовых водах и $\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$ (е) в пластовых водах и породах Верх-Тарского нефтяного месторождения

Пластовые воды водоносных комплексов: 1 – апт-альб-сеноманского; 2 – неокомского (Северо-Кеумское месторождение и ЛУ Юганский № 11); 3 – верхнеюрского; 4 – нижне-среднеюрского (Западно-Герасимовское месторождение) и 5 – НГЗК и палеозойского. Образцы горных пород горизонта $Ю_1$: кальциты: 6 – I-II генерации, 7 – II генерации, 8 – III генерации, 9 – доломиты. Области проб: 10 – разрабатываемых залежей, 11 – схожих по изотопному составу $\delta^{13}C$ пластовых вод и кальцитов III генерации горизонта $Ю_1$ Верх-

Тарского месторождения.

Fig. 2. The isotopic ratios δD - $\delta^{18}O$ (a), $\delta^{13}C$ - $\delta^{18}O$ (b), $^{87}Rb/^{86}Sr$ - $\delta^{18}O$ (c), $^{87}Sr/^{86}Sr$ - $\delta^{18}O$ (d), $^{87}Sr/^{86}Sr$ - $^{87}Rb/^{86}Sr$ (d) in formation waters and $\delta^{13}C$ - $\delta^{18}O$ (e) in formation waters and rocks of the Verkh-Tarsk oil field

Как и при рассмотрении изотопных пар δD – $\delta^{18}O$ и $\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$ установлено родство пластовых вод разрабатываемых залежей УВ северных районов Новосибирской области с водами апт-альб-сеноманского комплекса, которые изначально являлись источниками для заводнения залежей.

Инконгруэнтное растворение минералов, при всей его сложности, обязано главным образом явлениям гидролиза алюмосиликатов. На пути установления равновесия подземных вод с первичными алюмосиликатными минералами всегда выступает карбонатный барьер. В изученных алеврито-песчаных породах горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения, наиболее широко распространен кальцит (от первых % до 45-50%). Установлено три его генерации. I генерация встречается редко в виде сгустков и пятен тонко-микрокристаллической структуры (реликтов седиментационно-раннедиагенетического микрита). II генерация представлена отдельными кристаллами и агрегатами кальцита тонко-, мелко-, редко средне-мелкокристаллической структуры, формирующими поровый, участками базально-поровый цемент. К III генерации отнесен пойкилитовый кальцит мелко-средне-, средне-крупно- и грубокристаллический. Он корродирует обломки (в том числе регенерационные кварцевые каемки), частично или полностью замещает часть из них, формируя порово-базальный, базальный цемент. Наиболее широко проявлен в изученных породах. Большинство исследователей считает пойкилитовый кальцит одним из наиболее поздних катагенетических аутигенных минералов.

Анализ термодинамических диаграмм с нанесением точек активностей компонентов состава подземных вод показал такие же результаты. При пластовых температурах, изменяющихся от 80 до 100°С, все без исключения изученные воды пересыщены относительно кальцита и доломита, и способны высаживать их в виде вторичной минеральной фазы. Вследствие того, что с

ростом температуры растворимость кальцита уменьшается, мы наблюдаем наибольшую степень насыщения вод этим минералом в наиболее погруженных частях залежи. Аналогичную ситуацию можно отметить с доломитом (рис. 3).

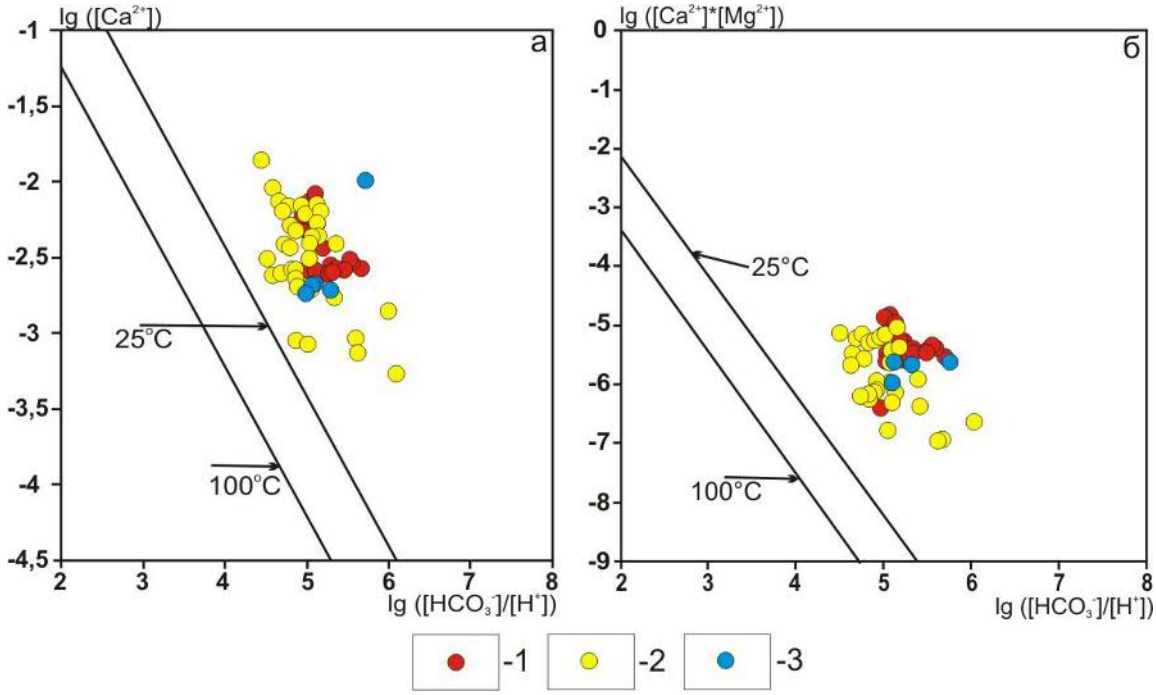


Рис. 3. Диаграммы степени насыщения вод кальцитом (а) и доломитом (б) при 100 °С с нанесением данных по составу подземных вод верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья

Воды: 1 – Верх-Тарского нефтяного месторождения (результаты 2019 года); районов Обь-Иртышского междуречья: 2 – центральных, 3 – южных и юго-восточных.

Fig. 3. Diagrams of the water saturation degree with calcite (a) and dolomite (b) at 100°C with data on the groundwater composition in the Upper Jurassic deposits of the southern regions of the Ob-Irtysh interfluve

Остановимся подробнее на результатах изучения карбонатных минералов цемента, полученных в процессе стадиального анализа постседиментационных изменений пород-коллекторов. При анализе изотопной пары $\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$ (см. рис. 2е) довольно четко прослеживается разница характеристик кальцитов I, II и III генераций. Для I генерации характерны наиболее утяжеленный состав изотопов углерода ($\delta^{13}C$ от -7,0 до -5,6 ‰) и средние значения (среди полученных) изотопного состава кислорода ($\delta^{18}O$ от 15,4 до 18,9 ‰). Для микритового известняка с обильными остатками фрагментов растительности изотопный состав отличается: он наиболее облегчен по углероду: $\delta^{13}C$ = -17,8 ‰ и утяжелен по кислороду: $\delta^{18}O$ = 22,4 ‰, что свидетельствует о значительном участии

органической углекислоты при его формировании. По составу кислотных вытяжек из анализируемых образцов кальциты I генерации имеют довольно «чистый» состав с содержанием Ca – 37,8-38,0 %, небольшими примесями Mg (0,6-0,7 %), Fe (0,7-1,3 %), Mn (до 0,1 %), относительно повышенными Sr (0,2-0,4 %). В случае появления заметного количества более перекристаллизованного кальцита второй генерации при уменьшении содержания Ca (до 30,1 %) и Sr (до 0,1 %) увеличиваются содержания Mg (до 1,4%), Fe (до 7,0 %), Mn (до 0,7 %) с формированием магнезиально-железистых кальцитов.

Кальцит II генерации облегчен по изотопному составу углерода ($\delta^{13}C$ – от -13,2 до -9,7 ‰) и характеризуется значительными вариациями значений $\delta^{18}O$, с противоположным трендом в направленности изменений: по мере утяжеления углерода наблюдается облегчение кислорода – от 26,0 до 10,9 ‰. При этом в составе кальцита на фоне уменьшения содержания Ca (от 38,3 до 30,3 %) увеличивается содержание Mg (от 1,0 до 3,2 %), Fe (от 1,0 до 12,1 %), отмечается также Mn (0,2-0,3 %) и Sr (0,1-0,2 %). Таким образом, кальциты II генерации преимущественно железисто-магнезиальные и магнезиально-железистые, хотя отмечены и довольно «чистые» разновидности. В процессе их формирования, вероятно, участвовала углекислота, образующаяся при разложении ОВ осадков, а также углекислота низкотемпературных поровых растворов. В ряде случаев в интервалах развития песчаников с кальцитовым цементом II генерации отмечались прослои с порово-базальным цементом доломитового состава, не взаимодействующим с 5 % HCl и не окрашиваемом ализарином в петрографических шлифах. По результатам изотопных исследований для этих образцов отмечается однонаправленное утяжеление изотопного состава по углероду ($\delta^{13}C$ от -9,1 до -6,3 ‰) и кислороду ($\delta^{18}O$ от 12,0 до 15,7 ‰). При этом в составе доломита существенно увеличено содержание Mg (7,4-7,8 %), снижено Ca (25,5-24,5 %), и Sr (до 0,1 %). Содержание Fe варьирует в пределах 7,3-8,4 %, Mn – 0,2-0,3 %.

Кальциты III генерации средне-, крупно-, иногда грубокристаллической структуры, характеризуются незначительными вариациями изотопного состава:

$\delta^{13}C$ – от -10,7 до -9,1 ‰, $\delta^{18}O$ – от 10,1 до 10,9 ‰. Наиболее облегченный изотопный состав по кислороду указывает на их формирование при более высокой температуре. По составу кислотных вытяжек это относительно чистые кальциты с содержанием Ca – 35,4-40,1 %, Mg – 0,5-0,9 %, Fe – 2,0-3,4 %, Mn – 0,2-0,6 %, Sr – 0,3-0,5 %.

По результатам изучения на сканирующем электронном микроскопе кальцит III генерации – относительно чистый, с небольшими примесями Mg (0,2-0,6 %) и Fe (0,2-2,0 %). Периодически отмечаются Mn (0,3-0,9 %) и Sr (0,4-0,9 %). В кальците II генерации постоянно отмечается значительное содержание Mg и Fe (обычно близкое – от 4 до 10-12 %), редко присутствует Mn (как правило, менее 1 %, в единичных случаях до 4,0 %), характерно отсутствие Sr. Таким образом, вторая генерация представлена магнезиально-железистым и железисто-магнезиальным кальцитом с разным соотношением указанных элементов, вплоть до перехода в доломит. Интересно, что в случае постепенного заполнения межзернового пространства кальцит внешней зоны обогащен Mg и Fe, а внутренняя зона выполняется высокомагнезиальным кальцитом с небольшой примесью Fe (0,5-0,6 %), примесь Mn отмечена только в кальците внешней зоны. Наиболее пестрый состав наблюдался в микритовых кальцитовых желваках, где кальцит I генерации часто отмечен в ассоциации с тем или иным количеством кальцита II генерации. Здесь в спектрах зафиксирован относительно чистый кальцит с небольшой примесью Mg (до 0,2 %) и Fe (0,9-1,1 %), характерно присутствие Mn и Sr. В слабо перекристаллизованных участках уже представлен кальцит II генерации с повышенным содержанием Mg и Fe, отсутствием Sr. Иногда содержание Mn сильно варьирует, вплоть до появления манганокальцита (16,4-23%).

Представляется, что формирование кальцита первой и второй генераций происходило в условиях, близких седиментационным (этап диагенеза), и связано с низкотемпературными поровыми растворами, обогащенными органической углекислотой. Формирование кальцита третьей генерации связано с более высокотемпературными растворами с пониженным содержанием органической

углекислоты (этап катагенеза). Результаты изотопных исследований подтверждают этот тезис. Выявлен узкий интервал значений $\delta^{13}C$ при анализе изотопной пары $\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$. В водах он составляет от -10,5 до -9,1 ‰, а в кальцитах третьей генерации от -10,7 до -9,1 ‰ (см. рис. 2е).

Исследования проводились при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0021, 0331-2019-0025 и проектов Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области №18-45-540004 и 19-45-540006.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шварцев С.Л. О соотношении составов подземных вод и горных пород // Геология и геофизика. – 1992. – № 8. – С. 16–50.
2. Розин А.А., Сердюк З.Я. Преобразование состава подземных вод и пород ЗСП под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – № 4. – С. 102–113.
3. Сердюк З.Я., Эренбург Б.Г. О составе вторичных карбонатов, развитых в трещинах и порах пород фундамента и осадочного чехла Обь–Иртышского междуречья // Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1972. – С. 87–91.
4. Пинус О.В., Легеза С.А. Методика геологического моделирования пласта $Ю_1$ на примере Верх–Тарского нефтяного месторождения // Технология ТЭК. – 2006. – Октябрь.
5. Новиков Д.А., Павлова С.А., Кузнецов Д.Ю., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Состояние разработки залежи Ю1 Верх–Тарского нефтяного месторождения на январь 2019 года // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 109–116. DOI:2618–981X–2019–2–1–109–116
6. https://www.novng.ru/production/deposits/ обращение к ресурсу 2019.02.20
7. Хабаров Е.М., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю., Плисов С.Ф. Палеогеографические критерии распределения коллекторов в средне–верхнеюрских отложениях юга Западно–Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 26–33.
8. Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю., Родякин С.В., Хабаров Е.М., Ян П.А. Петрографические особенности пород–коллекторов бат–верхнеюрских отложений юга Западно–Сибирского нефтегазоносного бассейна // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – № 1. – С. 25–31.
9. Ян П.А., Хабаров Е.М. Интерпретация данных ГИС при палеогеографических реконструкциях (на примере бат–верхнеюрских отложений юга Западной Сибири) // Геофизические технологии. – 2018. – № 4. – С. 27–38. DOI:10.18303/2619–1563–2018–4–4
10. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо–западных районов Новосибирской области // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69–76. DOI: 10.31660/0445–0108–2018–5–69–76
11. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Шохин А.Е., Юдин С.В., Ефимцев Н.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Результаты моделирования водно–газовых равновесий в пределах нефтегазоносных отложений Обь–Иртышского междуречья // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. – Новосибирск: СГУГиТ, 2018. – Т. 2. – № 1. – С. 77–84. DOI:10.18303/2618–981X–2018–1–77–84

12. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных, Шохин А.Е. Изучение газогенерирующих процессов методами моделирования водно–газовых равновесий (на примере южных районов Обь–Иртышского междуречья) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России. XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 327–332.

13. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь–Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94. DOI:10.18599/grs.2019.4.85–94

14. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь–Иртышского междуречья // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2019. – С. 70–81. DOI:10.31660/0445–0108–2019–4–70–81

15. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Формы миграции химических элементов в подземных водах горизонта $Ю_1$ Верх–Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2019. – № 16. – С. 448–453. DOI:10.31241/FNS.2019.16.091

16. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Содержание редкоземельных элементов в подземных водах верхнеюрских отложений Верх–Тарского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 141–148. DOI: 2618–981X–2019–2–1–141–148

17. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно–Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127. DOI:10.18799/24131830/2019/9/2260

18. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы. – М.: Научный мир, 2009. – 632 с.

19. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – PP. 1702–1703.

20. Лаборатория глобальных наблюдений. [Электронный ресурс]: Код доступа: http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/

21. Armstrong S.C., Sturchio N.C., Hendry M.J. Strontium isotopic evidence on the chemical evolution of pore waters in the Milk River aquifer, Alberta, Canada // Applied Geochemistry. – 1998. – V. 13. – PP. 463–475.

22. McNutt R.H., Frape S.K., Fritz P., Jones M.G., MacDonald I.M. The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values of Canadian Shield brines and fracture minerals with applications to groundwater mixing, fracture history, and geochronology // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1990. – V. 54. – PP. 205–215.

23. Lackschewitz K.S., Devey W., Stoffers P., Botz R., Eisenhauer A., Kummetz M., Schmidt M., Singer A. Mineralogical, geochemical and isotopic characteristics of hydrothermal alteration processes in the active, submarine, felsic–hosted PACMANUS field, Manus Basin, Papua New Guinea // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2004. – V. 68. – I. 21. – PP. 4405–4427.

24. Palmer M.R., Edmond J.M. The strontium isotope budget of the modern ocean // Earth and Planet. Sci. Lett. – 1989. – V. 92. – I. 1. – PP. 11–26.

25. Connolly C.A., Walter L.M., Baadsgaard H., Longstaff F. Origin and evolution of formation fluids, Alberta Basin, western Canada sedimentary basin. II: Isotope systematics and fluid mixing // Applied Geochemistry. – 1990. – V. 5. – PP. 375–395.

26. McManus K.M., Hanor J.S. Diagenetic evidence for massive evaporate dissolution, fluid flow, and mass transfer in the Louisiana Gulf Coast // Geology. – 1993. – V. 21. – PP. 727–730.

REFERENCES

1. Shvarcev S.L. O sootnoshenii sostavov podzemnyh vod i gornyh porod // Geologija i geofizika. – 1992. – №8. – S. 16–50.

2. Rozin A.A., Serdjuk Z.Ja. Preobrazovanie sostava podzemnyh vod i porod ZSP pod vozdejstviem glubinnogo uglekislogo gaza // Litologija i poleznye iskopaemye. – 1970. – №4. – S. 102–113.

3. Serdjuk Z.Ja., Jerenburg B.G. O sostave vtorichnyh karbonatov, razvityh v treshhinah i porah porod fundamenta i osadochnogo chehla Ob'–Irtyshskogo mezhdurech'ja // Litologija i geohimija mezozojskih otlozhenij Sibiri. – Novosibirsk: SNIIGGiMS. – 1972. – S. 87–91.

4. Pinus O.V., Legeza S.A. Metodika geologicheskogo modelirovanija plasta Ju1 na primere Verh–Tarskogo neftjanogo mestorozhdenija // Tehnologija TJeK.– 2006. – Oktjabr'.

5. Novikov D.A., Pavlova S.A., Kuznecov D.Ju., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. Sostojanie razrabotki zalezhi Ju1 Verh–Tarskogo neftjanogo mestorozhdenija na janvar' 2019 goda // Interjekspo GEO–Sibir'. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 109–116. DOI: 2618–981H–2019–2–1–109–116

6. https://www.novng.ru/production/deposits/ obrashhenie k resursu 2019.02.20

7. Habarov E.M., Jan P.A., Vakulenko L.G., Popov A.Ju., Plisov S.F. Paleogeograficheskie kriterii raspredelenija kollektorov v sredne–verhnejurskih otlozhenijah juga Zapadno–Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna // Geologija nefti i gaza. – 2009. – №1. – S. 26–33.

8. Vakulenko L.G., Popov A.Ju., Rodjakin S.V., Habarov E.M., Jan P.A. Petrograficheskie osobennosti porod–kollektorov bat–verhnejurskih otlozhenij juga Zapadno–Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna / Interjekspo GEO–Sibir'. T. 2: Mezhdunar. Nauch. Konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija». – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. – № 1. – S. 25–31.

9. Jan P.A., Habarov E.M. Interpretacija dannyh GIS pri paleogeograficheskih rekonstrukcijah (na primere bat–verhnejurskih otlozhenij juga Zapadnoj Sibiri) // Geofizicheskie tehnologii. – 2018. – №4. – S. 27–38. (DOI: 10.18303/2619–1563–2018–4–4).

10. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. O geotermicheskoj zonal'nosti neftegazonosnyh otlozhenij severo–zapadnyh rajonov Novosibirskoj oblasti // «Izvestija Vuzov. Neft' i gaz», № 5, 2018. – S.69–76. DOI: 10.31660/0445–0108–2018–5–69–76

11. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Shohin A.E., Judin S.V., Efimcev N.A., Chernyh A.V., Dul'cev F.F. Rezul'taty modelirovanija vodno–gazovyh ravnovesij v predelah neftegazonosnyh otlozhenij Ob'–Irtyshskogo mezhdurech'ja // Interjekspo GEO–Sibir'. T. 2, № 1. – Novosibirsk : SGUGiT, 2018. S.77–84. DOI: 10.18303/2618–981X–2018–1–77–84

12. Novikov D.A., Dul'cev F.F., Chernyh, Shohin A.E. Izuchenie gazogenerirujushhih processov metodami modelirovanija vodno–gazovyh ravnovesij (na primere juzhnyh rajonov Ob'–Irtyshskogo mezhdurech'ja) // Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshhanija po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshhanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem) (g. Novosibirsk, 18–22 ijunja 2018 g.). – Novosibirsk: IPC NGU.– 2018. –S.327–332.

13. Novikov D.A., Dul'cev F.F., Chernyh A.V., Ryzhkova S.V. Gidrodinamicheskie osobennosti neftegazonosnyh otlozhenij juzhnyh rajonov Ob'–Irtyshskogo mezhdurech'ja // «Georesursy», Tom 21, № 4, 2019. – S. 85–94. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.85–94

14. Novikov D.A., Shohin A.E., Chernikov A.A., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. Geohimija vodorastvorennyh gazov neftegazonosnyh otlozhenij juzhnyh rajonov Ob'–Irtyshskogo mezhdurech'ja // «Izvestija Vuzov. Neft' i gaz». – 2019. – №. – S. 70–81. DOI: 10.31660/0445–0108–2019–4–70–81

15. Novikov D.A., Shohin A.E., Chernyh A.V., Dul'cev F.F. Formy migracii himicheskih jelementov v podzemnyh vodah gorizonta Ju1 Verh–Tarskogo neftjanogo mestorozhdenija (jug Zapadnoj Sibiri) // Trudy Fersmanovskoj nauchnoj sessii GI KNC RAN. – 2019. – № 16. – S. 448–

453. https://doi.org/10.31241/FNS.2019.16.091

16. Novikov D.A., Chernyh A.V., Dul'cev F.F. Soderzhanie redkozemel'nyh jelementov v podzemnyh vodah verhnejurskih otlozhenij Verh–Tarskogo neftjanogo mestorozhdenija (Zapadnaja Sibir') // Interjekspo GEO–Sibir'. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 141–148. DOI: 2618–981H–2019–2–1–141–148

17. Sadykova Ja.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dul'cev F.F., Chernyh A.V. Prognoz neftegazonosnosti jurskih i paleozojskih otlozhenij juzhnyh rajonov Zapadno–Sibirskogo bassejna // «Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov», Tom 330, № 9, 2019. – S. 114–127. DOI 10.18799/24131830/2019/9/2260

18. Ferronskij V.I., Poljakov V.A. Izotopija gidrosfery. – M.: Nauchnyj mir, 2009. – 632 s.

19. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – PP. 1702–1703.

20. Global Monitoring Laboratory http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/

21. Armstrong S.C., Sturchio N.C., Hendry M.J. Strontium isotopic evidence on the chemical evolution of pore waters in the Milk River aquifer, Alberta, Canada // Applied Geochemistry. – 1998. – № 13. – 463–475.

22. McNutt R.H., Frape S.K., Fritz P., Jones M.G., MacDonald I.M. The 87Sr/86Sr values of Canadian Shield brines and fracture minerals with applications to groundwater mixing, fracture history, and geochronology // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1990. – v. 54. – p. 205–215.

23. Lackschewitz K.S., Devey W., Stoffers P., Botz R., Eisenhauer A., Kummetz M., Schmidt M., Singer A. Mineralogical, geochemical and isotopic characteristics of hydrothermal alteration processes in the active, submarine, felsic–hosted PACMANUS field, Manus Basin, Papua New Guinea // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2004. – V. 68. I. 21. – P. 4405–4427.

24. Palmer M.R., Edmond J.M. The strontium isotope budget of the modern ocean // Earth and Planet. Sci. Lett. – 1989. – V. 92. I. 1. – P. 11–26.

25. Connolly C.A., Walter L.M., Baadsgaard H., Longstaff F. Origin and evolution of formation fluids, Alberta Basin, western Canada sedimentary basin. II: Isotope systematics and fluid mixing // Applied Geochemistry. – 1990. – №5. – P. 375–395.

26. McManus K.M., Hanor J.S. Diagenetic evidence for massive evaporate dissolution, fluid flow, and mass transfer in the Louisiana Gulf Coast // Geology. – 1993. – №21. –P. 727–730.

© Л.Г. Вакуленко, Д.А. Новиков, О.Д. Николенко, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, П.А. Ян, 2020

УДК 552 (571.5) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-004

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕОПРОТЕРОЗОЕ ЛЕНО-АНАБАРСКОЙ НГО

Ирина Валерьевна Вараксина
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (8-383) 333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Роман Дмитриевич Шаваров
ООО Иркутская нефтяная компания, 664007, Россия, г. Иркутск, пр. Большой Литейный, 4, геолог департамента проектирования разработки месторождений, e-mail: shavarov_rd@irkutskoil.ru

На основе данных, полученных в результате глубокого бурения в Лено-Анабарской нефтегазоносной области, рассмотрено влияние литологических факторов на формирование коллекторов в неопротерозойских отложениях. Установлено, что докембрийский разрез представлен чередованием пачек карбонатных и терригенных пород, накопление которых происходило в широком спектре обстановок: от дельтовых до сублиторальных при существенном преобладании мелководно-морской седиментации. Выявлено, что в отложениях докембрия присутствуют потенциальные резервуары, причем наиболее перспективные уровни приурочены к вендской части разреза.

Ключевые слова: литология, коллекторские свойства, неопротерозойские отложения, Лено-Анабарская нефтегазоносная область

POTENTIAL HYDROCARBON RESERVOIRS IN THE NEOPROTHEROZOIC OF LENO-ANABAR NGO

Irina V. Varaksina
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Ph.D., Senior Researcher, Laboratory of Sedimentology, tel. (8-383) 333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Roman D. Shavarov
Irkutsk Oil Company, 4, Bolshoy Liteiny Prospekt, Russia, 664007, geologist, Department of field development design, e-mail: shavarov_rd@irkutskoil.ru

The influence of lithological factors on the formation of reservoirs in Neoproterozoic deposits was considered based on the deep drilling in the Lena-Anabar oil and gas region. It was established that the Precambrian section is represented by the alternation of packs of carbonate and terrigenous rocks and its accumulation took place in a large range of environments: from delta to sublittoral, with a significant prevalence of shallow-water sedimentation. It was discovered that potential reservoirs are present in Precambrian sediments, and the most perspective levels are related to the Vendian part of the section.

Keywords: lithology, reservoir properties, Neoproterozoic deposits, Lena-Anabar oil-and-gas region.

Лено-Анабарская нефтегазоносная область (НГО) располагается на севере Сибирской платформы и характеризуется очень неравномерной геолого-геофизической изученностью. Наиболее слабо исследованы докембрийские отложения, несмотря на их достаточно высокий коллекторский потенциал, а также прямые и косвенные признаки нефтегазоносности [1-5]. В связи с этим существует необходимость более детального литологического изучения вскрытых на этой территории разрезов, направленного на выявление потенциальных резервуаров углеводородов. Результаты представленных исследований основаны на анализе кернового материала, отобранного сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Осадочный чехол Лено-Анабарской НГО сложен верхнепротерозойскими, палеозойскими и мезозойскими отложениями, мощностью до 2-9 км, среди которых рифей-вендские породы занимают значительный объем. Объектом исследования стали отложения докембрия, вскрытые глубокими скважинами Чарчикская-1 и Хастахская- 930 в центральной части НГО, а также скважиной Бурская-3410, расположенной на её южной окраине (Рис.1).



Рис. 1. Обзорная карта расположения Лено-Анабарской НГО на основе нефтегазогеологического районирования [3]

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносных провинций; 2 – границы нефтегазоносных областей; 3 – нефтегазоносные провинции (НГП): I – Лено-Тунгусская, II – Лено-Вилюйская, III - Лаптевская; 4 – скважины.

Fig. 1. Overview map of the location of the Leno-Anabar oil-and-gas region based on petroleum geological zonation [3] Legend: 1 - borders of petroleum provinces; 2 - borders of oil-and-gas regions; 3 – petroleum provinces (NGP): I - Leno-Tunguska, II - Leno-Vilyui, III - Laptev; 4 - wells.

Относительно стратиграфического расчленения верхнепротерозойских отложений, вскрытых рассматриваемыми скважинами, существуют разные точки зрения. На первоначальном этапе изучения за основу была взята стратиграфическая схема Оленекского поднятия, согласно которой в этих разрезах были выделены все литостратиграфические подразделения с нижнего рифея до венда [6-8]. Эта схема достаточно популярна среди исследователей и в настоящее время [4, 9, 10]. Однако, последние палеонтологические и сейсмостратиграфические данные достаточно убедительно свидетельствуют об отсутствии нижне-среднерифейских отложений в скважинах Лено-Анабарского прогиба [11, 12]. Поэтому в данной работе авторы опирались на новый вариант расчленения и корреляции [12], согласно которому наиболее полный разрез, вскрытый скважиной Бурская-3410, сложен тукуланской, куладинской, хастахской, таймылырской свитами верхнего рифея и двумя сериями венда: хорбусуонской и кессюсинской.

Анализ состава пород и их структурно-текстурных характеристик позволил реконструировать обстановки осадконакопления, существовавшие на территории исследования в неопротерозое. На протяжении всего позднего рифея седиментация происходила, главным образом, в относительно мелководных обстановках, но её характер неоднократно менялся, что отразилось в чередовании комплексов с доминированием терригенных или карбонатных пород. Формирование тукуланской свиты, имеющей двучленное строение, на раннем этапе происходило в относительно глубоководной части сублиторали открытого шельфа, где накапливались глинистые отложения. На позднем этапе привнос глинистого материала в бассейн значительно уменьшился, и на открытом низкоэнергетическом шельфе стали отлагаться преимущественно карбонатные осадки. В начале накопления куландинской свиты на фоне

усиления терригенного стока и постепенного углубления шельфа произошел переход к карбонатно-глинистой седиментации. Последующее понижение уровня моря привело к восстановлению карбонатного режима осадконакопления. Верхнекуландинская подсвита характеризуется развитием оолитово-интракластических баровых комплексов и строматолитовых покровов литоральной зоны карбонатного шельфа. Во время формирования хаастахской свиты в результате очередной активизации сноса кластического материала стали доминировать терригенные фации распределительных каналов дельт, приливно-отливных баровых проток и песчаных баров. В таймылырское время режим карбонатной седиментации возобновляется, и на шельфе накапливаются строматолитовые ламиниты и оолито-пизолито-интракластические отложения, соответствующие приливно-отливной обстановке. В конце рифея территория подверглась осушению и эррозии, глубина которой в центральной части Лено-Анабарской НГО (скв. Хастахская-930) была больше, чем на юге (скв. Бурская-3410).

В раннем венде в результате наступления моря в районе исследования устанавливаются прибрежно-морские обстановки, в которых накапливаются алевро-песчаные отложения маастахской свиты. Отсутствие свиты в центральных разрезах НГО объясняется наличием крупного регионального внутривендского перерыва, после которого сформировалась карбонатно-глинистая толща. Преобладание в её составе пород глинистых известняков и характерные осадочные текстуры указывают на формирование отложений в обстановках, относительно удаленных от береговой линии и приближенных к области глубокого шельфа, наличие которой предполагается на северо-востоке [4, 13]. В туркутское время наблюдается обмеление карбонатного шельфа, о чем свидетельствует накопление биоморфных и микритово-зернистых доломитов, характерных для литоральной зоны. Дальнейшее понижение уровня моря привело к кратковременному осушению южной окраины бассейна. Подъем уровня моря в раннекессюсинское время привёл к восстановлению относительно глубоководных обстановок дистального шельфа, в пределах которого

сформировалась существенно известково-глинистая оппокунская свита. Периодически происходила активизация терригенного сноса, представленного разнозернистым песчаным материалом, содержание которого в южном разрезе существенно выше (сыргалахская свита), поскольку он более приближен к суше. Последующее обмеление бассейна в позднекессюсинское время привело к накоплению терригенной маттайской свиты, состав и текстурно-структурные особенности которой указывают на формирование в условиях прибрежного мелководья при активном влиянии приливно-отливных течений.

Таким образом, территория Лено-Анабарской НГО в позднерифейское и вендское время представляла собой открытый мелководный карбонатный шельф, на котором отложения приливно-отливных равнин, прибрежных отмелей и баров в периоды углубления сменялись карбонатно-глинистыми осадками дистальной части. Эпизодически происходила активизация сноса терригенного обломочного материала, который останавливал карбонатную седиментацию.

Периодическая смена обстановок осадконакопления обусловила неоднородное строение неопротерозойского разреза, что отразилось на распределении значений пористости и проницаемости. Анализ литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) рассматриваемых отложений позволил выделить уровни, которые являются потенциальными коллекторами.

В первую очередь в качестве коллекторов можно рассматривать карбонатные отложения, сформированные в пределах мелководного шельфа, которые слагают значительные по мощности интервалы (120-160 м) в тукуланской и куладинской свитах рифейской части разреза, а также доминируют в туркутской свите венда. Фильтрационно-емкостные характеристики матрицы карбонатных пород, полученные при измерениях в лабораторных условиях, низкие. Пористость изменяется от 2 до 7 %, причем в рифейских отложениях преобладают значения около 2-3%, а в туркутской свите около 5-7%. Проницаемость не превышает 0,22×10-³ мкм², но в туркутской свите в некоторых образцах проницаемость варьирует от 136 до 8000 ×10-3 мкм². В

пустотном пространстве матрицы в целом доминируют субкапиллярные поры радиусом менее 0,2 мкм, в доломитизированных известняках и доломитах размер пустот немного больше: 1-5 мкм, редко до 100 мкм. Однако, изучение пород в керне показало, что они разбиты разнонаправленными открытыми трещинами, участками достаточно интенсивно. Кроме того, наблюдается широкое развитие микростилолитов, особенно в строматолитовых прослоях. Нередко фиксируются частично или полностью открытые вторичные пустоты, с расширениями до 25 мм, образованные за счет процессов растворения и приуроченные к трещинам и стилолитовым швам. Периодически отмечается битумонасыщение пустотного пространства (каверн, стилолитов и трещин), особенно в венде, что косвенно доказывает хорошие резервуарные качества этих пород. Вышеизложенное позволяет предположить наличие на этих уровнях каверново-трещинного типа коллектора. Наилучшими коллекторскими свойствами обладает туркутская свита венда, которая интенсивно насыщена битумом.

Также к коллекторам можно отнести песчаные породы, занимающие достаточно значительный объем в куладинской, хастахской, маастахской и маттайской свит. Они редко формируют самостоятельные комплексы мощностью до 5-7 метров, а обычно присутствуют в виде прослоев, толщиной от нескольких сантиметров до первых метров. Гранулометрический состав песчаников весьма разнообразен. Среди них отмечаются мелкозернистые, крупнозернистые и смешанные разновидности, нередко с примесью гравийного материала. Сортировка обломков обычно средняя или плохая, редко хорошая. Но коллекторские свойства песчаников контролируются не только гранулометрией, а в значительной степени типом цемента. Наиболее существенное сокращение пустотного пространства зафиксировано в песчаниках с глинисто-карбонатным, железисто-карбонатным и карбонатным типами цемента. Таким образом, недостаточно хорошая сортировка, пёстрый гранулометрический состав и широкое развитие существенно карбонатных цементов определили относительно невысокие ФЕС песчаных горизонтов. Пористость в этих породах варьирует от 1,0 до 10%, в большинстве образцов составляет 5-9%,

проницаемость обычно не превышает 1×10^{-3} мкм². Песчаные горизонты к перспективным объектам можно отнести условно в виду их относительно небольших мощностей и средних фильтрационно-емкостных характеристик.

Флюидоупорами для докембрийских резервуаров могут служить низкопористые и низкопроницаемые толщи аргиллитов и карбонатно-глинистых пород венд-палеозойского возраста. В качестве нефтегазоматеринских отложений многие исследователи рассматривают хатыспытскую свиту венда Оленёкского поднятия, которая содержит повышенные концентрации органического вещества, генетически сходного с битумами туркутской свиты [14]. Перспективность этих резервуаров на территории исследования косвенно подтверждается многочисленными скоплениями битумов на Оленекской, Восточно-Анабарской и других площадях севера Сибирской платформы [15].

Таким образом, полученные результаты позволяют предположить на территории Лено-Анабарской нефтегазоносной области наличие нескольких природных резервуаров в неопротерозойских отложениях, при этом наибольшим потенциалом обладает вендская часть разреза.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0021.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Грамберг И.С. Перспективы нефтегазоносности севера Восточной Сибири и Северо–Востока СССР // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Советской Арктики. – Л.: НИИГА, 1973. – С. 5–15.

2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

3. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал арктической зоны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1 – С.4–10.

4. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро–Ленского прогиба // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 173–185. URL: http://doi.org/10.18599/grs.19.18.

5. Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А., Гаврилова Е.Н., Пименова А.М. Геохимические критерии нефтегазоносности рифей–палеозойских отложений Лено–Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8 (332). – С. 62–74.

6. Граусман В.В., Рудавская В.А., Васильева Н.И. Стратиграфия верхнего докембрия и нижнего кембрия Оленекского поднятия // Отечественная геология. –1996. – № 8. – С. 30–

35.

7. Шишкин Б.Б., Исаев А.В. Особенности строения докембрийских и кембрийских отложений северо–востока Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 12. – С. 1795–1807.

8. Мельников Н.В., Якшин Б.Б., Шишкин Б.Б., Ефимов А.О., Карлова Г.А., Килина Л.И., Константинова Л.Н., Кочнев Б.Б., Краевский Б.Г., Мельников П.Н., Наговицин К.Е., Постников А.А., Рябкова Л.В., Терлеев А.А., Хабаров Е.М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления – Новосибирск: "Гео", 2005. – 428 с.

9. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.В., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно–тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско–фанерозойских отложений Анабаро–Ленской зоны // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1253–1274.

10. Старосельцев В.С., Шишкин Б.Б., Берилко Г.А. Актуальные проблемы геологии кембрийских и протерозойских отложений северо–востока Анабарской антеклизы в связи с нефтегазоносностью // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 1(25). – С.44–56.

11. Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено–Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро–Хатангская, Лено–Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15–26.

12. Nagovitsin K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena–Anabar Basin and north–western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform // Precambrian Research. – 2015. – V. 270. – P. 226–245.

13. Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. Meso–Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins // Precambrian Research. – 2015. – V. 259. – P. 95–113.

14. Каширцев В.А. Генетические семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – С. 895–900.

15. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск: Изд–во СО РАН, 2003. – 160 с.

REFERENCES

1. Gramberg I.S. Perspektivy neftegazonosnosti severa Vostochnoj Sibiri i Severo–Vostoka SSSR // Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti vostochnoj chasti Sovetskoj Arktiki. – L.: NIIGA, 1973. – S. 5–15.

2. Anciferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. Geologiya nefti i gaza Sibirskoj platformy. – M.: Nedra, 1981. – 552 s.

3. Dmitrievskij A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. Uglevodorodnyj potencial arkticheskoj zony Sibirskoj platformy // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2018. – № 1 – S.4–10.

4. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakaj E.A., Kurdina N.S. Uglevodorodnye sistemy i perspektivy neftegazonosnosti Anabaro–Lenskogo progiba // Georesursy. – 2017. – Specvypusk. CH. 2. – S. 173–185. URL: http://doi.org/10.18599/grs.19.18.

5. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A., Gavrilova E.N., Pimenova A.M. Geohimicheskie kriterii neftegazonosnosti rifej–paleozojskih otlozhenij Leno–Anabarskogo regional'nogo progiba i sopredel'nyh territorij // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2019. – № 8 (332). – S. 62–74.

6. Grausman V.V., Rudavskaya V.A., Vasil'eva N.I. Stratigrafiya verhnego dokembriya i

nizhnego kembriya Olenekskogo podnyatiya // Otechestvennaya geologiya. –1996. – № 8. – S. 30–35.

7. Shishkin B.B., Isaev A.V. Osobennosti stroeniya dokembrijskih i kembrijskih otlozhenij severo–vostoka Sibirskoj platformy // Geologiya i geofizika. – 1999. – T. 40. – № 12. – S. 1795–1807.

8. Mel'nikov N.V., Yakshin B.B., Shishkin B.B., Efimov A.O., Karlova G.A., Kilina L.I., Konstantinova L.N., Kochnev B.B., Kraevskij B.G., Mel'nikov P.N., Nagovicin K.E., Postnikov A.A., Ryabkova L.V., Terleev A.A., Habarov E.M. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Rifej i vend Sibirskoj platformy i ee skladchatogo obramleniya – Novosibirsk: "Geo", 2005. – 428 s.

9. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovskij V.V., Malyshev N.V., Solov'ev M.V., Fradkin G.S. Strukturno–tektonicheskaya harakteristika i model' geologicheskogo stroeniya neoproterozojsko–fanerozojskih otlozhenij Anabaro–Lenskoj zony // Geologiya i geofizika. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1253–1274.

10. Starosel'cev V.S., Shishkin B.B., Berilko G.A. Aktual'nye problemy geologii kembrijskih i proterozojskih otlozhenij severo–vostoka Anabarskoj anteklizy v svyazi s neftegazonosnost'yu // Geologiya i mineral'no–syr'evye resursy Sibiri. – 2016. – № 1(25). – S.44–56.

11. Kontorovich V.A., Kalinin A.YU., Kalinina L.M., Solov'ev M.V. Sejsmogeologicheskie modeli i neftegazonosnost' osadochnyh kompleksov v arkticheskih regionah Leno–Tungusskoj neftegazonosnoj provincii (Anabaro–Hatangskaya, Leno–Anabarskaya neftegazonosnye oblasti) // Geologiya nefti i gaza. – 2019. – № 5. – S. 15–26.

12. Nagovitsin K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena–Anabar Basin and north–western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform // Precambrian Research. – 2015. – V. 270. – P. 226–245.

13. Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. Meso–Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins // Precambrian Research. – 2015. – V. 259. – P. 95–113.

14. Kashircev V.A. Geneticheskie semejstva verhnedokembrijskih i kembrijskih neftej (naftidov) na vostoke Sibirskoj platformy // Geologiya i geofizika. – 2004. – T. 45. – S. 895–900.

15. Kashircev V.A. Organicheskaya geohimiya naftidov vostoka Sibirskoj platformy. – Yakutsk: Izd–vo SO RAN, 2003. – 160 s.

© И. В. Вараксина, Р. Д. Шаваров, 2020

УДК 551.263.12:552.578.1 (282.257.591) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-005

ВЛИЯНИЕ ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА НА ГАЗОВУЮ ЗОНАЛЬНОСТЬ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

Алевтина Олеговна Гордеева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1., доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Анатолий Витальевич Черных
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты по изучению влияния траппового магматизма на геохимию свободных и водорастворенных газов и их зональность в пределах западных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Углеводородные газы в свободной и водорастворенной фазах наиболее активно подвергались процессам деструкции при внедрении траппов. В зоне влияния интрузии до 100 м в составе газов доминирует углекислый газ с содержанием более 90 об.%, при содержании метана до 5 об.%, а на расстоянии уже в 250 м концентрации CO_2 снижаются до 30 об.%, а CH_4 растут до 60-70 об.%.

Ключевые слова: трапповый магматизм, интрузия, палеотемпературы, геохимия газов, зональность, Лено-Тунгусская провинция, Сибирская платформа, Арктика.

TRAP MAGMATISM INFLUENCE ON THE GAS ZONALITY OF THE WESTERN PART OF THE LENO-TUNGUS PETROLEUM BEARING PROVINCE

Alevtina O. Gordeeva
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, associated researcher of the laboratory of petroleum geology of Siberian platform, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, PhD, Head of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk,

Pirogov str. 1, Associate professor of the general and regional geology and geology of petroleum fields departments, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Anatoly V. Chernykh
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev
Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

The results of the analysis of trap magmatism influence on the geochemistry of gas (free and water-dissolved) and their zonality within the western regions of the Lena-Tunguska province are presented. Hydrocarbon gases in the free and water-dissolved phases were subjected to degradation processes during the time of trap eruption. In the contact zone (up to 100 m), carbon dioxide dominates in the composition of gases with a content of more than 90 vol.%, with a methane content of up to 5 vol.%. At a distance of 250 m, carbon dioxide concentrations decrease to 30 vol.%, and methane content grow to 60-70 vol.%.

Keywords: trap magmatism, intrusion, paleotemperatures, gas geochemistry, zonality, Lena-Tunguska petroleum bearing province, Siberian platform, Arctic.

Органическое вещество осадочных пород, газы рассолов и залежей углеводородов западных районов Сибирской платформы подверглись значительному тепловому воздействию в результате проявления траппового магматизма на рубеже перми и триаса. Влияние этого процесса на состав свободных и водорастворенных (ВРГ) газов изучался в единичных работах [1, 2]. В настоящей статье впервые показаны результаты комплексного анализа и интерпретации всех имеющихся материалов, полученных при поисково-разведочном и глубоком бурении в западных районах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рис. 1), где установлена уникальная насыщенность геологического разреза интрузивными телами (до 50% мощности).

Вопросы изучения гидрогеологических условий, геотермического режима, влияния траппового магматизма на вмещающие осадочные породы, процессов преобразования органического вещества, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей углеводородов (УВ) Сибирской платформы рассматривались в работах А.С. Анциферова, С.В. Алексеева, В.Т. Балобаева, Е.А. Баскова, Г.В. Богомолова, А.С. Борисенко, М.Б. Букаты, А.П. Булмасова,

М.Г. Валяшко, В.И. Вожова, В.А. Голубева, А.О. Гордеевой, А.А. Дзюбы, А.Д. Дучкова, Л.В. Жидковой, И.К. Зайцева, Ю.А. Зорина, В.Н. Девяткина, Е.В. Ильиной, А.Э. Конторовича, Е.Н. Кузнецовой, Ю.И. Кустова, А.А. Лапковского, И.С. Ломоносова, Б.Н. Любомирова, С.В. Лысак, М.П. Мазурова, Ф.А. Макаренко, Н.В. Мельникова, В.В. Павленко, А.В. Павлова, Е.В. Пиннекера, О.П. Полянского, В.В. Ревердатто, В.В. Рябова, Л.С. Соколовой, В.С. Старосельцева, А.И. Сурнина, А.Т. Титова, В.Г. Ткачук, Н.И. Толстихина, Г.А. Третьякова, Н.Я. Тычино, А.В. Хоменко, В.Н. Шарапова, С.Л. Шварцева и других исследователей [3-32 и др.].

В основу настоящего исследования положены структурные карты по основным отражающим горизонтам (кровли устьмундуйской свиты ($Є_{2-3}$), дельтулинской свиты ($Є_1$dl), булайской свиты ($Є_1$bl), бурусской свиты ($Є_1$br), усольской свиты ($Є_1$us), тэтэрской свиты (V-$Є_1$) и кристаллического фундамента), составленные в ИНГГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича, испытания по 94 объектам 18 поисковых площадей, 55 термометрий по глубоким скважинам. Электронная база данных представлена записями по 42 пробам ВРГ и 24 пробам свободных газов залежей УВ. Максимальные температуры прогрева для изученных объектов с газовым опробованием вычислялись по методике предложенной коллективом под руководством А.Э. Конторовича [23, 33].

Для оценки влияния интрузий на состав газов были рассчитаны максимальные палеотемпературы на момент внедрения траппов для основных продуктивных горизонтов силура (дьявольский), ордовика (байкитский) и кембрия (дельтулино-таначинский, абакунский и моктаконский) (см. рис. 1).

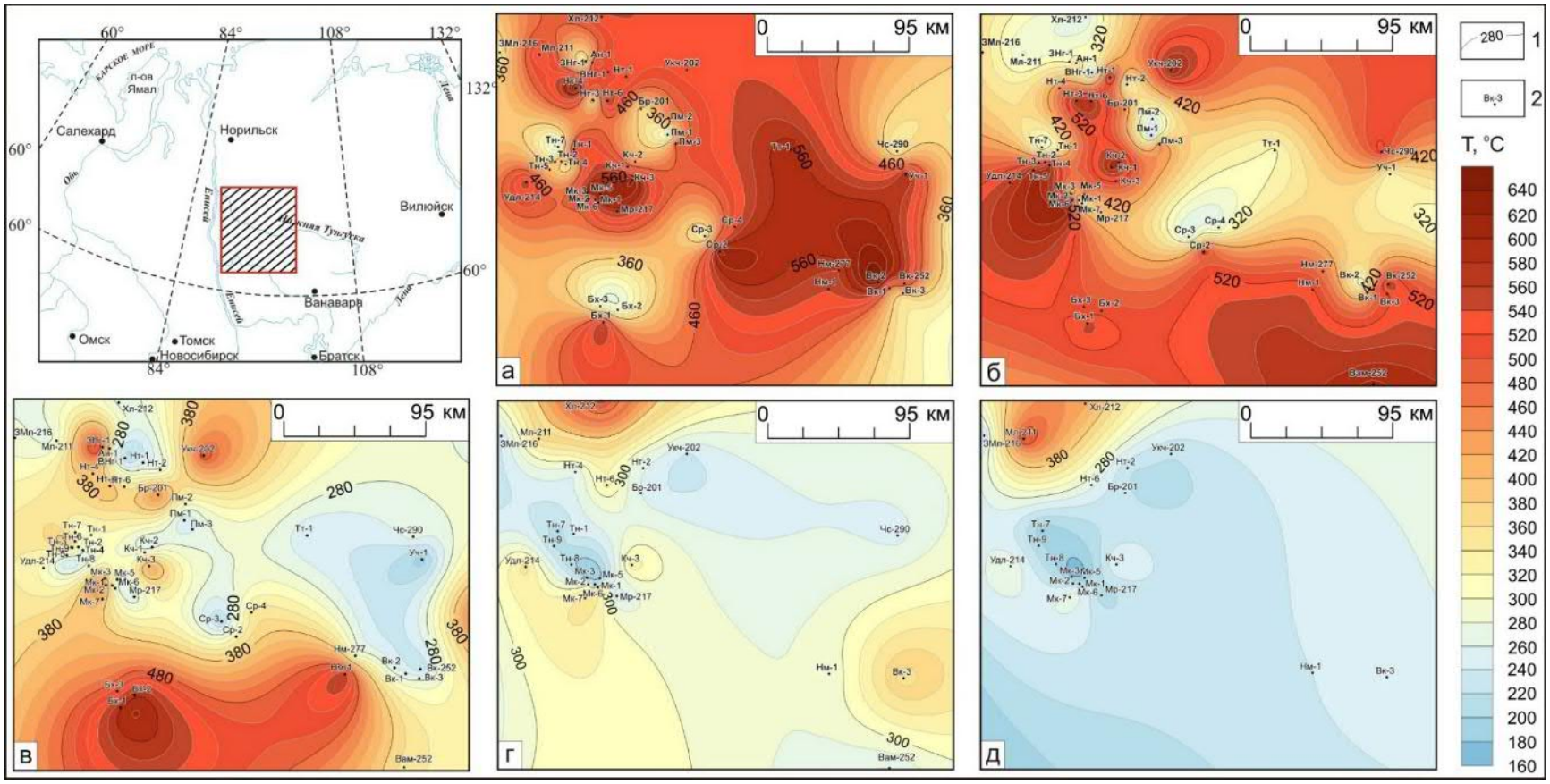


Рис. 1. Местоположение района исследований и карты распределения расчетных максимальных температур в продуктивных горизонтах после внедрения интрузий траппов: а – дьявольский (силур), б – байкитский (средний ордовик), в – дельтулино-таначинский (нижне-средний кембрий), г – абакунский (нижний кембрий), д – моктаконский (нижний кембрий). Условные: 1 – изотермы, 2 – скважины, которые вскрыли продуктивный горизонт.

Fig. 1. The location of the research area and the maps of the distribution of calculated maximum temperatures in the productive horizons after the introduction of trap intrusions: a – Devilish (Silurian), b – Baikit (middle Ordovician), c – Deltulino-Tanachinsky (lower-middle Cambrian), d – Abakunsky (lower Cambrian), d – Moktakonsky (lower Cambrian). Legend: 1 – isotherms, 2 – wells that encounter the productive horizon.

Наиболее сильному прогреву подверглись силурийский и ордовикский горизонты, что обусловлено близостью к ним мощных пластовых интрузивов и незначительной мощностью продуктивных горизонтов (ПГ), наименьшему – нижнекембрийские.

Максимальные палеотемпературы для дьявольского ПГ изменяются от 260 до 650 ℃ (максимум отмечен на контакте силла с ПГ на Вакунайской площади) (см. рис. 1а). Практически вся территория исследований во время внедрения траппов находилась в зоне температур (более 400 ℃). Лишь небольшие участки на Бахтинской, Таначинской, Сурингдаконской, Пойменной, Нижнетунгусской и Чисковской площадях расположены в диапазоне средних температур (400-300 ℃). Также на востоке и на западе территории дьявольская и ее стратиграфический аналог орловская свита незначительно подверглись влиянию траппов.

Максимальные температуры для байкитского ПГ изменяются от 220 до 630 ℃ (максимумы отмечены на контакте силла с продуктивным горизонтом в скважинах Моктаконская 4, 7, где мощность горизонта составляет 51-52 м, а мощность интрузива – 640-648 м) (см. рис. 1б). Область высоких температур (более 400 ℃) установлена на Устьдельтулинской, Бахтинской, Верхнеамнуннаканской, Вакунайской, Кочумдекской, Чисковской, Устькочумдекской и частично Нижнетунгусской площадях. Участки средних температур (300-400 ℃) более обширны, по сравнению с территорией прогрева для дьявольского ПГ – это область Тутончанской, Учаминской, Марской, Малькитконской, Западно-Малькитконской, и частично Моктаконской, Нижнетунгусской и Таначинской площадей. Наименее всего байкитский горизонт был прогрет на Пойменной, Холминской и Сурингдаконской площадях – менее 250 ℃.

Дельтулино-таначинский горизонт во время внедрения траппов был прогрет меньше, чем вышележащие отложения ордовика и силура (см. рис. 1в). Это связано с количеством и мощностью пластовых тел и с более мощными отложениями дельтулино-таначинской толщи (до 800 м на Таначинской и

Нижнетунгусской площадях). Участки прогрева до 300-400 ℃ занимают обширную территорию – центральную, восточную и местами северную части района исследований. Область незначительного прогрева (ниже 300 ℃) располагалась на востоке территории (Чисковская, Учаминская и Вакунайская площади), в центре (Сурингдаконская площадь) и частично на северо-западе (Пойменная и Нижнетунгусская, Восточно-Ногинская площади).

Наименее затронуты прогревом интрузий толщи абакунского и моктаконского горизонтов (см. рис. 1г, д). Это обусловлено наличием одного Усольского силла, который ступенчато переходит с уровня на уровень в пределах ясенгской, моктаконской, марской и абакунской свит. Максимальные температуры в абакунском горизонте предполагаются в скважине Холминская 212 (выше 550 ℃). Поле средних температур (300-400 ℃) охватывает район скважин Малькитконская 211, Вакунайская 3, Моктаконская 6, 7, Нижнетунгусская 6 и Устьдельтулинская 214. Остальная территория была прогрета до температур ниже 300 ℃. Минимальному прогреву – ниже 200 ℃ горизонт был подвергнут на западе территории исследований и частично на Моктаконской площади (скважины 3 и 5). Моктаконский горизонт вскрыт наименьшим количеством глубоких скважин. Он наиболее сильно был прогрет на севере исследуемого района в скважине Малькитконская 211, что связано с расположением мощной интрузии непосредственно в горизонте. Достаточно сильно прогрет горизонт также в скважине Холминская 212 (выше 400 ℃), что связано с близкорасположенной мощной интрузией 140 м в абакунской свите. На Таначинской и Моктаконской площадях наблюдаются участки, где температуры прогрева моктаконского горизонта траппами были ниже 200 ℃.

Таким образом, наименьшему температурному влиянию подверглись рассолы абакунского и моктаконского ПГ, в средней степени - дельтулино-таначинского, и в большей степени – дьявольского и байкитского.

Рассолы содержат ВРГ разнообразного состава ввиду значительного влияния процессов траппового магматизма на их геохимию. Установлены следующие химические типы ВРГ (по классификации Л.М. Зорькина [34]):

углеводородный класс с доминированием в составе $C_nH_m \geq 50$ об.% (метановый, азотно-метановый и углекисло-метановый типы); азотный класс с содержанием $N_2 \geq 50$ об.% (азотный, метано-азотный и углекисло-азотный типы) и углекислый класс с содержанием $CO_2 + H_2S \geq 50$ об.% (углекислый и метано-углекислый типы) (рис. 2а-б). Газовые залежи изучаемого региона имеют схожий состав (рис. 2в-г).

Для примера, ВРГ с содержанием в составе $CO_2 > 90$ об.% выявлены на Восточно- и Западно-Ногинской, Нижнетунгусской и Таначинской площадях. Установлена тенденция снижения его содержаний с глубиной и роста концентраций гелия до 0,40-0,52 об.% в интервале 3250-3500 м. В поведении азота, водорода, метана и его гомологов четких зависимостей не выявлено.

Неравномерное контрастное тепловое поле во время внедрения трапповых силлов обусловило существенное преобразование вмещающих пород и содержащегося в них органического вещества: резко активизировались процессы разложения УВ, происходило образование элементарного углерода и водорода, упрощение состава исходной смеси УВ. Наиболее ярко эти закономерности прослеживаются в изменении состава ВРГ в зависимости от контакта с интрузией и температурой прогрева. В зоне влияния силла до 100 м в составе ВРГ доминирует углекислый газ с содержанием более 90 об. %, при содержании метана до 5 об. %, а на расстоянии 250 м концентрации CO_2 падают до 30 об. %, а CH_4 растут до 60-70 об. % (рис. 3а). Схожие тенденции наблюдаются для всего ряда гомологов от этана до гексана. Их содержания составляют на расстоянии от интрузии (0-100/350/600 м) (об.%) (рис. 3б): у этана – 0,25/3,5/нет данных; у пропана – 0,25/2,2/нет данных; у изомерной формы бутана – 0,2/0,8/нет данных; у нормальной формы бутана – 0,2/0,7/3,2; у изомерной формы пентана – 0,2/0,6/2,0; у нормальной формы пентана – 0,15/0,5/1,4; у гексана – 0,2/0,6/1,3.

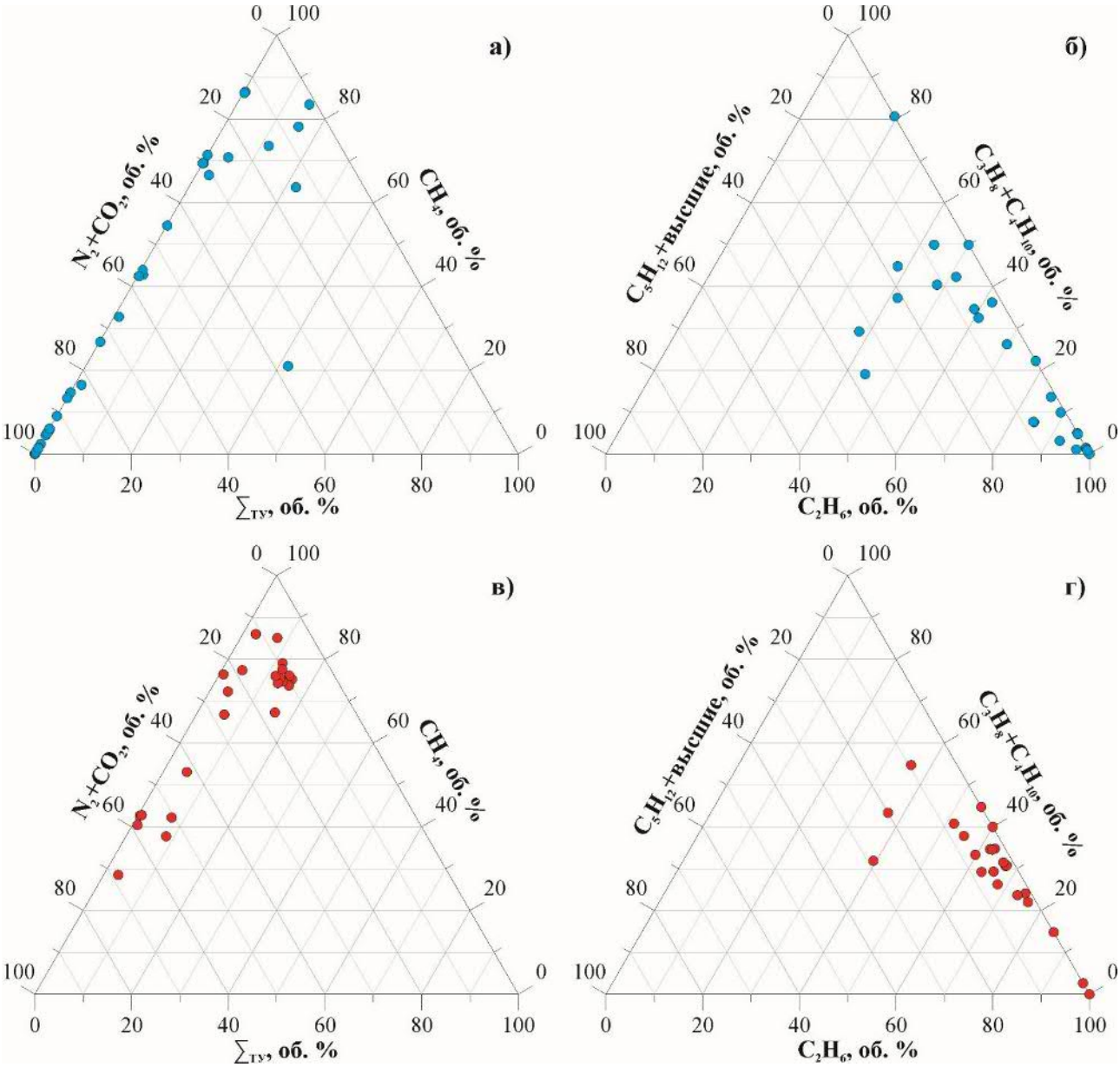


Рис. 2. Диаграммы общего состава газов и состава тяжелой углеводородной фракции водорастворенных газов (а-б) и свободных газов залежей (в-г) западных районов Лено-Тунгусской НГП

Fig. 2. Diagrams of the total composition of gases and the composition of the heavy hydrocarbon fraction of water-dissolved gases (a-b) and free gases of deposits (c-d) in the western regions of the Lena-Tunguska oil-and-gas province

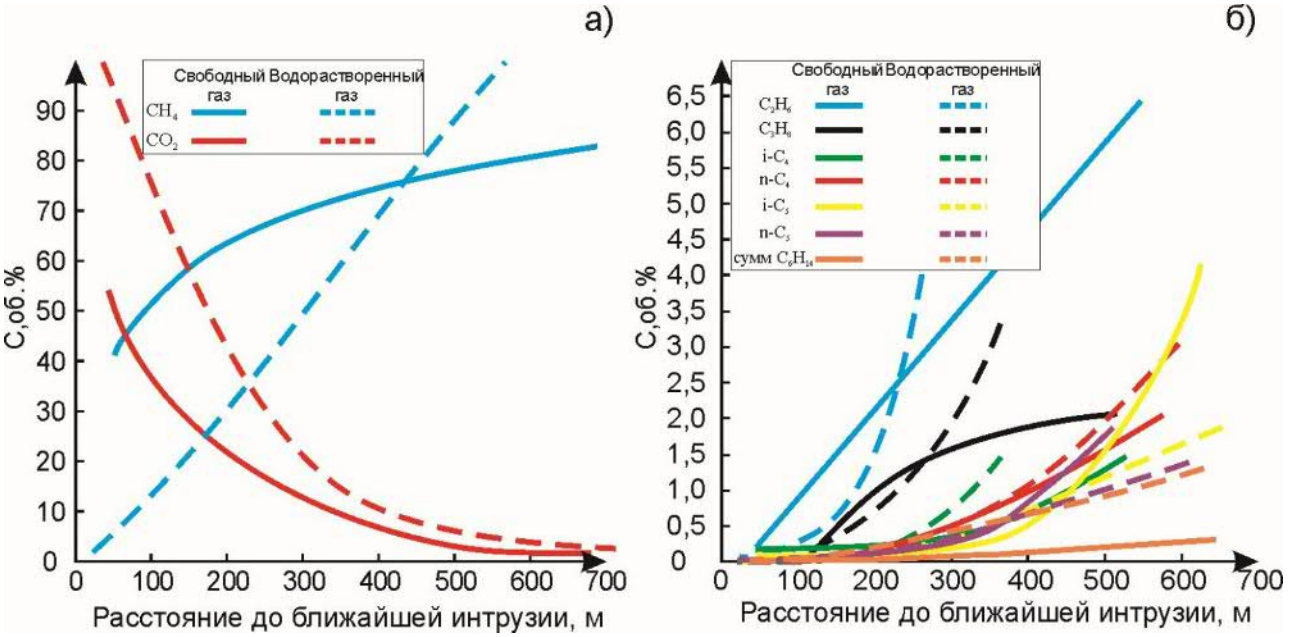


Рис. 3. Содержание CH_4 и CO_2 (а) и гомологов метана (б) в составе свободных и водорастворенных газов в зависимости от расстояния до ближайшей интрузии
Fig. 3. The content of CH_4 and CO_2 (a) and methane homologs (b) in the composition of free and water-dissolved gases depending on the distance to the nearest intrusion

Как показали результаты расчетов палеотемператур, деструктивное влияние траппов на состав ВРГ прослеживается, начиная с 200 °С и сопровождается ростом содержаний углекислого газа до 80 об.%. Влияние интрузивного тела на преобразование состава водорастворенных газов нивелируется на расстоянии около 400 м. В составе свободных газов залежей сохраняются те же тенденции, установленные ранее в работе А.Э. Конторовича с сотрудниками [1].

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Филипцов Ю.А., Битнер А.К., Стасова О.Ф., Хоменко А.В. Кембрийские газы, нефти и конденсаты на Сибирской платформе в районах интенсивного развития траппового магматизма // Геохимия. – 1996. – № 9. – С. 875–883.

2. Novikov D.A., Zhitova L.M., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Primary data on the impact from trap magmatism on the hydrogeochemistry of brines in the southwestern part of the Kureyka syncline (Siberian Platform) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 08017.

3. Iacono–Marziano G., Morizet Y., Le Trong E., Gaillard F. New experimental data and semi–empirical parameterization of H_2O–CO_2 solubility in mafic melts // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2012. – V. 97. – PP. 1–23.

4. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193. – № 012049.

5. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V. 44. – №5. – PP. 780–788.

6. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Geochemistry of brines in Vendian deposits of the Siberian platform // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193. – № 012052.

7. Novikov D.A., Trifonov N.S. Hydrogeologic implications of industrial effluent disposal of the Yurubcheno–Tokhomo field (Siberian craton, Russia) // Arabian Journal of Geosciences. – 2016. – V. 9. – №1. – PP. 1–14.

8. Polansky O.P., Reverdatto V.V., Khomenko A.V., Kuznetsova E.N. Modeling of fluid flow and heat transfer induced by basaltic near–surface magmatism in the Lena–Tunguska petroleum basin (Earster Siberia, Russia) // Journal of geochemical exploration. – 2003. – V. 78–79. – PP. 687–692.

9. Ryabov V.V., Lapkovsky A.A. Native iron (–platinum) ores from the Siberian Platform trap intrusions // Australian Journal of Earth Sciences. – 2010. – V. 57. – PP. 1–30.

10. Svensen H., Planke S., Polozov A.G., Schmidbauer N., Corfu F., Podladchikov Y.Y., Jamtveit B. Siberian gas venting and the end–Permian environmental crisis // Earth and Planetary Science Letters. – 2009. – V. 277. – PP. 490–500.

11. Алексеев С.В., Алексеева Л.П., Шварцев С.Л., Трифонов Н.С., Сидкина Е.С. Особенности геохимической эволюции хлоридных кальциевых рассолов Оленекского криоартезианского бассейна в позднем кайнозое // Геохимия. – 2017. – № 5. – С. 429–444.

12. Алексеева Л.П., Алексеев С.В. Геохимия подземных льдов, соленых вод и рассолов криоартезианских бассейнов северо–востока Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – №2. – С. 183–197.

13. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших толщ Сибирской платформы. – М.: Недра, 1989. – 176 с.

14. Басков Е.А. Минеральные воды и палеогидрогеология Сибирской платформы // Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. – Т. 254. – М.: Недра, 1977. – 148 с.

15. Богомолов Г.В., Силин–Бечкурин А.И., Духанина В.И., Панов В.В., Богомолов Ю.Г. Гидрогеология, гидрохимия, геотермия геологических структур. – Минск: Наука и техника, 1971. – 336 с.

16. Букаты М.Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1201–1217.

17. Вожов В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено–Тунгусской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – 209 с.

18. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т., Голубев В.А., Девяткин В.Н., Дорофеева Р.П., Зорин Ю.А., Казанцев С.А., Калинин А.Н., Курчиков А.Р., Лепина С.В., Силифонкин В.И., Соколова Л.С., Ставицкий Б.П., Ратников С.А., Цибульский В.Р. Тепловое поле недр Сибири. – Новосибирск: Наука, 1987. – 198 с.

19. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С, Хоменко А.В. Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1987. – № 5. – С. 14–20.

20. Конторович А.Э., Павлов А.Л., Третьяков Г.А., Хоменко А.В. Физико–химическое моделирование равновесий в системе «карбонат–эвапоритовые породы–вода–углеводороды» при контактовом метаморфизме и катагенезе // Геохимия. – 1996. – № 6. – С. 611–629.

21. Конторович А.Э., Павлов А.Л., Третьяков Г.А., Хоменко А.В. Физико–химическое моделирование термодинамических равновесий в системе «карбонат–эвапоритовые осадочные породы – вода – углеводороды» при контактовом метаморфизме и катагенезе // Геохимия. – 1996. – № 7. – С. 598–610.

22. Конторович А.Э., Павлов А.Л., Хоменко А.В., Третьяков Г.А. Физико–химические условия графитизации углеводородсодержащих пород // Геохимия. – 1997. – № 6. – С. 563–571.

23. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. – 2001. – Т.42. – № 11–12. – С. 1764–1773.

24. Мазуров М.П., Гришина С.Н., Титов А.Т., Шихова А.В. Эволюция рудно–метасоматических процессов в крупных скарновых железорудных месторождениях Трапповой формации Сибирской платформы // Петрология. – 2018. – Т. 26. – №3. – С. 265–281.

25. Мазуров М.П., Титов А.Т. Магнезиальные скарны из участков послойных инъекций базитовой магмы в эвапориты платформенного чехла // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 1. – С. 82–89.

26. Новиков Д.А., Кох А.А. Геотермическая модель юго–западной части Курейской синеклизы в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2014. – №1. – С. 112–119.

27. Полянский О.П., Ревердатто В.В. Конвекция флюида в коллекторах осадочного бассейна при термическом воздействии даек и силлов // Геология и геофизика. – 2002. – № 1. – С. 27–41.

28. Полянский О.П., Ревердатто В.В. Роль флюида в тепломассопереносе при эволюции осадочных бассейнов с трапповым магматизмом // Флюиды и геодинамика: материалы Всерос. симпозиума «Глубинные флюиды и геодинамика». – Москва: Наука, 2006. – С. 219–243.

29. Сидкина Е.С. Геохимия подземных рассолов Тунгусского и Оленекского артезианских бассейнов (Сибирская платформа) // Литология и полезные ископаемые. – 2018. – Т. 53. – №1. – С. 252–262.

30. Хоменко А.В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна: автореферат дисс. доктора геол.–мин. наук. – Новосибирск, 1997. – 35 с.

31. Шарапов В.Н., Борисенко А.С., Мазуров М.П., Лебедев В.И., Павлова Г.А., Сотников В.И., Гаськов И.В., Пономарчук В.А., Житова Л.М., Перепечко Ю.В., Попов В.Н., Черепанова В.К., Черепанов А.Н. Модельный анализ развития континентальных мантийно–коровых рудообразующих систем. – Новосибирск: Изд–во РАН, 2009. – 408 с.

32. Шварцев С.Л. Химический состав и изотопы стронция рассолов Тунгусского бассейна в связи с проблемой их формирования // Геохимия. – 2000. – №11. – С. 1170–1184.

33. Конторович А.Э., Хоменко А.В., Павлов А.Л., Жидкова Л.В., Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О. Нефтегазовые системы в условиях аномально высоких температур // Проблемы геологии континентов и океанов. Доклады Российских ученых–участников 31–го МГК. – Магадан: Кортис, 2001. – С. 237–246.

34. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1973. – 224 с.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Filiptsov Yu.A., Bitner A.K., Stasova O.F., Khomenko A.V. Kembriyskiye gazy, nefti i kondensaty na Sibirskoy platforme v rayonakh intensivnogo razvitiya trappovogo magmatizma // Geokhimiya. –1996. – № 9. – S. 875–883.

2. Novikov D.A., Zhitova L.M., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Primary data on the impact from trap magmatism on the hydrogeochemistry of brines in the southwestern part of the Kureyka syncline (Siberian Platform) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 08017.

3. Iacono–Marziano G., Morizet Y., Le Trong E., Gaillard F. New experimental data and semi–empirical parameterization of H2O–CO2 solubility in mafic melts // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2012. – V. 97. – PP. 1–23.

4. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193. – № 012049.

5. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V. 44. – №5. – PP. 780–788.

6. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Geochemistry of brines in Vendian deposits of the Siberian platform // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193. – № 012052.

7. Novikov D.A., Trifonov N.S. Hydrogeologic implications of industrial effluent disposal of the Yurubcheno–Tokhomo field (Siberian craton, Russia) // Arabian Journal of Geosciences. – 2016. – V. 9. – №1. – PP. 1–14.

8. Polansky O.P., Reverdatto V.V., Khomenko A.V., Kuznetsova E.N. Modeling of fluid flow and heat transfer induced by basaltic near–surface magmatism in the Lena–Tunguska petroleum basin (Earster Siberia, Russia) // Journal of geochemical exploration. – 2003. – V. 78–79. – PP. 687–692.

9. Ryabov V.V., Lapkovsky A.A. Native iron (–platinum) ores from the Siberian Platform trap intrusions // Australian Journal of Earth Sciences. – 2010. – V. 57. – PP. 1–30.

10. Svensen H., Planke S., Polozov A.G., Schmidbauer N., Corfu F., Podladchikov Y.Y., Jamtveit B. Siberian gas venting and the end–Permian environmental crisis // Earth and Planetary Science Letters. – 2009. – V. 277. – PP. 490–500.

11. Alekseyev S.V., Alekseyeva L.P., Shvartsev S.L., Trifonov N.S., Sidkina Ye.S. Osobennosti geokhimicheskoy evolyutsii khloridnykh kal'tsiyevykh rassolov Olenekskogo krioartezianskogo basseyna v pozdnem kaynozoye // Geokhimiya. – 2017. – № 5. – S. 429–444.

12. Alekseyeva L.P., Alekseyev S.V. Geokhimiya podzemnykh l'dov, solenykh vod i rassolov krioartezianskikh basseynov severo–vostoka Sibirskoy platformy // Geologiya i geofizika. – 2018. – T. 59. – №2. – S. 183–197.

13. Antsiferov A.S. Gidrogeologiya drevneyshikh tolshch Sibirskoy platformy. – M.: Nedra, 1989. – 176 s.

14. Baskov Ye.A. Mineral'nyye vody i paleogidrogeologiya Sibirskoy platformy // Trudy VSEGEI. Novaya seriya. – T. 254. – M.: Nedra, 1977. – 148 s.

15. Bogomolov G.V., Silin–Bechkurin A.I., Dukhanina V.I., Panov V.V., Bogomolov YU.G. Gidrogeologiya, gidrokhimiya, geotermiya geologicheskikh struktur. – Minsk: Nauka i tekhnika, 1971. – 336 s.

16. Bukaty M.B. Gidrogeologicheskoye stroyeniye zapadnoy chasti Sibirskoy platformy (v svyazi s poiskami, razvedkoy i razrabotkoy mestorozhdeniy nefti i gaza) // Geologiya i geofizika. – 2009. – T. 50. – № 11. – S. 1201–1217.

17. Vozhov V.I. Podzemnyye vody i gidromineral'noye syr'ye Leno–Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2006. – 209 s.

18. Duchkov A.D., Lysak S.V., Balobayev V.T., Golubev V.A., Devyatkin V.N., Dorofeyeva R.P., Zorin YU.A., Kazantsev S.A., Kalinin A.N., Kurchikov A.R., Lepina S.V., Silifonkin V.I., Sokolova L.S., Stavitskiy B.P., Ratnikov S.A., Tsibul'skiy V.R. Teplovoye pole nedr Sibiri. – Novosibirsk: Nauka, 1987. – 198 s.

19. Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'tsev V.S, Khomenko A.V. Vliyaniye intruzivnykh trappov na neftegazonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Sibirskoy platformy // Geologiya i geofizika. – 1987. – № 5. – S. 14–20.

20. Kontorovich A.E., Pavlov A.L., Tret'yakov G.A., Khomenko A.V. Fiziko–khimicheskoye modelirovaniye ravnovesiy v sisteme «karbonat–evaporitovyye porody–voda–uglevodorody» pri kontaktovom metamorfizme i katageneze // Geokhimiya. – 1996. – № 6. – S. 611–629.

21. Kontorovich A.E., Pavlov A.L., Tret'yakov G.A., Khomenko A.V. Fiziko–khimicheskoye modelirovaniye termodinamicheskikh ravnovesiy v sisteme «karbonat–evaporitovyye osadochnyye porody – voda – uglevodorody» pri kontaktovom metamorfizme i katageneze // Geokhimiya. – 1996. – № 7. – S. 598–610.

22. Kontorovich A.E., Pavlov A.L., Khomenko A.V., Tret'yakov G.A. Fiziko–khimicheskiye usloviya grafitizatsii uglevodorodsoderzhashchikh porod // Geokhimiya. – 1997. – № 6. – S. 563–571.

23. Kontorovich A.E., Khomenko A.V. Teoreticheskiye osnovy prognoza neftegazonosnosti osadochnykh basseynov s intensivnym proyavleniyem trappovogo magmatizma // Geologiya i geofizika. – 2001. – T.42. – № 11–12. – S. 1764–1773.

24. Mazurov M.P., Grishina S.N., Titov A.T., Shikhova A.V. Evolyutsiya rudno–metasomaticheskikh protsessov v krupnykh skarnovykh zhelezorudnykh mestorozhdeniyakh Trappovoy formatsii Sibirskoy platformy // Petrologiya. – 2018. – T. 26. – №3. – S. 265–281.

25. Mazurov M.P., Titov A.T. Magnezial'nyye skarny iz uchastkov posloynykh in''yektsiy bazitovoy magmy v evapority platformennogo chekhla // Geologiya i geofizika. – 1999. – T. 40. – № 1. – S. 82–89.

26. Novikov D.A., Kokh A.A. Geotermicheskaya model' yugo–zapadnoy chasti Kureyskoy sineklizy v svyazi s neftegazonosnost'yu // Geologiya nefti i gaza. – 2014. – №1. – S. 112–119.

27. Polyanskiy O.P., Reverdatto V.V. Konvektsiya flyuida v kollektorakh osadochnogo basseyna pri termicheskom vozdeystvii dayek i sillov // Geologiya i geofizika. – 2002. – № 1. – S. 27–41.

28. Polyanskiy O.P., Reverdatto V.V. Rol' flyuida v teplomassoperenose pri evolyutsii osadochnykh basseynov s trappovym magmatizmom // Flyuidy i geodinamika: materialy Vseros. simpoziuma «Glubinnyye flyuidy i geodinamika». – Moskva: Nauka, 2006. – S. 219–243.

29. Sidkina Ye.S. Geokhimiya podzemnykh rassolov Tungusskogo i Olenekskogo artezianskikh basseynov (Sibirskaya platforma) // Litologiya i poleznyye iskopayemyye. – 2018. – T. 53. – №1. – S. 252–262.

30. Khomenko A.V. Vliyaniye trappovogo magmatizma na neftegazonosnost' Tungusskogo osadochnogo basseyna: avtoreferat diss. … doktora geol.–min. nauk. – Novosibirsk, 1997. – 35 s.

31. Sharapov V.N., Borisenko A.S., Mazurov M.P., Lebedev V.I., Pavlova G.A., Sotnikov V.I., Gas'kov I.V., Ponomarchuk V.A., Zhitova L.M., Perepechko YU.V., Popov V.N., Cherepanova V.K., Cherepanov A.N. Model'nyy analiz razvitiya kontinental'nykh mantiyno–korovykh rudoobrazuyushchikh sistem. – Novosibirsk: Izd–vo RAN, 2009. – 408 s.

32. Shvartsev S.L. Khimicheskiy sostav i izotopy strontsiya rassolov Tungusskogo basseyna v svyazi s problemoy ikh formirovaniya // Geokhimiya. – 2000. – №11. – S. 1170–1184.

33. Kontorovich A.E., Khomenko A.V., Pavlov A.L., Zhidkova L.V., Kuznetsova Ye.N., Gordeyeva A.O. Neftegazovyye sistemy v usloviyakh anomal'no vysokikh temperatur // Problemy geologii kontinentov i okeanov. Doklady Rossiyskikh uchenykh–uchastnikov 31–go MGK. – Magadan: Kortis, 2001. – S. 237–246.

34. Zor'kin L.M. Geokhimiya gazov plastovykh vod neftegazonosnykh basseynov. – M.: Nedra, 1973. – 224 s.

© А.О. Гордеева, Д.А. Новиков, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, 2020

УДК 551.762 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-006

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ПО ДИНОЦИСТАМ ВЕРХНЕГО ТОАРА – НИЖНЕГО ААЛЕНА СЕВЕРО-ВОСТОКА СИБИРИ

Анна Анатольевна Горячева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, e-mail: GoryachevaAA@ipgg.sbras.ru

В статье приведены предварительные результаты палинологических исследований нижне-среднеюрских отложений келимярской свиты, вскрытых естественным обнажением 7А на р. Келимяр. В разрезе установлен тоарский биостратон с диноцистами - слои с Valvaeodinium aquilonium. В перекрывающих нижнеааленских образцах в результате исследований были определены лишь редкие таксоны диноцист, не позволяющие расчленить верхнюю часть разреза по этой группе одноклеточных водорослей.

Ключевые слова: биостратиграфия, диноцисты, верхний тоар – нижний аален, северо-восток Сибири.

PRELIMINARY DATA ON DINOCYSTS OF THE UPPER TOARCIAN – LOWER AALENIAN OF NORTHEASTERN SIBERIA

Anna A. Goryacheva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD, Senior Researcher, e-mail: GoryachevaAA@ipgg.sbras.ru

The article presents preliminary results of palynological studies of the Lower-Middle Jurassic deposits, uncovered by the natural exposure of 7A on the Kelimyar river and represented by the Kelimyar Formation. The Toarian biostraton with Valvaeodinium aquilonium is identified in the section. As a result of studies in the Lower Aalenian samples, only rare dinocysts taxa were identified that did not allow to divide the upper part of the section on this group of unicellular algae.

Keywords: biostratigraphy, dinocysts, Upper Toarcian - Lower Aalenian, notrtheastern Siberia.

Отложения ранне-среднеюрского возраста довольно широко распространены на севере Восточной Сибири, в том числе на р. Келимяр. Однако до относительно недавнего времени в связи с труднодоступностью и дороговизной экспедиционных работ, оставались слабо изученными.

Первые сведения по геологии и стратиграфии нижней юры этого района были получены в 50-х годах XX столетия и позже, в конце 70-х и 80-х годов прошлого века эти обнажения изучались специалистами-геологами ВНИИОкеангеология, СНИИГГиМСа и ИГиГ СО АН СССР, но исследованы были лишь выборочные стратиграфические интервалы разреза. Именно поэтому

полевые работы, организованные в разные годы доктором геолого-минералогических наук Б.Л. Никитенко (ИНГГ СО РАН) на север Восточной Сибири, особенно важны, поскольку все обнажения изучены с детальным отбором образцов на макро- и микрофауну, палинологию и геохимию. В итоге по многим обнажениям были получены новые данные, дополняющие уже существующие сведения по биостратиграфии этого района. Часть разрезов специалисты продолжают изучать.

В данной работе представлены первые результаты по диноцистам из тоар-ааленского естественного обнажения 7А, которое было изучено автором в ходе полевых работ 2008 года и послойно опробовано на палинологический анализ (10 образцов). Литологическое описание и построение геологического разреза обнажения, представленного глинистыми породами келимярской свиты выполнено д.г.-м.н. Б.Л. Никитенко и д.г.-м.н. В.П. Девятовым [4]. Изученный разрез расположен на правом борту безымянного ручья (рис. 1) в распадке между сопками на правом берегу р. Келимяр в 100-160 м на запад от ранее изученного обнажения 7 [1, 3, 4]. По схеме фациального районирования нижней и средней (без келловея) юры Сибири, район относится к Яно-Анабарской фациальной области морского седиментогенеза [5, 6].

В настоящее время автором представлены результаты только по диноцистам, но в дальнейшем планируется продолжить изучение обнажения 7А и опубликовать статью в открытой научной печати по его комплексному изучению.

В исследованном разрезе установлен один биостратон с диноцистами (рис. 2), слои с Valvaeodinium aquilonium (обр. 1- 7). В вышележащих породах (обр. 8-10) цисты динофлагеллат были встречены в недостаточном количестве для биостратиграфической интерпретации.

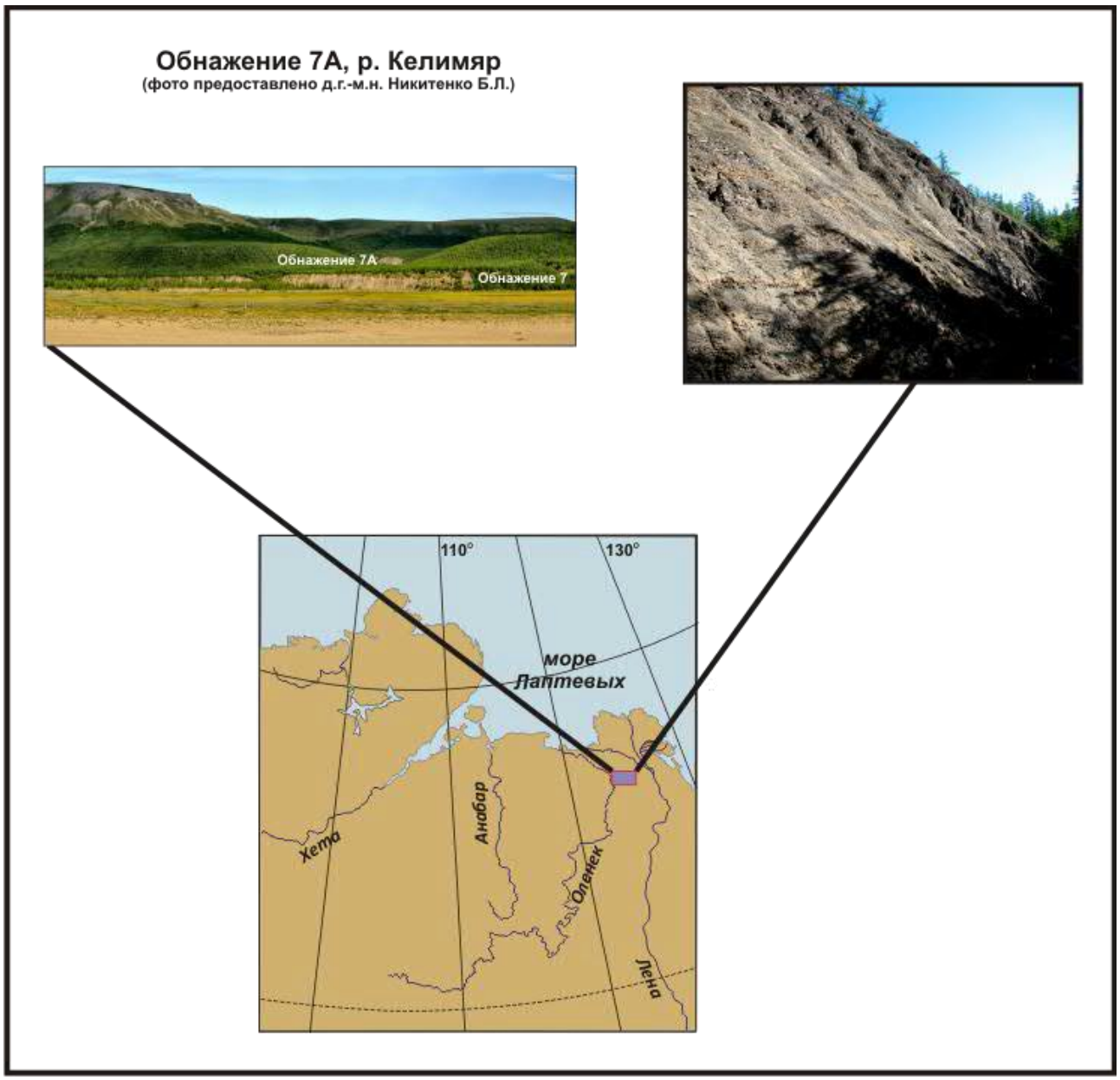


Рис. 1 . Местонахождение изученного обн. 7А
Fig. 1. Location of studied section 7A

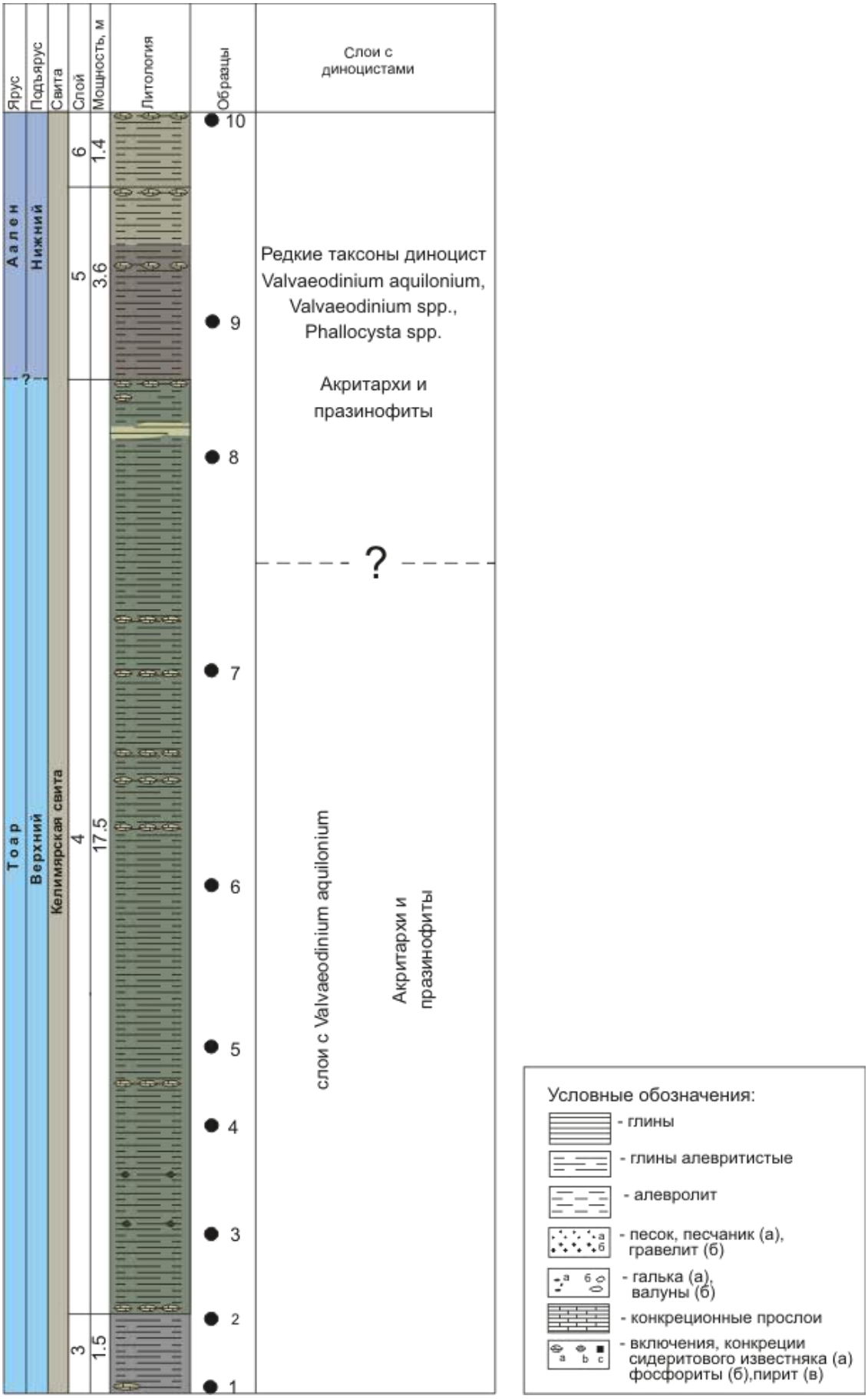


Рис. 2. Биостратиграфическое расчленение обн. 7А по диноцистам
Fig. 2. Biostratigraphic stratification of exposure 7A by dinocysts

Ранее автором для верхнего синемюра–тоара Восточной Сибири по диноцистам было установлено и сопоставлено с данными по микро- и макрофауне шесть биостратонов и предложен вариант расчленения нижнеюрских отложений по этой группе водорослей [1. 2]. Слои с Valvaeodinium aquilonium выделены по акме вида-индекса. Стратиграфический интервал распространения этого биостратона – самые верхи нижнего –верхний тоар. Кроме вида-индекса были установлены Phallocysta eumekes Dörhöfer & Davies, Ph. elongate (Beju) Riding, Nannoceratopsis senex van Helden, Fromea sp., Mancodinium sp. Остальной микрофитопланктон был представлен преимущественно акритархами и празинофитами.

В перекрывающих нижнеааленских образцах в результате исследований были определены лишь редкие таксоны диноцист Valvaeodinium aquilonium (Dörhöfer and Davies) Below, Valvaeodinium spp., Phallocysta spp., не позволяющие расчленить верхнюю часть разреза по этой группе одноклеточных водорослей.

Учитывая необходимость совершенствования и детализации биостратиграфических схем нижней и средней юры севера Восточной Сибири по палиноморфам, проведенное исследование является, несомненно, важным и актуальным.

Работа выполнена при поддержке проекта гранта РФФИ (проект № 20-05-00076).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горячева А.А. Биостратиграфия нижнеюрских отложений Восточной Сибири по данным палинологии // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2017. – Т. 25. – № 3. – С. 29-60.

2. Горячева А.А. Палиностратиграфия нижне-среднеюрских отложений полуострова Таймыр (Восточная Сибирь) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. XV Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 24-26 апреля 2019 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 36-41.

3. Горячева А.А. Биофациальный анализ нижне- и среднеюрских отложений Сибири по палиноморфам // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2020. – Т. 28. – № 1. – С. 41-64.

4. Компексное полевое геологическое изучение разрезов обнажений юры вдоль реки Келимяр. Отчет по договору 10-08В в 1-ой книге и 1-0й папке. Рук. Никитенко Б.Л. -

Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2008 – 220 с.

5. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). – Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.

6. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева. - Новосибирск: Изд–во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2000. - 480 с.

REFERENCES

1. Goryacheva A.A. Biostratigrafiya nizhneyurskikh otlozheniy Vostochnoy Sibiri po dannym palinologii // Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya. – 2017. – T. 25. – № 3. – S. 29-60.

2. Goryacheva A.A. Palinostratigrafiya nizhne-sredneyurskikh otlozheniy poluostrova Taymyr (Vostochnaya Sibir') // Interekspo GEO-Sibir': XV Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 24-26 aprelya 2019 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 9 t. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 36-41.

3. Goryacheva A.A. Biofatsial'nyy analiz nizhne- i sredneyurskikh otlozheniy Sibiri po palinomorfam // Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya. – 2020. – T. 28. – № 1. – S. 41-64.

4. Kompeksnoye polevoye geologicheskoye izucheniye razrezov obnazheniy yury vdol' reki Kelimyar. Otchet po dogovoru 10-08V v 1-oy knige i 1-0y papke. Ruk. Nikitenko B.L. -Novosibirsk: Institut neftegazovoy geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN, 2008 – 220 s.

5. Nikitenko B.L. Stratigrafiya, paleobiogeografiya i biofatsii yury Sibiri po mikrofaune (foraminifery i ostrakody). – Novosibirsk: Palallel, 2009. – 680 c.

6. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Yurskaya sistema / B.N. Shurygin, B.L. Nikitenko, V.P. Devyatov, V.I. Il'ina, S.V. Meledina, Ye.A. Gaydeburova, O.S. Dzyuba, A.M. Kazakov, N.K. Mogucheva. – Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN, filial“GEO”, 2000. – 480 c.

© А.А. Горячева, 2020

УДК 551.732:550.834.05 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-007

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ

Игорь Алексеевич Губин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383) 363-44-70, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Алексей Эмильевич Конторович
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, академик, научный руководитель ИНГГ СО РАН, тел. (383) 306-63-70, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Андрей Михайлович Фомин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383) 306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

На базе накопленных в настоящее время геолого-геофизических материалов, в том числе данных глубокого бурения, ГИС, сейсморазведки МОГТ-2D, ГСЗ, СК-ВСП построена структурная модель осадочного чехла Вилюйской гемисинеклизы до кровли нижнего кембрия. В результате прогнозируется повсеместное развитие нефтегазоматеринской куонамской формации во внутренних районах гемисинеклизы, где она сформировала обширный очаг нефтегазообразования. Ее перекрывают породы среднего кембрия клиноформного строения. Обосновано развитие коллекторов в толще заполнения майского яруса, построена прогнозная карта коэффициента пористости.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, кембрий, куонамская формация, временной разрез, сейсмофация, структурная карта, коллектор, флюидоупор, пористость

SEISMOGEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND OIL-AND-GAS PROSPECTS OF THE CAMBRIAN SEDIMENTS WITHIN THE VILYUI HEMISYNECLISE

Igor A. Gubin
Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Ph.D., Senior Researcher, Head of the Laboratory of Petroleum Geology of Siberian Platform tel. (383) 363-44-70, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Alexey E. Kontorovich
Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Doctor of Sciences, Academician, tel. (383) 306-63-70, e-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru

Andrey M. Fomin
Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Ph.D., Senior Researcher, tel. (383) 306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Based on geological and geophysical data, such as deep drilling, well logging, seismic surveys CDP-2D, DSS, SK-VSP a sedimentary cover structural model of the Vilyui hemisineclise to the lower Cambrian roof is constructed. According to seismic data interpretation, the ubiquitous development of the oil and gas source Kuonamka formation is predicted within the internal boundaries of the Vilyui hemisyneclise, where it formed an extensive center of hydrocarbon generation. Clinoform-built Middle Cambrian rocks (Maysky stage) overlie Kuonamka formation. The reservoirs development in the Maysky stage rocks is substantiated, a forecast map of porosity coefficients is generated.

Keywords: Vilyui hemisineclise, Cambrian, Kuonamka formation, time section, seismic facies, structural map, reservoir, seal rock, porosity

Кембрийские отложения регионально нефтегазоносны на Сибирской платформе, однако практически все разведанные в них месторождения углеводородов (УВ) сформированы благодаря нефтегазоматеринским формациям рифея и венда. В самом кембрии также имеется подобная формация – куонамская, основной объем которой был сформирован в ботомский, тойонский и амгинский века. Область ее развития охватывает северные районы Сибирской платформы, включая две крупнейшие синеклизы: Вилюйскую и Курейскую, а также Суханскую впадину, где она погрузилась на глубины, достаточные для запуска процессов нефтегазообразования [1, 3, 5, 6 и др.]. На указанных территориях месторождений УВ, связанных с кембрием, пока не открыто, что во многом обусловлено низкой степенью изученности этого комплекса.

В пределах Вилюйской гемисинеклизы и прилегающих территорий куонамская свита вскрыта на Мархинско-Андойской и Эйикской площадях, а ее аналог – иниканская – на Северо-Линденской, Баппагайской, Уордахской и Кенкеминской площадях, а также в колонковых и гидрогеологических скважинах (Анабаро-Синский фациальный регион). Во внутренних районах гемисинеклизы значительная часть разреза кембрия залегает на недоступных для бурения глубинах, и о его строении можно судить по данным сейсморазведки МОГТ.

Нами были собраны и проанализированы материалы сейсморазведочных работ, выполненных на Вилюйской гемисинеклизе с 1980-ых гг. по настоящее время. Часть ретроспективных материалов сохранилась в виде сканированных

версий сейсмогеологических разрезов, которые в процессе работы оцифровывались. Временные разрезы в формате SEG-Y были получены в результате обработки современных и переобработки архивных сейсмических материалов ОАО «Якутскгеофизика» и АО «СНИИГГИМС». В последние годы получены новые данные о строении южного борта гемисинеклизы, который активно изучается комплексными геофизическими исследованиями по Федеральной программе (Якутский, Синский, Западно-Вилюйский и Южно-Вилюйский участки). В процессе работы также анализировались данные ГИС, сейсмокаротажа и дел глубоких скважин, а также по профилям ГСЗ «Ока», «Кимберлит» и «Кратон». Все доступные геолого-геофизические материалы вошли в единый интерпретационный проект, что позволило создать целостную структурную модель осадочного чехла до кровли куонамской формации.

По сейсмическим данным отложения кембрия развиты в пределах всей Вилюйской гемисинеклизы за исключением Китчанского выступа, Сунтарского и Якутского сводов. В настоящей работе проанализирован среднекембрийско-ордовикский сейсмогеологический комплекс, прослеженный на временных и глубинных разрезах. Общая мощность комплекса изменяется от 0 до 2,5 км. Верхняя часть как правило денудирована. В кровле он ограничен отражающим горизонтом ДК, в подошве – К. На большей части территории исследований отложения ордовика отсутствуют, и горизонт ДК проводится по эродированной (вплоть до нижнего отдела) поверхности кембрия, который на периферийных участках гемисинеклизы выходит на дневную поверхность. Стратификация отражающего горизонта К зависит от фациального районирования нижне-среднекембрийских отложений Сибирской платформы [7]. Он отождествляется с кровлей чарской свиты в пределах Туруханско-Иркутско-Олекминской фациального региона, с кровлей толщи водорослево-зернистых известняков, кумахской и удачнинской свит в пределах Западно-Якутской барьерно-рифовой системы (Анабаро-Синский фациальный регион), а также с кровлей иниканской и куонамской свит в пределах Юдомо-Оленекского фациального региона.

Благодаря выдержанной мощности и низким акустическим свойствам куонамской формации относительно вмещающих пород в интервале ее развития формируется относительно высокоамплитудный волновой цуг, хорошо опознаваемый на временных разрезах. Однако при погружении горизонтов в центральные районы гемисинеклизы на отметках ниже 4 сек. горизонт К теряет свои реперные свойства и прослеживается фрагментарно (рис. 1).

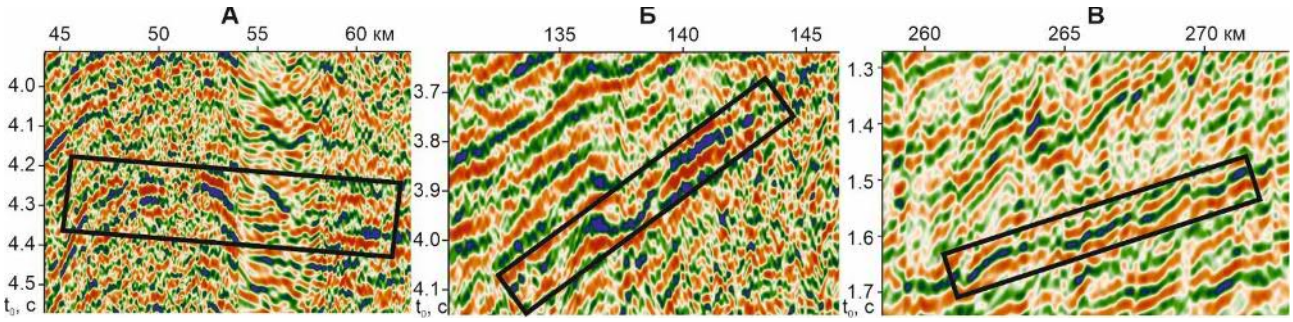


Рис. 1. Сейсмофации куонамской формации в пределах Хапчагайского вала (А), Хайлахской площади (Б), вблизи Баппагайской площади (В)

Fig. 1. Seismic facies of the Kuonamka formation within Khapchagay megaswell (A), Khaylakh area (Б), near Bappagay area (В)

Скоростные характеристики кембрийских отложений хорошо изучены в пределах Ыгыаттинской впадины и южного борта гемисинеклизы (Кумахская, Баппагайская, Андреевская и др. площади). В бессолевой части разреза (Анабаро-Синский и Юдомо-Оленекский регионы), они слабо дифференцированы по акустическим свойствам и для них характерен хаотический низкоамплитудный характер сейсмозаписи (рис. 2). От вышележащих, преимущественно терригенных, отложений верхнего палеозоя и мезозоя они отличаются высокими скоростями продольных волн. В отложениях среднего-верхнего кембрия значения пластовых скоростей изменяются в пределах 4,3–5,2 км/с, а нижнекембрийские отложения характеризуются значительно большими скоростями – 5,8–6,2 км/с, достигая максимальных значений 6,7 км/с в массивных водорослевых известняках, слагающих одноименную толщу на Синской площади, удачнинскую и баппагайскую свиты, а также в известняках и доломитах синско-куторгиновой толщи.

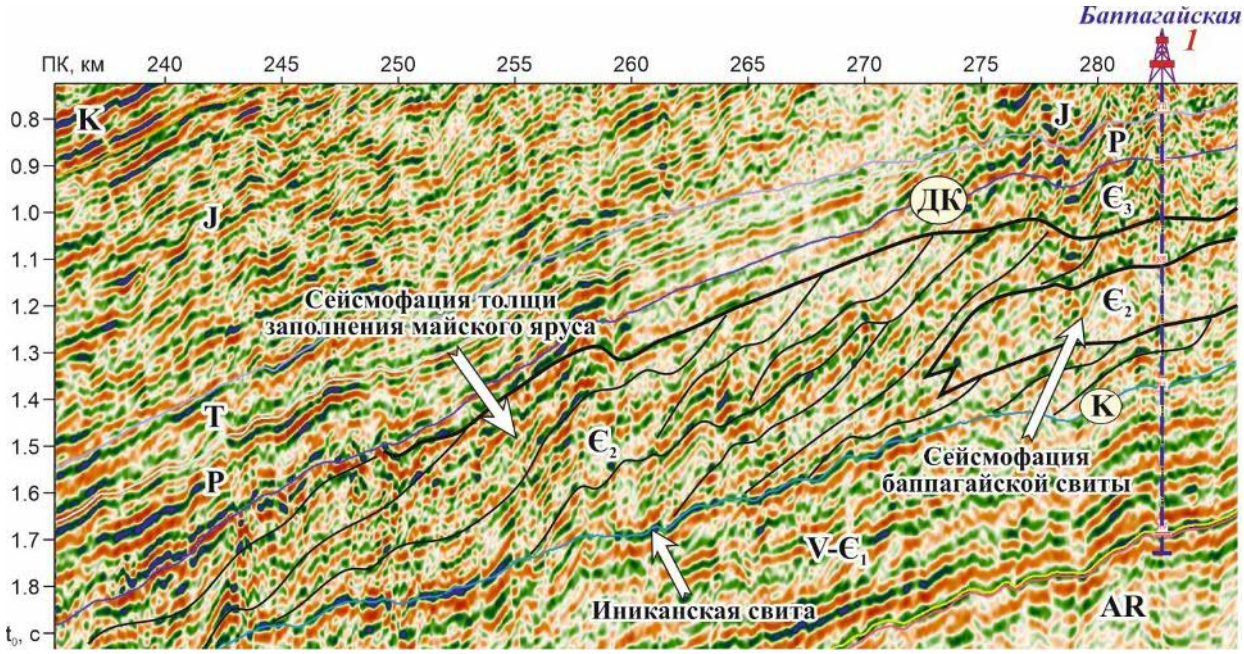


Рис. 2. Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по профилю № 160807

Fig. 2. Fragment of time seismic section from line № 160807

Перекрывающие иниканскую свиту комплексы среднего кембрия майского яруса на временных разрезах характеризуются косослоистым рисунком сейсмозаписи (см. рис. 2). Аналогичное строение толщи заполнения отмечено в районах Курейской синеклизы, Далдыно-Мархинской банки, Алдано-Майской впадины [2, 4, 7 и др.]. Типичные значения скоростей продольных волн здесь составляют 4,5-5,0 км/с.

Породы майского яруса вскрыты ограниченным числом скважин (Северо-Линденская-1, Байская-1, Баппагайская-1, Мархинско-Андойская-3231 и Эйикская-3430) и представлены устьботомской, чайской, устьмайской, оленекской, джахтарской и силигирской свитами, сложенными преимущественно склоновыми фациями, формировавшимися в условиях открытого бассейна [7]. Свиты сложены в основном мергелями, известняками, известняковыми песчаниками, брекчиями и алеврито-глинистыми доломитами, как правило имеющими волнисто-косую слоистость.

На исследуемой территории толща заполнения майского яруса, подстилаемая нефтегазоматеринской куонамской формацией и перекрытая региональным флюидоупором – глинисто-карбонатными отложениями верхнего

кембрия, представляет большой интерес с точки зрения нефтегазоносности. Из прямых признаков можно отметить поднятый в процессе бурения скважины Баппагайская-1 керн из инт. 2011–2024,1 м (устьботомская свита), представленный светло-серым известняком с выпотами нефти. Средние значения коэффициента пористости коллекторов, слагающих свиту, по результатам интерпретации ГИС составляют 15,9 % (табл. 1). В этой же свите в интервале 1900-2025 м отмечено резкое увеличение диаметра скважины, аномально высокие значения АК, обусловленные сильной трещиноватостью известняков, на что косвенно указывает обрушение стенок скважины в рассматриваемом интервале.

Таблица 1. Данные по пористости пород среднего кембрия и ордовика вскрытых скважинами

Table 1. Porosity data of Ordovician and Cambrian sediments drilled in wells

№	площадь	№ скв.	свита, возраст	Δзнач. $К_п$ % по АК	Δзнач. $К_п$ $\%_{отк.}$ по керну
1	Андреевская	2	джуктинская $Є_3$	10,0	–
2	Байская	1	$Є_{2-3}$	8,7	0,63
3	Баппагайская	1	бордонская $Є_2$	12,5	–
			баппагайская $Є_2$	8,53	5,86
			устьботомская $Є_2$	15,86	6,30
4	Верхнесинская	1	джуктинская $Є_3$	–	8,14
			бордонская $Є_2$	7,8	13,84
			метегерская $Є_2$	–	19,7
5	Кононченская	2450	станская $О_2$	–	7,38
			балыктахская $О_2$	–	5,78
6	Нижнетюкянская	311	верхоленская $Є_3$	9,38	6,2
7	Северо-Линденская	1	устьмайская + чайская $Є_2$	13,9	–
8	Среднекононченская	1	олдондинская $О_{2-3}$	9,0	6,8
			мархинская $Є_3$	8,0	–
			чукукская $Є_2$	–	1,22

Наличие коллекторов в чайской и иниканской свитах подтверждено результатами испытания в скв. Уордахская-1 инт. 1295–1395 м, где был получен приток разгазированной пластовой жидкости. Количественное определение коллекторских свойств в этой скважине не проводилось.

Высокая трещиноватость мергелей чайской свиты отмечена в процессе бурения скважины Северо-Линденская-1. Средний коэффициент пористости, определенный по данным ГИС в чайской свите, составил 17,8 %, в майской – 8 %. Таким образом, среднее значение пористости коллектора в толще заполнения, вскрытой скв. Северо-Линденская-1, принято на уровне 13,9 %.

Еще в одной скважине – Байской-1, где были определены ФЕС пород майского яруса, средний коэффициент пористости, рассчитанный по данным АК, составил 8,7 % (табл. 1). В скважинах Мархино-Андойская-3231 и Эйикская-3430 определения коллекторских свойств средне-верхнекембрийских отложений по керну не проводилось, поскольку целевым горизонтом для них являлись отложения венда.

Таким образом, по аналогии с хорошо изученным неокомским комплексом нижнего мела в Западной Сибири, также имеющим клиноформное строение, толща заполнения представлена сочетанием проницаемых и слабопроницаемых разностей. К проницаемым относятся склоновые флишоидные отложения, сложенные карбонатным обломочным материалом, выступающими в роли коллектора, которые чередуются с глинисто-карбонатными отложениями, выступающими в роли зональных флюидоупоров. К зональным флюидоупорам по-видимому следует отнести и плотные массивные водорослевые известняки баппагайской и чукукской свит, характеризующиеся высокими скоростями продольных волн (выше 6 км/с), что подтверждают результаты определений ФЕС и испытаний в скважинах Андреевская-2, Среднеконончанская-1. Соотношение суммарных толщин коллекторов к толщинам флюидоупоров в толще заполнения майского яруса было принято на уровне 0,25.

Исходя из имеющихся данных об определении ФЕС коллекторов в толще заполнения открытого бассейна в майское время, а также информации о глубинах ее залегания, была составлена зависимость среднего значения открытой пористости от глубины (рис. 3). Тренд кривой в диапазоне глубин от 1,5 до 4 км задается тремя скважинами: Баппагайской-1, Северо-Линденской-1 и Байской-1. Другие скважины, вскрывшие кембрий, находятся либо за пределами

куонамского бассейна (рис. 4), либо определение ФЕС пород майского яруса в них не проводилось. В остальных диапазонах глубин зависимость носит предположительный характер в соответствии с представлениями об уплотнении обломочных карбонатных пород с глубиной.

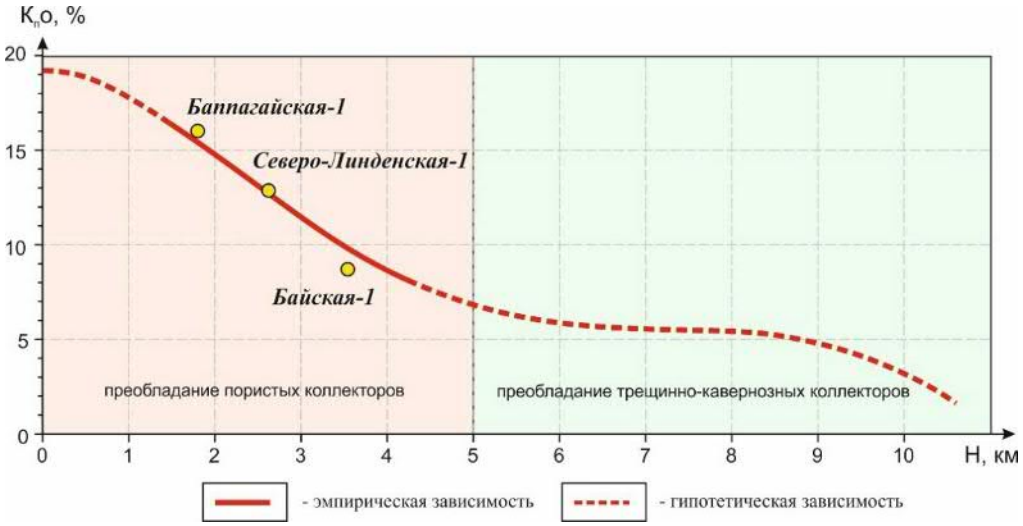


Рис. 3. Зависимость открытой пористости коллекторов в породах майского яруса от глубины их залегания

Fig. 3. Relationship between open porosity of the Maisky stage reservoirs and the depth of their bedding

В результате выполненного анализа и обобщения ФЕС кембрийских отложений и с учетом установленных зависимостей была построена прогнозная карта толщин пород-коллекторов, локализованных в толще заполнения майского яруса (рис. 4). Согласно экспертной оценке, начиная с глубин около 5 км преобладающую роль будут играть трещиновато-кавернозные коллектора. Выше этой отметки ожидаются преимущественно поровые коллектора, развитые по периферии Вилюйской гемисинеклизы.

На прогнозной карте дополнительно вынесены стратоизогипсы по кровле куонамской формации, максимальные глубины которой достигают 12-13 км в эпицентрах Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин. В бортовых частях гемисинеклизы наблюдается резкий перегиб структурных поверхностей как по

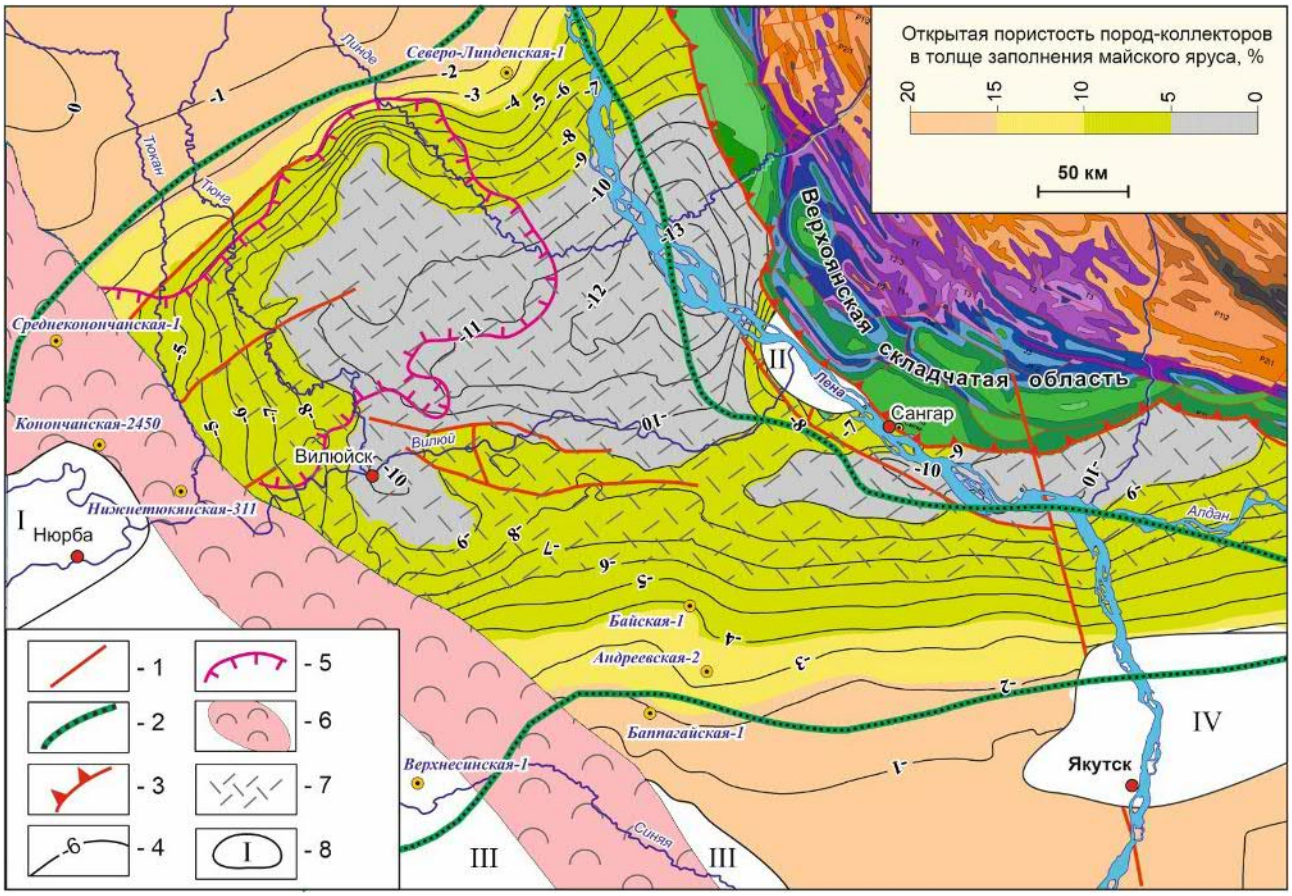


Рис. 4. Прогнозная карта пористости пород коллекторов, локализованных в толще заполнения майского яруса (средний кембрий)

Условные обозначения: 1 – разломы; 2 – граница Вилюйской гемисинеклизы; 3 – внешняя граница зоны надвигов со стороны Верхоянской складчатой области; 4 – изогипсы кровли куонамской формации (км); 5 – зона верхнекембрийского флюидоупора мощностью более 1000 м; 6 – зона развития Западно-Якутской барьерно-рифовой системы; 7 – зона развития трещиновато кавернозных коллекторов майского яруса; 8 – границы поднятий (I – Сунтарский свод, II – Китчанский выступ, III – Баппагайский выступ, IV – Якутский свод).

Fig. 4. Forecast porosity map of reservoirs localized in the Maysky stage rocks (Middle Cambrian)

Legend: 1 - faults; 2 - the border of the Vilyui hemisineclise; 3 - the outer border of the thrust zone from the side of the Verkhoyansk folded region; 4 - isohypses of the roof of the Kuonam formation (km); 5 - zone of the Upper Cambrian fluid support with a thickness of more than 1000 m; 6 - zone of development of the West Yakutian barrier-reef system; 7 - zone of development of fissured cavernous reservoirs of the May time; 8 - boundaries of uplifts (I - the Suntarsky arch, II - the Kitchansky ledge, III - the Bappagai ledge, IV - the Yakut arch).

мезозойским (в меньшей мере), так и по палеозойским уровням. Максимальный градиент приурочен к Хоргочумской моноклинали (северо-западный борт). В этих зонах куонамская формация и вышележащие коллекторы среднего кембрия уже залегают на доступных для бурения глубинах, менее 5 км.

Региональным флюидоупором для потенциальных залежей, локализованных в коллекторах толщи заполнения майского яруса, являются отложения джуктинской, чаргольской, мархинской и олдондинской свит, подавляющий объем которых был сформирован в позднем кембрии. Свиты сложены преимущественно красноцветными глинистыми доломитами, мергелями и аргиллитами, нередко загипсованными, сульфатизированными. Они сформированы в условиях внутреннего шельфа [7]. Их суммарные толщины достигают максимальных значений более 1000 м только в пределах северо-западных районов Вилюйской гемисинеклизы, включая территорию Хоргочумской моноклинали и Логлорского вала (рис. 4). Видимо, эта зона должна рассматриваться в качестве первоочередной для оценки нефтегазоносности кембрийских отложений при проведении геолого-разведочных работ. Особого внимания в пределах оконтуренной зоны повышенных толщин верхнекембрийского регионального флюидоупора заслуживают участки, примыкающие к барьерно-рифовой системе. На юго-восток мощность верхнего кембрия сокращается за счет его размытия вплоть до полного исчезновения в районе Уордахской площади и Якутского свода.

Работа выполнена в рамках базового проекта научно-исследовательских работ № 0331-2019-0018 «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геолого-разведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. Регистрации АААА-А19-119111490040-5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баженова Т.К. Нижне–среднекембрийский очаг нефтегазообразования на севере Тунгусской синеклизы (Красноярский край) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/6a9/42_2019.pdf

2. Берилко Г.А., Шишкин Б.Б., Страхов А.Н. О перспективах нефтегазоносности среднекембрийских отложений в бассейне р. Амга (восточная часть Алданской антеклизы) // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 3(11). – С. 38–43.

3. Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо–Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных // Интерэкспо Гео–Сибирь–2018. XIV Междунар. науч.

конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб. материалов в 6 т. 23–27 апр. 2018 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2018. – Т. 2. – С. 47–55.

4. Губин И.А., Таратенко А.В. Структурная характеристика венд–кембрийских отложений восточной части Северо–Тунгусской НГО по данным сейсморазведки 2D в связи с нефтегазоносностью // Геофизические технологии. – 2018. – № 3. – С. 14–29.

5. Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Моисеев С.А., Черных А.В., Новиков Д.А., Бурштейн Л.М., Долженко К.В., Рогов В.И., Мельник Д.С., Зуева И.Н., Чалая О.Н. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 10. – С. 1472–1487.

6. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Павлова К.А., Погодаев А.В., Слепцова М.И. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 1. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf

7. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / С.С. Сухов, Ю.А. Шабанов, Т.В. Пегель и др. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.

REFERENCES

1. Bazhenova T.K. Nizhne–srednekembrijskij ochag neftegazoobrazovanija na severe Tungusskoj sineklizy (Krasnojarskij kraj) // Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. – 2019. – T. 14. – № 4. Rezhim dostupa: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/6a9/42_2019.pdf

2. Berilko G.A., Shishkin B.B., Strahov A.N. O perspektivah neftegazonosnosti srednekembrijskih otlozhenij v bassejne r. Amga (vostochnaja chast' Aldanskoj anteklizy) // Geologija i mineral'no–syr'evye resursy Sibiri. – 2012. – № 3(11). – S. 38–43.

3. Gubin I.A., Kontorovich A.Je., Moiseev S.A., Fomin A.M., Jaroslavceva E.S. Vydelenie ochagov generacii uglevodorodov v kuonamskoj svite v Severo–Tungusskoj NGO s ispol'zovaniem sejsmicheskih dannyh // Interjekspo Geo–Sibir'. XIV Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija»: sb. materialov v 6 t. 23–27 apr. 2018 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2018. – T. 2. – S. 47–55.

4. Gubin I.A., Taratenko A.V. Strukturnaja harakteristika vend–kembrijskih otlozhenij vostochnoj chasti Severo–Tungusskoj NGO po dannym sejsmorazvedki 2D v svjazi s neftegazonosnost'ju // Geofizicheskie tehnologii. – 2018. – № 3. – S. 14–29.

5. Kashircev V.A., Parfenova T.M., Moiseev S.A., Chernyh A.V., Novikov D.A., Burshtejn L.M., Dolzhenko K.V., Rogov V.I., Mel'nik D.S., Zueva I.N., Chalaja O.N. Prjamye priznaki neftegazonosnosti i neftematerinskie otlozhenija Suhanskogo osadochnogo bassejna Sibirskoj platformy // Geologija i geofizika. – 2019. – T. 60, № 10. – S. 1472–1487.

6. Sitnikov V.S., Alekseev N.N., Pavlova K.A., Pogodaev A.V., Slepcova M.I. Novejshij prognoz i aktualizacija osvoenija neftegazovyh ob#ektov Viljujskoj sineklizy // Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. – 2017. – T. 12. – № 1. Rezhim dostupa: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf

7. Stratigrafija neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Kembrij Sibirskoj platformy / S.S. Suhov, Ju.A. Shabanov, T.V. Pegel' i dr. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016. – 497 s.

© И.А. Губин, А.Э. Конторович, А.М. Фомин, 2020

УДК 553.98 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-008

ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ НАСЫЩЕННОЙ ФРАКЦИИ В ПОЗДНЕМ МЕЗОКАТАГЕНЕЗЕ

Кирилл Васильевич Долженко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

В работе приведено сравнение преобразований, происходящих в распределении нормальных алканов, стерановых (m/z 217) и терпановых (m/z 191) углеводородов с ростом катагенеза. Для сопоставления использовались результаты полученные в ходе изучения сверхглубокой скважины Средневилюйская-27 (Восточная Сибирь) и опубликованные работы по регионам Соединенных Штатов Америки, Германии и Индии. Показаны общие тенденции в изменении индивидуального состава углеводородов органического вещества различной генетической природы при повышении термической зрелости.

Ключевые слова: хромато-масс-спектроскопия, стераны, терпаны, углеводороды-биомаркеры, катагенез.

CHANGES IN THE BIOMARKER COMPOSITION OF SATURATED FRACTION IN LATE MESOCATAGENESIS

Kirill V. Dolzhenko
Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Researcher, DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

In the paper the transformations, occurring in the distribution of n-alkanes, steranes (m/z 217) and terpanes (m/z 191) hydrocarbons with a catagenesis increase, are discussed. The results obtained in the study of the superdeep well Srednevilyuyskaya-27 (Eastern Siberia) and published works on the regions of the United States of America, Germany and India were used for that comparison. The general trends in the change of the hydrocarbons individual composition of organic matter of various genetic nature with increasing thermal maturity are shown.

Keywords: chromatography-mass spectroscopy, steranes, terpanes, hydrocarbon biomarkers, catagenesis.

За последние годы в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН был выполнен комплекс работ по изучению геохимических параметров органического вещества (ОВ) террагенной (континентальной) природы и их изменения под действием жестких термобарических условий больших глубин [1, 2, 3]. Материалом для этих исследований послужили образцы керна, полученные при бурении сверхглубокой скважины Средневилюйская-27 (Восточная Сибирь) из интервала глубин 3370-6458 м. Аналитическое изучение рассеянного органического вещества (РОВ) проводилось по схеме, разработанной в

лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. Этот комплекс методов включает в себя: определения содержаний органического углерода в породах ($C_{орг}$), его изотопного состава ($\delta^{13}C$); замеры отражательной способности витринита (R^{o}_{vt}); выделение хлороформенного битумоида (bхл), изучение его группового состава (УВ-СМ-АСФ); анализ алифатических и ароматических углеводородов (УВ) при помощи хромато-масс-спектрометрии.

В ходе исследований удалось установить, что при росте катагенеза молекулярный состав битумоидов претерпевает сильные изменения, отражающие деструкционное влияние термобарических факторов позднего мезо- и апокатагенеза. Привычный набор соотношений насыщенных УВ-биомаркеров, отражающих степень катагенеза (K1 - соотношение стереохимических эпимеров αα-стеранов C_{29}, K2 - соотношение между изостеранами и исходными биостеранами состава C_{29}, Ts/Tm – триснорнеогопан/ трисноргопан, CPI), прекращает быть информативным со стадии $МК_2$ [2]. С ростом катагенеза в нормальных алканах происходит смещение максимума распределения на низкомолекулярные соединения, что не типично для континентального ОВ, а отношение пристан/фитан (Pr/Ph) переходит от значений, характерных для террагенного ОВ к аквагенным [2; 3]. Значительное снижение отношения пентациклических терпанов к сумме три- и тетрациклических, а также стеранов к прегнанам отчетливо демонстрирует влияние деструкции под действием высоких температур на соединения с высоким количеством атомов углерода (Рис.1). Ниже будут рассмотрены работы, в которых изучались вопросы влияния термической зрелости на состав УВ-биомаркеров в различных регионах мира.

В работе [4] приведено исследование, проведенное на образцах углей пермского возраста из формации Баракар в двух бассейнах Гондваны на юго-востоке Индии - бассейне долины Дамодар (угольное месторождение Джария) и бассейне Сатпура (угольное месторождение Канхан).

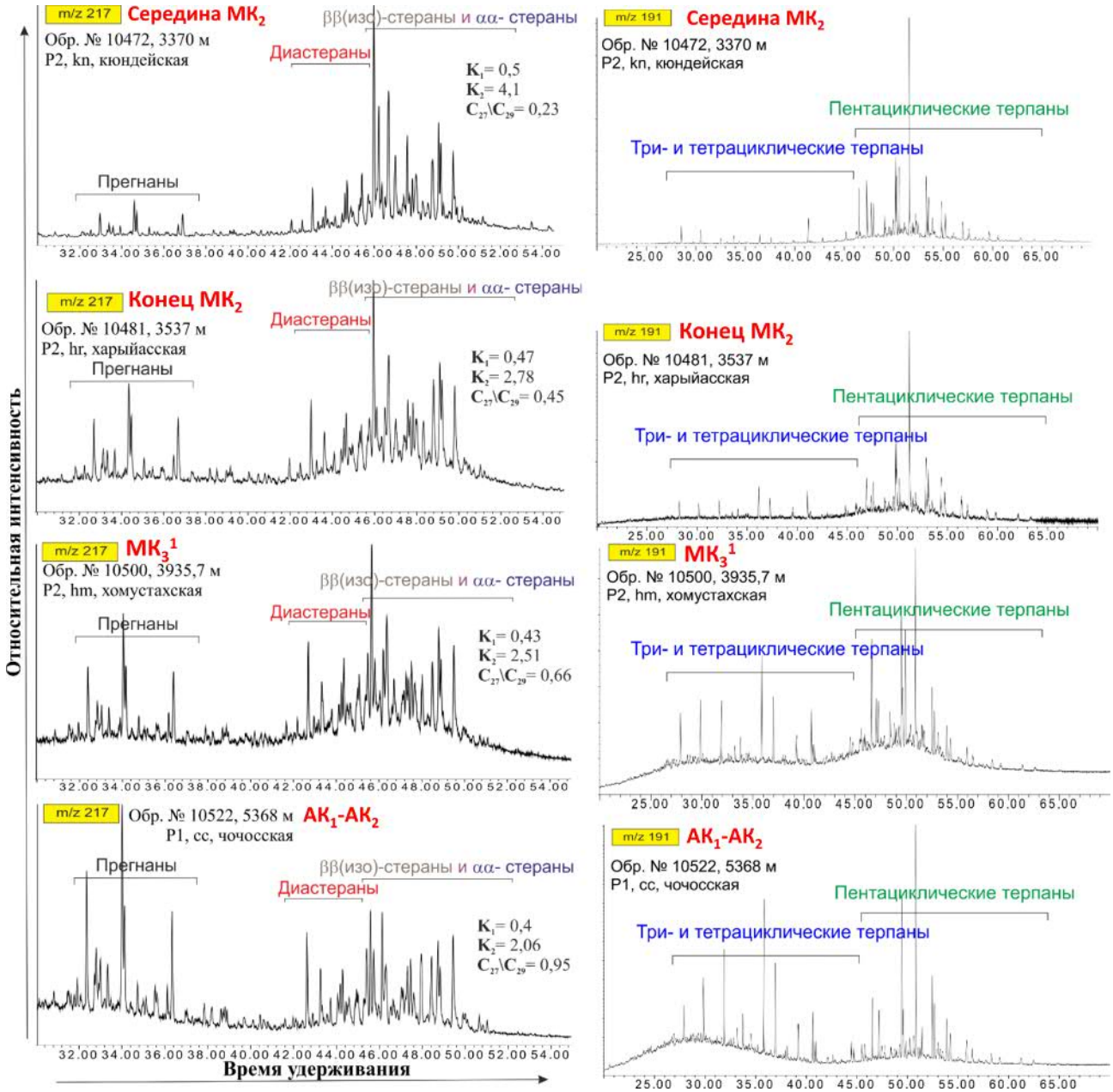


Рис. 1. Изменение распределения стерановых и терпановых УВ с ростом катагенеза в сверхглубокой скважине Средневилюйская-27

Fig. 1. Changes in the distribution of steranes and terpanes hydrocarbons with increasing catagenesis in the superdeep well Srednevilyuyskaya-27

В работе изучались образцы террагенного органического вещества с катагенезом в пределах отражательной способности витринита от 0,5 до 2,4 %.

В отношении насыщенной фракции авторы отмечают следующее: снижение относительных содержаний гомологов н-алканов с большей длиной цепи по мере роста катагенеза; применимость стерановых и терпановых соотношений (K1, K2, Ts/Tm и др.) только в образцах слабой, средней зрелости; стераны и диастераны

в образцах высокой зрелости находятся ниже грани детектирования; в образцах слабой зрелости пристан преобладает на фитаном, при высокой зрелости фитан начинает преобладать над пристаном или имеет равную концентрацию; при высокой зрелости пентациклические терпеноиды неотличимы от шума, а трициклические идентифицируются хоть и в малых содержаниях (Рис.2). Аналогичные результаты были получены и в ходе изучения скважины Средневилюйская-27: такой же переход к виду аквагенного распределения н-алканов, поведение катагенетических показателей цикланов, изменения в соотношении изопреноидов, а также отношение высоко- и низкомолекулярных терпанов.

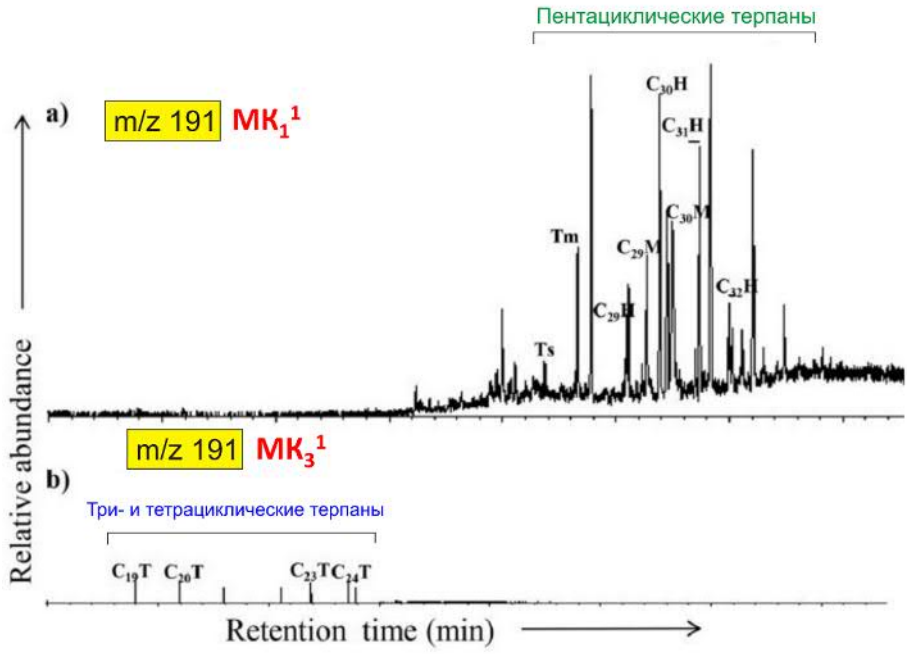


Рис. 2. Изменение распределения терпановых УВ с ростом катагенеза в угольных месторождениях Индии [4]
Fig. 2. Changes in the distribution terpanes hydrocarbons with increasing catagenesis in coal deposits, India [4]

Большой интерес представляет работа [5], так как в ней изучались качественные и количественные соотношения молекул биомаркеров в органическом веществе аквагенного (морского) происхождения, полученного из нижнетоарских сланцев формации Посидония на северо-востоке Германии. Образцы находились в пределах уровня зрелости по отражательной способности

витринита от 0,48 до 1,45 %. В результате исследования авторы пришли к выводам, что от незрелого вещества до стадий немного превышающих пик «нефтяного окна» (~1,15 % отражательной способности витринита) самыми надёжными показателями являются отношения гопанов Ts/(Ts+Tm), а также методы определения зрелости по ароматическим индексам. Абсолютные содержания трициклических терпанов, гопанов и стеранов показывают общее увеличение от незрелой до ранней стадии, а затем тенденцию к снижению с увеличением зрелости от 0,68 до 0,88 % (Рис. 3). При самом высоком уровне зрелости (1,45 %) эти биомаркеры отсутствуют или не превышают предел обнаружения, вследствие их термодеструкции, даже при 0,88 % их концентрации очень низки. Здесь мы наблюдаем схожие изменения в алифатической фракции и уровень применимости цикланових индексов для оценки катагенеза.

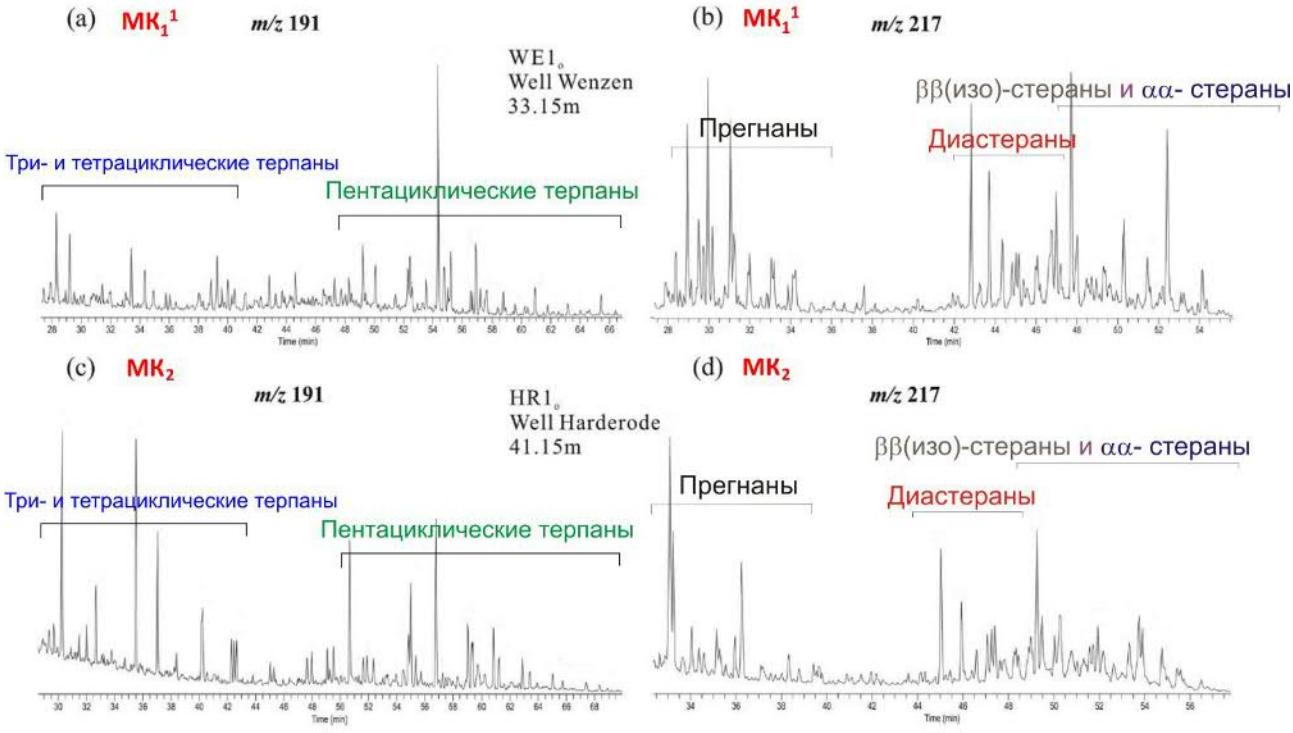


Рис. 3. Изменение распределения стерановых и терпановых УВ с ростом катагенеза в аквагенном ОВ, Германия [5]
Fig. 3. Changes in the distribution of steranes and terpanes hydrocarbons with increasing catagenesis in aquagenic OM, Germany [5]

Работа [6] представляет собой детальное химическое и петрографическое изучение углей пермского возраста из Аппалачского бассейна в США. Уровень

зрелости образцов варьирует от 0,53 до 1,76 % по значениям отражательной способности витринита. Авторы указывают на то, что при пересечении границы 1,0-1,1 % происходят резкие изменения в распределении УВ-биомаркеров: изопреноидные и стерановые показатели генезиса органического вещества (Pr/Ph, стераны C_{27}/C_{29} и др.) начинают смещаться из области террагенного ОВ в зону значений, характерных для морского и озерного; соотношение эпимеров стерана C_{29} (К1) становится неинформативным; в н-алканах при высокой зрелости максимум приходится на $C_{16\text{-}18}$; отмечено общее снижение полициклических насыщенных соединений с ростом катагенеза (Рис. 4). Указанные особенности и распределение стерановых и терпановых УВ соответствуют установленным в скважине Средневилюйская-27.

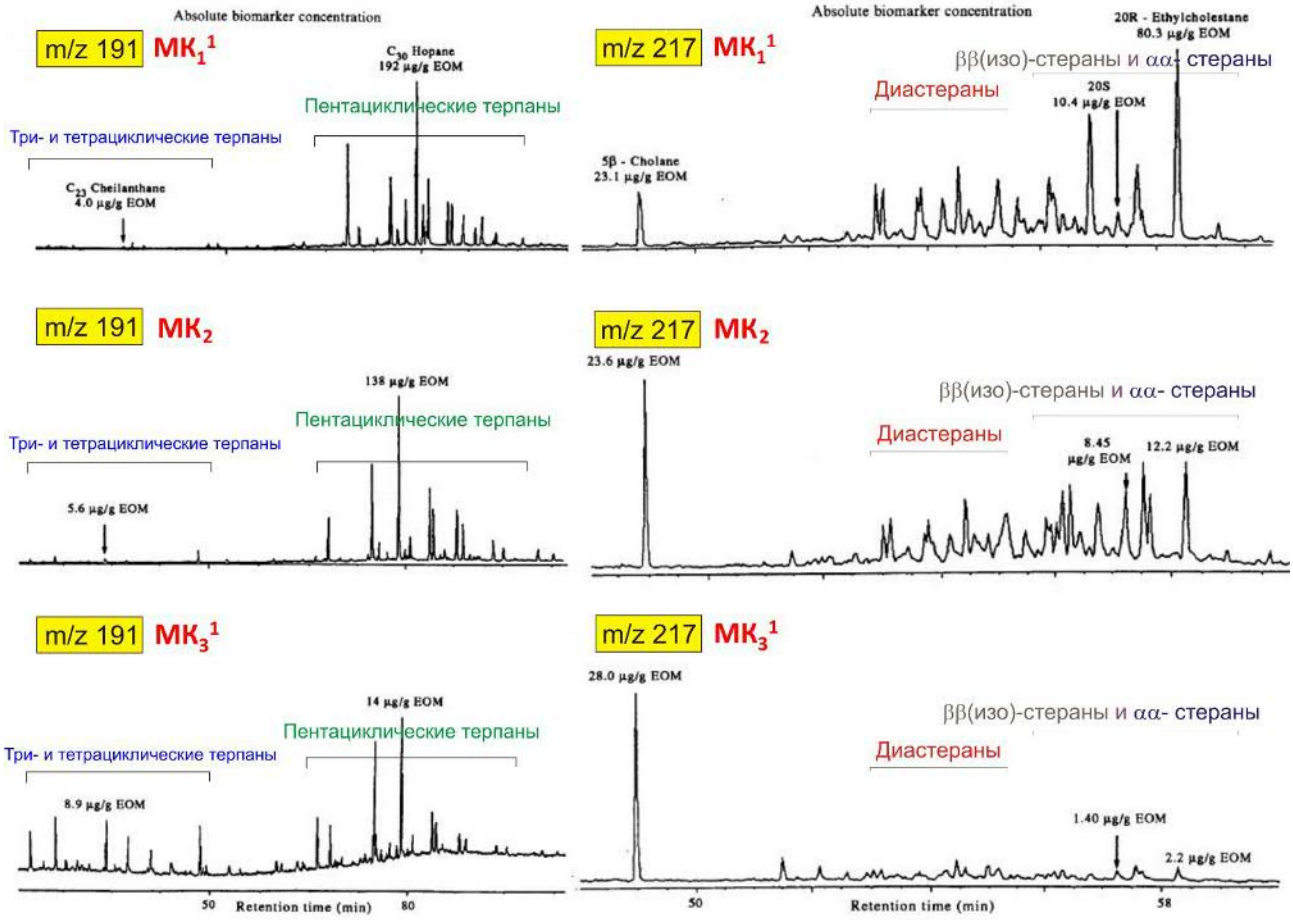


Рис. 4. Изменение распределения стерановых и терпановых УВ с ростом катагенеза в образцах углей Аппалачского бассейна, США [6]

Fig. 4. Changes in the distribution of steranes and terpanes hydrocarbons with increasing catagenesis in coals from the Appalachian basin, USA [6]

В процессе природного катагенеза унаследованные от биологических источников молекулы претерпевают изменения под действием температуры и геологического времени, что позволяет на основании выявленных закономерностей (биомаркерные индексы и показатели) оценить степень преобразованности ОВ, а по наличию или преобладанию тех или иных соединений и его генетический тип. Но с затуханием процессов новообразования и ростом влияния деструкции при высоких температурах позднего мезо- и апокатагенеза УВ-биомаркеры насыщенной фракции теряют свою информативность, а в некоторых случаях дают результаты, противоречащие исходным параметрам ОВ. Это затрудняет геохимическую оценку разреза на стадиях высокой зрелости и корреляцию нефтей и высокопреобразованных материнских толщ, так как исходный состав неузнаваем вследствие разрушения первичных молекул. Выше показано, что деструкция преимущественно затрагивает высокомолекулярные соединения – главным образом применяемые в биомаркерных соотношениях, а также наблюдается во многих регионах мира и справедлива как для аквагенного, так и террагенного ОВ. Таким образом, необходимо, с одной стороны, искать новые способы оценки катагенеза за пределами работоспособности привычных углеводородных соотношений, с другой - продолжать изучение влияния термической зрелости на молекулярный состав УВ. Обобщение в будущем всех подобных работ позволит расширить имеющиеся знания о превращениях ОВ на поздних стадиях катагенеза и разработать надежный аппарат для прогноза сохранности залежей при усилении термобарических факторов.

Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каширцев В.А., Фомин А.Н., Шевченко Н.П., Долженко К.В. Новые моноароматические стероиды в органическом веществе зоны апокатагенеза // Доклады академии наук. – 2016. – Т. 496. – № 4. – С. 465-469.
2. Каширцев В.А., Долженко К.В., Фомин А.Н., Конторович А.Э., Шевченко Н.П.

Углеводородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 869-879.

3. Долженко К.В., Фомин А.Н., Меленевский В.Н. Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 77-84.

4. Patra S., Dirghangi S.S., Rudra A., Dutta S., Ghosh S., Varma A. K., Shome D., Kalpana M.S. Effects of thermal maturity on biomarker distributions in Gondwana coals from the Satpura and Damodar Valley Basins, India // International Journal of Coal Geology. – 2018. – Vol. 196. – Pp. 63–81.

5. Fang R., Littke R., Zieger L., Baniasad A., Li M., Schwarzbauer J. Changes of composition and content of tricyclic terpane, hopane, sterane, and aromatic biomarkers throughout the oil window: A detailed study on maturity parameters of Lower Toarcian Posidonia Shale of the Hils Syncline, NW Germany // Organic Geochemistry. – 2019. – Vol. 138. – Article 103928.

6. Dzou L.I.P., Noble R.A., Senftle J.T. Maturation effects on absolute biomarker concentration in a suite of coals and associated vitrinite concentrates // Organic Geochemistry. – 1995. – Vol.23. – №7. – Pp. 681-697.

REFERENCES

1. Kashircev V.A., Fomin A.N., SHevchenko N.P., Dolzhenko K.V. Novye monoaromaticheskie steroidy v organicheskom veshchestve zony apokatageneza // Doklady akademii nauk. – 2016. – T. 496. – № 4. – S. 465-469.

2. Kashircev V.A., Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Kontorovich A.E., SHevchenko N.P. Uglevodorodnyj sostav bitumoidov terragennogo organicheskogo veshchestva bol'shih glubin (zony apokatageneza) // Geologiya i geofizika. – 2017. – T. 58. – № 6. – S. 869-879.

3. Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Melenevskij V.N. Geohimicheskaya harakteristika terragennogo organicheskogo veshchestva verhnepaleozojskogo kompleksa Vilyujskoj sineklizy i nekotorye osobennosti ego preobrazovaniya pod dejstviem termobaricheskih uslovij bol'shih glubin // Georesursy. – 2019. – T. 21. – № 4. – S. 77-84.

4. Patra S., Dirghangi S.S., Rudra A., Dutta S., Ghosh S., Varma A. K., Shome D., Kalpana M.S. Effects of thermal maturity on biomarker distributions in Gondwana coals from the Satpura and Damodar Valley Basins, India // International Journal of Coal Geology. – 2018. – Vol. 196. – Pp. 63–81.

5. Fang R., Littke R., Zieger L., Baniasad A., Li M., Schwarzbauer J. Changes of composition and content of tricyclic terpane, hopane, sterane, and aromatic biomarkers throughout the oil window: A detailed study on maturity parameters of Lower Toarcian Posidonia Shale of the Hils Syncline, NW Germany // Organic Geochemistry. – 2019. – Vol. 138. – Article 103928.

6. Dzou L.I.P., Noble R.A., Senftle J.T. Maturation effects on absolute biomarker concentration in a suite of coals and associated vitrinite concentrates // Organic Geochemistry. – 1995. – Vol.23. – №7. – Pp. 681-697.

© К.В. Долженко, 2020

УДК :551.762.2,3(571.1)563.12,571.1 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-009

БИОСТРАТИГРАФИЯ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ ВЕРХ-ТАРСКОГО РАЙОНА (ЮГ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ) ПО ФОРАМИНИФЕРАМ

Екатерина Владимировна Зайчикова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории микропалеонтологии, тел. 89137629266, e-mail: ZaychikovaEV@ipgg.sbras.ru.

Изучение таксономического состава фораминифер в скважинах Верх-Тарской площади легло в основу данного исследования. Это позволило уточнить содержание комплексов и проследить зоны и слои с фораминиферами. В работе приведена биостратиграфическая характеристика среднеоксфордско-нижневолжских отложений и прослежены изменения таксономического состава и структуры комплексов фораминифер из ряда скважин Верх-Тарского района.

Ключевые слова: фораминиферы, юра, оксфорд, кимеридж, волжский ярус, Западная Сибирь.

BIOSTRATIGRAPHY OF THE UPPER JURASSIC OF THE VERKH-TARSKAYA DRILLING AREA (SOUTH OF WESTERN SIBERIA IN FORAMINIFERA)

Ekaterina V. Zaychikova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Lead Engineer, Laboratory of the Micropaleontology, tel. 89137629266, e-mail: ZaychikovaEV@ipgg.sbras.ru.

The study of the taxonomic composition of foraminifera in the wells of the Verkh-Tarskaya drilling area formed the basis of this study. This made it possible to clarify the content of the complexes and trace the zones and layers with foraminifera. The biostratigraphic characteristics of the middle oxfordian-lower volgian sediments are also presented in the work, and changes in the taxonomic composition and structure of foraminifera complexes from wells in the Verkh-Tarsky district.

Keywords: foraminifers, Jurassic, Oxfordian, Kimmeridgian, Volgian, West Siberia.

Фораминиферы широко используются при расчленении и удаленных корреляциях юрских отложений на «закрытых» территориях. Высокая частота встречаемости и мелкие размеры раковин делают их незаменимыми при работе с керновым материалом. Определить таксономический состав фораминифер и установить зональные подразделения в среднеоксфордско- нижневолжских отложениях в скважинах Верх-Тарского района, а также выявить степень таксономического сходства ассоциаций в одновозрастных отложениях явилось основной задачей исследования.

Изученные разрезы приурочены к Верх-Тарскому месторождению, которое расположено в южной части Западно-Сибирской низменности и является самым крупным месторождением нефти в Новосибирской области (Рис. 1). Продуктивные пласты юрского возраста ($Ю_1$) сложены песчаниками, крупнозернистыми алевролитами с небольшими прослоями аргиллитов на глубинах 2456-2530 м. Перекрыты нефтеносные слои флюидоупорными пластами аргиллитов верхней юры - нижнего мела.

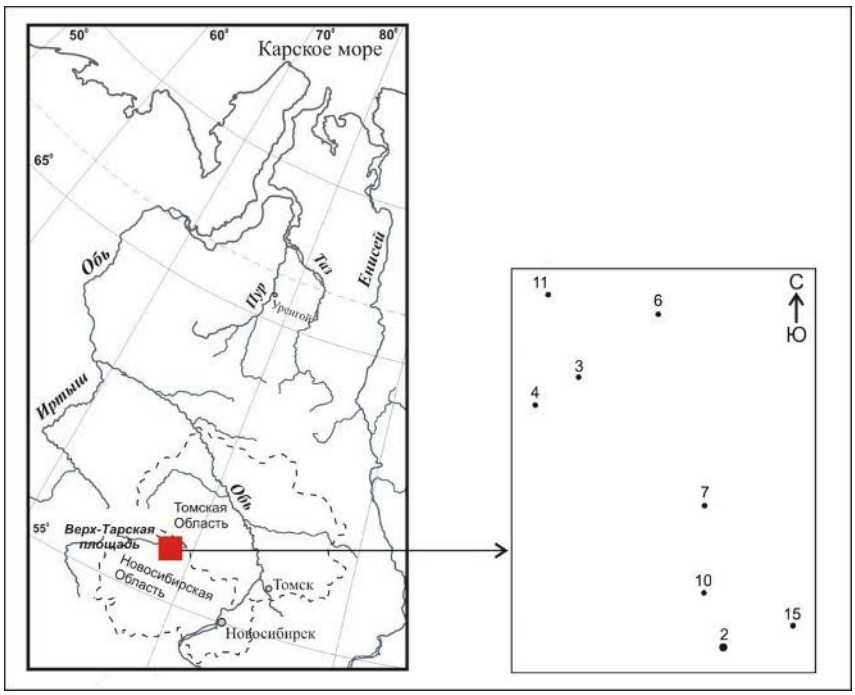


Рисунок 1. Географическое положение Верх-Тарской площади. На врезке схема расположения изученных скважин (по материалам ИНГГ СО РАН)
Fig. 1. Geographical location of Verkh-Tarskaya Sguare. The inset shows the location scheme of the studied wells (based on the materials of the IPGG SB RAS)

Для изучения комплексов фораминифер в кернохранилище ИНГГ СО РАН была отобрана скважина Верх-Тарская 20. Также были использованы коллекции фораминифер из восьми Верх-Тарских скважин 2, 3, 4, 6, 7, 10, 11, 15 (Новосибирскгеология), в которых была проведена ревизия и определение таксономического состава.

В ходе данного исследования были выделены семь фораминиферовых комплексов.

В скважине Верх-Тарская 4 в интервале 2515,15-2513 м, сложенном песчаником светло-серым мелкозернистым, слабослюдистым с прослоями аргиллита тёмно-серого слабослюдистого, встречен самый древний из изученных в данном материале комплекс, который состоит из 11 видов фораминифер и соответствует фораминиферовой зоне *Ammodiscus thomsi, Tolypammina svetlanae* JF35, которая характеризует средний оксфорд. Таксономический состав комплекса: *Globulina oolitica, Tolypammina svetlanae, Haplophragmoides* cf. sp., *Trochammina kosyrevae, Lenticulina subpolonica, L. sherkalyensis, L.* ex gr. *solita, L.* sp., *Planularia ovalis* и *Dentalina* sp.

В скважине Верх-Тарская 11 в интервале 2474,3-2471,3 м в аргиллитах темно-серых слабослюдистых встречен комплекс, представленный лишь одним видом *Glomospirella galinae*, который встречается на протяжении всего оксфорда и невозможно однозначно определить его возрастную принадлежность.

В скважине Верх-Тарская 2 в интервале 2476,25-2480,95 м, сложенном аргиллитами тёмно-серыми слабослюдистыми, обнаружен комплекс, соответствующий нижней части верхнего оксфорда, это фораминиферовая зона *Recurvoides disputabilis* JF37. Она имеет широкое распространение по всей территории Западной Сибири [1, с. 546-567]. Комплекс, представляющий эту зону, очень бедный и состоит из двух видов агглютинированных фораминифер: *Recurvoides disputabilis* и *Haplophragmoides canuiformis*.

В скважине Верх-Тарская 20 в интервале 2521,4-2519,9 м, сложенном алевролитами темно-серыми обнаружен комплекс, который в данном исследовании рассматривается как нерасчлененный *Recurvoides disputabilis* JF37 – *Trochammina omskensis, Verneuilinoides graciosus* JF38. Комплекс очень бедный. Таксономический состав: *Recurvoides disputabilis, Haplophragmoides incognitus, Ammobaculites* ex. gr. *pungaensis, Bulbobaculites pokrovkaensis, Lenticulina* sp. На протяжении всего интервала таксономический состав комплекса меняется незначительно и не позволяет однозначно определить его возрастную принадлежность.

В скважинах Верх-Тарская 2 и Верх-Тарская 10 обнаружены слои с *Haplophragmoides* ? *canuiformis* JF 39, соответствующие верхам нижнего киммериджа. В скважине Верх-Тарская 2 на уровне 2465 м комплекс представлен семью видами фораминифер: *Recurvoides sublustris, R. canningensis, Haplophragmoides canuiformis*, *Evolutinella tota, Ammobaculites* ex gr. *validus* и *Spiroplectammina* sp*, Astacolus* ex gr. *identatus*.

В скважине Верх-Тарская 10 в интервале 2521,04-2515,6 м комплекс, представляющий данные слои самый разнообразный из встреченных. Он представлен следующими видами: *Recurvoides sublustris, R. canningensis*, *Haplophragmoides canuiformis, Spiroplectammina vicinalis*, *Trochammina annae*, *Ammobaculites* sp.*, Lenticulina saranpaulensis, Saracenaria eloguica, Marginulina* sp., *Paradentalina* sp.

В скважине Верх-Тарская 20 (интервал 2500-2495,5 м) в тёмно-серых, среднеоскольчатых алевролитах прослежена фораминиферовая зона *Haplophrgmoides*? *canuiformis* JF40, соответствующая самым верхам верхнего оксфорда - нижнему кимериджу [2, с. 476; 3, с. 114]. Комплекс фораминифер достаточно разнообразен: *Recurvoides sublustris*, *Haplophragmoides* ? *canuiformis, Glomospirella galinae, G. porcellanea, Lenticulina initabilis, L*. sp. ind., *Saracenaria subsuta, S. varusiensis, Astacolus inflatiformis* и др.

В скважине Верх-Тарская 15 в интервале 2472,35-2471,95 м встречен малочисленный комплекс фораминифер, который из-за недостаточного обоснования рассматривается как нерасчленённые слои и зона *Haplophragmoides* ? *canuiformis* JF39-40. Таксономический состав комплекса: *Recurvoides sublustris, R. canningensis, Spiroplectammina suprajurassica*, *Planularia* sp. и *Lenticulina semipellucida*.

В скважинах Верх-Тарская 3, 6, 7, 10, 11 и 15 установлена фораминиферовая зона *Pseudolamarckina lopsiensis* JF41, соответствующая верхам нижнего - верхнему кимериджу.

В скважине Верх-Тарская 15 на уровне 2461,95 м обнаружен многочисленный комплекс фораминифер: преобладают *Recurvoides sublustris,*

Haplophragmoides canuiformis, встречаются *Dorothia tortuosa, Trochammina elevata, Spiroplectammina suprajurassica*. Среди известковистых форм доминируют *Lenticulina parahoplites* и *Vaginulinopsis romanovae*, в незначительных количествах присутствуют *Reophax adaptatus, Citarinella* sp. и *Saracenella* sp.

В скважине Верх-Тарская 10 в интервале 2510-2505 м комплекс, характеризующий эту зону, менее разнообразный, чем вышеописанный: *Recurvoides sublustris, Dorothia tortuosa, Haplophragmoides canuiformis*. Известковистые виды представлены единичными экземплярами: *Marginulinopsis subrusticus, Lenticulina undosa, Saracenaria eloguica*.

В скважине Верх-Тарская 6 в интервале 2523,1-2522,6 м в комплексе доминируют *Recurvoides sublustris, R.canningensis*. Остальные агглютинированные виды встречены в значительном количестве: *Haplophragmoides canuiformis, Trochammina omskensis, Dorothia tortuosa*. Известковистый вид присутствует только один *Globulina* sp.

В скважине Верх-Тарская 6 в интервале 2523,1-2522,6 м в комплексе доминируют *Recurvoides sublustris, R. canningensis*. Остальные агглютинированные виды *Haplophragmoides canuiformis, Trochammina omskensis, Dorothia tortuosa* встречены в значительном количестве. Известковистый вид представлен только *Globulina* sp.

В скважине Верх-Тарская 11 в интервале 2466,45-2464,3 м комплекс представлен шестью видами: *Recurvoides sublustris, R. canningensis, Haplophragmoides canuiformis, Trocammina* ex gr. *kumaensis, Dorothia tortuosa, Ammobaculites* sp., *Lenticulina* sp.

В скважине Верх-Тарская 7 в интервале 2470,65-2464,05 м встречен комплекс, состоящий из семи видов: *Recurvoides sublustris, Haplophragmoides canuiformis, Trochammina omskensis, Dorothia tortuosa, Ammobaculites multiformis, Saracenaria* ex gr. *subsuta, Lenticulina inflatiformis*.

В скважине Верх-Тарская 3 в интервале 2457,35-2447,95 м изученный комплекс представлен 13 видами фораминифер: преобладает *Recurvoides*

sublustris, в большом количестве встречаются *Recurvoides* ? *canningensis, R. stschekuriensis, Trochammina kumaensis, T. minutissima, T. taboryensis, Haplophragmoides canuiformis* и *Spiroplectammina suprajurassica, S.* sp., в меньших количествах присутствуют *Lenticulina* ex gr. *daschevskajae, L.* sp., *Ammobaculites verus, Saracenaria* sp.

В скважине Верх-Тарская 20, в интервале 2500-2496,3 м, сложенном аргиллитами тёмно-серыми плитчатыми встречен комплекс, который соответствует самому молодому биостратону в этом районе – зоне JF43 *Kutsevella haplophragmoides*, её стратиграфическое положение - нижневолжский подъярус. Встреченный комплекс состоит из 26 видов фораминифер. Агглютинирующие формы достаточно многочисленны и разнообразны таксономически: *Recurvoides stchekuriensis Kutsevella haplophragmoides, Trochammina kumaensis, T. taboryensis, Haplophragmoides* cf. *volgensis, Verneuilinoides graciosus, Evolutinella* sp. Известковистые формы значительно более разнообразны: *Lenticulina pungensis, L*. ex. gr. *dofleini, L.* sp., *Saracenaria eloguica, Saracenaria* sp., *Vaginulinopsis dorsoconvexus, V.* ex. gr. *oblongiovalis, V.* sp.

В скважине Верх-Тарская 11 комплекс слоев с *Kutsevella haplophragmoides* JF43 таксономически менее разнообразен, чем аналогичный в скважине Верх-Тарская 20, и состоит из 8 видов фораминифер: *Recurvoides* sp., *Haplophragmoides canuiformis, Spiroplectammina* sp., *Dorothia tortuosa, Ammobaculites validus, Lenticulina* sp., *Saracenaria* sp., *Planularia* sp.

Подобные комплексы были отмечены в Сильгинском структурно-фациальном районе в скважине Восточно-Межовская 13, которая расположена поблизости от изученных разрезов [4, с. 368-378].

В результате исследования таксономического состава комплексов фораминифер из ряда скважин Верх-Тарской площади удалось проследить изменения состава и структуры комплексов и выявить последовательность из семи биостратонов по фораминиферам (рис. 2), позволяющие уточнить средний оксфорд-ранневолжский возраст отложений в изученных скважинах Верх-Тарского района и достаточно полно повторяющих подразделения современной

утвержденной для Западной Сибири унифицированной фораминиферовой шкалы [3, с. 114].

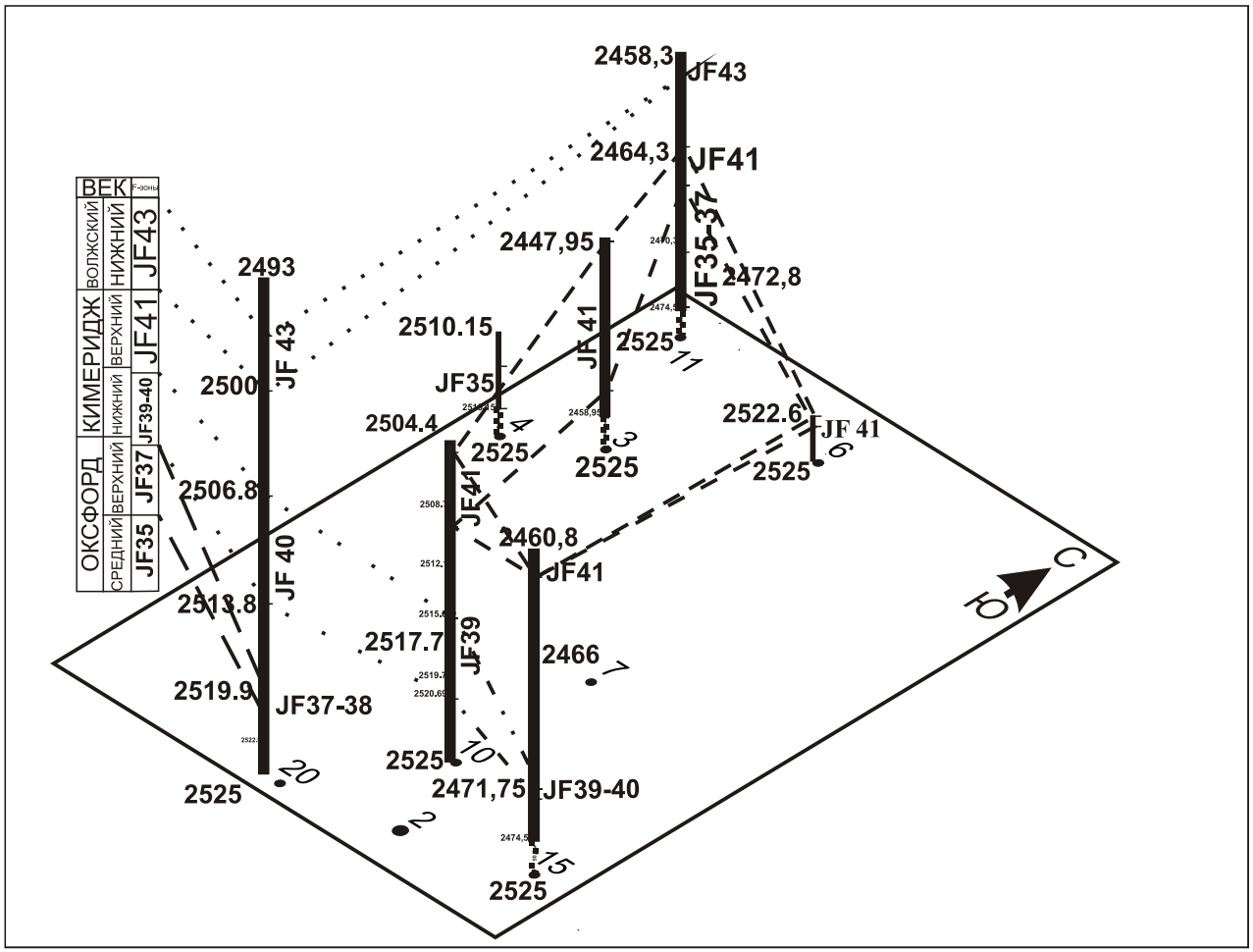


Рисунок 2. Биостратиграфия разрезов верхней юры Верх-Тарской площади по фораминиферам

Fig. 2. Biostratigraphy of sections of the Upper Jurassic of Verkh-Tarskaya square by foraminifera

В среднеоксфордско-ранневолжское время, в южной части Западной Сибири, позднеюрский бассейн был относительно мелководным. Обнаруженные здесь бентосные фораминиферы были систематизированы на основании палеоэкологической классификации родов фораминифер Сибири [5, с. 680] и указывают на наличие в данном районе областей с мелководно-морскими условиями и умеренных глубин.

Автор выражает благодарность за финансовую поддержку проекту РНФ 18-17-00038.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Никитенко Б.Л., Левчук Л.К., Хафаева С.Н. Этапность развития и особенности фациальной дифференциации сообществ фораминифер верхов средней и поздней юры // Геология и геофизика. – 2005. –т.46. – № 5. – С. 546–567.

2. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 476 с.

3. Решение 6–го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2003/ СНИИГГиМС. Новосибирск: 2004. – 114 с.

4. Зайчикова Е. В., Левчук Л. К. Биостратиграфия келловей–волжских отложений по фораминиферам и биофации юго–западной части Западно–Сибирской низменности // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 2. – С. 368–378.

5. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). – Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.

REFERENCES

1. Nikitenko B. L., Levchuk L. K., Khafaeva S. N. Etapnost’ razvitiya I osobennosti phacial’noy differenciacii soobshestv foraminifer verkhov srednej I pozdnej juri // Geologiya I geofizika. –2005. – t.46. – № 5. – S. 546–567.

2. Shurigin B. N., Nikitenko B. L., Devyatov V. P., Il’ina V. I., Meledina S. V., Gaideburova E. A., Dzuba O. S., Kazakov A. M., Mogucheva N. K. Stratigrafiya neftegazonosnih basseinov Sibiri. Jurskaja Sistema. – Novosibirsk. Izd–vo SO RAN, filial «GEO», 2000. – 476 s.

3. Reshenie 6–go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshaniya po rassmotreniju I prin’atiju utochnennih stratigraficheskih shem mezozoyskih otlozheniy Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk, 2003/ SNIIGGiMS. Novosibirsk, 2004. – 114 s.

4. Zajchikova E. V., Levchuk L. K. Biostratigrafija kellovej–volzhskih otlozhenij po foraminiferam i biofacii jugo–zapadnoj chasti Zapadno–Sibirskoj nizmennosti // Geologija i geofizika. – 2016. – T. 57, № 2. S. 368–378.

5. Nikitenko B. L. Stratigrafija, paleogeografija I biofacii juri Sibiri po mikrofaune (foraminiferi i ostrakodi). Novosibirsk: Parallel’, 2009. – 680 s.

© Е.В. Зайчикова, 2020

УДК 551.3.051: 551.244 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-010

О РОЛИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ БЕРРИАС-ВАЛАНЖИНСКИХ КЛИНОФОРМ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

Ольга Николаевна Злобина
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Татьяна Юрьевна Карамышева
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студентка, тел. (383)363-42-20, e-mail: t.karamysheva@g.nsu.ru

Установлено, что клиноформенный комплекс представлен нижнехетской и суходудинской (нижняя часть) свитами, а также, вероятно, подстилающими отложениями - гольчихинской (верхняя часть) и яновстанской (кровля) свит. В статье представлены доводы о том, что тектонический фактор в образовании клиноформ являлся основным, и наибольшее количество обломочного материала перемещалось в этой геодинамически активной зоне за счёт сейсмических возмущений, порождающих землетрясения, цунами и связанные с ними подводные оползни и турбидитные потоки, которые в результате сформировали клиноформенные тела.

Ключевые слова: Енисей-Хатангский региональный прогиб, неоком, клиноформенные образования, палеореконструкции, тектоническая инверсия, перемещение и переотложение осадков.

THE ROLE OF THE TECTONIC FACTOR IN THE FORMATION OF THE BERRIASIAN-VALANGINIAN CLINOFORMS OF THE WESTERN PART OF YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH AND THE NEIGHBORING AREAS OF WESTERN SIBERIAN GEOSYNECLYSIS

Olga N. Zlobina
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD in geol., min., senior researcher of the Laboratory of sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Tatyana Yu. Karamysheva
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 1 Pirogova St., student, tel. (383)363-42-20, e-mail: t.karamysheva@g.nsu.ru

It has been established that the Nizhnexetskaya and Sukhodudinskaya (lower part) formations, and probably, the underlying deposits - Golchihinskaya (upper part) and Yanovstanskaya (roof), represent the clinoform complex. The article presents the argument that the tectonic factor in the formation of clinoforms was the main. The largest amount of debris material moved in this geodynamically active zone due to seismic disturbances that generate earthquakes, tsunamis and associated underwater landslides and turbidite flows, which as a result formed wedge-shaped bodies.

Keywords: Yenisei-Khatanga regional trough, Neocomian, clinoforms, paleoreconstructions, tectonic inversion, movement and redeposition of sediments.

Актуальность изучения строения, состава и обстановок седиментации отложений нижнего мела западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и прилегающих районов Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) обусловлена открытием месторождений углеводородов на ряде площадей – Пайяхской, Нанадянской, Пеляткинской, Сузунской, Лодочной, Ванкорской, Северо-Соленинской, Южно-Соленинской, Западно-Мессояхской, Восточно-Мессояхской, Пякяхинской и др. В их числе, необходимо упомянуть открытое в 2008-2009 г. Байкаловское нефтегазоконденсатное месторождение, где по состоянию на конец 2010 г. извлекаемые запасы из отложений нижнего мела по категориям С1 и С2 составили 53,6 млн т нефти и конденсата и 37,3 млрд м^3 газа. Исследователями неоднократно отмечались сложности в расчленении и корреляции разрезов неокома, причиной которых являлись фрагментарный вынос керна, не всегда удовлетворительное качество комплекса каротажа и дискуссионность предлагаемых для этого методик. Увязка литологических колонок, реконструированных по отдельным скважинам, где выделение стратиграфических подразделений обосновано палеонтологическим анализом, с временными разрезами, полученными в результате сейсморазведочных работ, позволила им выделить комплекс клиновидных седиментационных тел берриас?-валанжин-готеривского возраста [1, 3, 4, 11]. Однако, единой точки зрения на механизм формирования клиноформного комплекса до сих пор не существует. В неокомском разрезе района исследования В.А. Балдин установил «северо-западную зону клиноформно-некомпенсированной седиментации, представленную шельфовыми (ундаформными), склоновыми (ортоклиноформными) и бассейновыми (фондоформными) условиями осадконакопления, и юго-восточную зону покровов выравнивания компенсированной седиментации, разделённые в ЕХРП Малохетско-Рассохинско-Балахнинским глубинным разломом» [1, с. 17]. На структурно-тектонической схеме этот разлом не протягивается западнее Малохетского мегавала и не нарушает Танамский свод, в пределах которого открыты

Нанадянское, Северо-Соленинское, Южно-Соленинское и др. месторождения, он также не достигает расположения Мессояхской группы месторождений. Географически разлом прослеживается в субширотном направлении к востоку от р. Енисей и не трассируется на запад [1, с. 19]. Система дизъюнктивов субширотного направления детально отражена на «Тектонической карте морей Карского и Лаптевых и севера Сибири», под редакцией Н.А. Богданова и В.Е. Хаина, согласно которой главный надвиг пересекает западный берег р. Енисей, но через несколько километров утрачивает масштабность и прослеживается только под осадочным чехлом [2]. Следует заметить, что указанная линия разлома соответствует положению границы между Гыданским и Тазо-Хетским структурно-фациальными районами (СФР) на схеме структурно-фациального районирования для келловея и верхней юры Западной Сибири [12, с. 90]. В Гыданском СФР выделяется гольчихинская свита (верхний бат – нижний берриас), которая в пределах территории исследования имеет мощность 40-675 м, в Тазо-Хетском – яновстанская свита (нижний кимеридж – нижний берриас) мощностью до 372 м. В перекрывающих отложениях нижнего мела дифференциация на районы не проводится, территория располагается в пределах Енисей-Хатангского [10] или, по другим данным, Енисей-Туруханского СФР [5, с. 1214], который иногда подразделяется на Притаймырский и Малохетский подрайоны, однако большинство исследователей выделяет здесь одни и те же последовательно залегающие в разрезе свиты - нижнехетскую, суходудинскую и малохетскую. На схеме районирования берриас-нижнеаптских отложений, предложенной С.В. Ершовым южная граница распространения клиноформ в пределах ЕХРП и прилегающих районов ЗСГ также своими контурами повторяет линию глубинного разлома [5, с. 1214].

Для определения роли тектонического фактора в формировании неокомских клиноформ в пределах района исследования авторы реконструировали литологические разрезы, вскрытые скважинами на площадях Южно-Носковская, Нанадянская, Ушаковская, Пеляткинская, Северо-Соленинская, Южно-Соленинская, Туколандо-Вадинская, Западно-Мессояхская и Восточно-

Мессояхская. В связи с фрагментарным выносом керна интерпретация литологического состава проводилась с привлечением материалов ГИС, с целью достижения наиболее достоверных результатов при расчленении разрезов они сопоставлялись и детально увязывались с фрагментами временных разрезов, к анализу полученных результатов привлекались данные изучения отложений верхней юры и опубликованные материалы других исследователей. Расчленение и корреляция толщ проводились с учётом методических рекомендаций, изложенных в работе С.В. Ершова [5, с. 1211]. Основой в выборе скважин для создания профилей послужила тектоническая карта неокомского структурного яруса составленная В.А. Конторовичем [7, с. 1029]. Таким образом, авторами были построены два профиля: первый Нанадянская 310 - Северо-Соленинская 17 – Южно-Соленинская 25 – Туколандо-Вадинская 320 и второй Западно-Мессояхские 32 – 4 – Восточно-Мессояхские 41 – 73. Первый профиль пересекает с северо-запада на юго-восток Мессояхскую наклонную гряду (в её пределах Танамский структурный мегамыс и трассирующую линию глубинного разлома), затем Большехетскую мегасинеклизу (рис.1). Второй профиль пересекает Среднемессояхский мезовал, располагающийся на западной окраине гряды. В результате проведённого исследования было установлено:

1. Клиноформенный комплекс представлен, в основном, нижнехетской (в полном объёме) и суходудинской (нижняя часть) свитами, в также, вероятно, подстилающими отложениями - гольчихинской (верхняя часть) и яновстанской (кровля) свитами. Таким образом, его накопление началось, по-видимому, в позднем титоне и продолжалось до второй половины валанжинского века, осадки формировались на северном и южном склонах Мессояхской наклонной гряды и в Большехетской мегасинеклизе, где перекрыли залегающие субпараллельно отложения верхней юры. Комплекс, в целом, характеризуется однообразным литологическим составом – частым переслаиванием алевролитов серых крупно-зернистых песчанистых и песчаных, алевролитов темно-серых мелко-зернистых глинистых до алевроаргиллитов темно-серых, почти чёрных и песчаников светло-серых, серых, иногда коричневатых мелко-зернистых

алевритистых с включениями углефицированного растительного детрита (УРД) и конкреций сидерита. В переслаивании преобладают алевролиты, на некоторых уровнях породы известковистые или известковые, отмечаются редкие включения раковинчатого детрита. Слоистость разнопорядковая, более высокого порядка линзовидная (слои толщиной до 0,5 м), обусловлена чередованием пачек тонкопереслаивающихся пород и линзовидных прослоев с деформативной, массивной или градационнослоистой текстурой. Слойчатость меньшего порядка тонкая, частая, субгоризонтальная, линзовидная, слабоволнистая, мелкая косая, нарушенная биотурбацией, размывами и переотложением слойков в виде интракластических фрагментов. На плоскостях наслоения наблюдаются намывы мелкого и тонкого УРД. Среди следов жизнедеятельности преобладают многочисленные ихнофоссилии Chondrites. Рассеянные конкреции пирита присутствуют в отдельных маломощных прослоях.

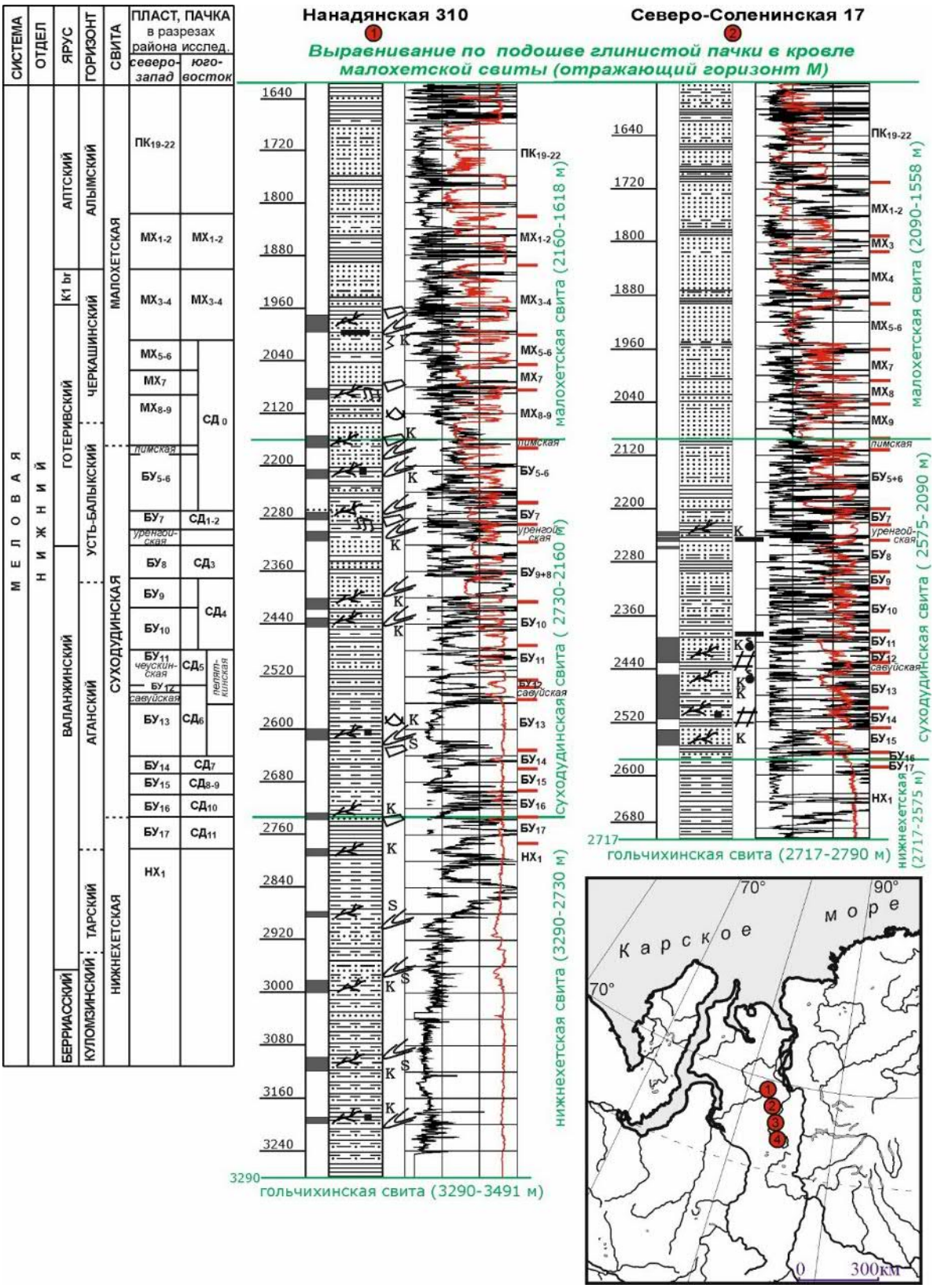


Рис. 1. Схема расчленения и корреляции разрезов нижнего мела, вскрытых скважинами Нанадянская 310 – Северо-Соленинская 17 – Южно-Соленинская 25 – Туколандо-Вадинская 320, см. далее продолжение

Fig. 1. Diagram of dissection and correlation of Lower Cretaceous sections opened by wells Nanadyanskaya 310 – Severo-Soleninskaya 17 – Yuzhno-Soleninskaya 25 – Tukolando-Vadinskaya 320

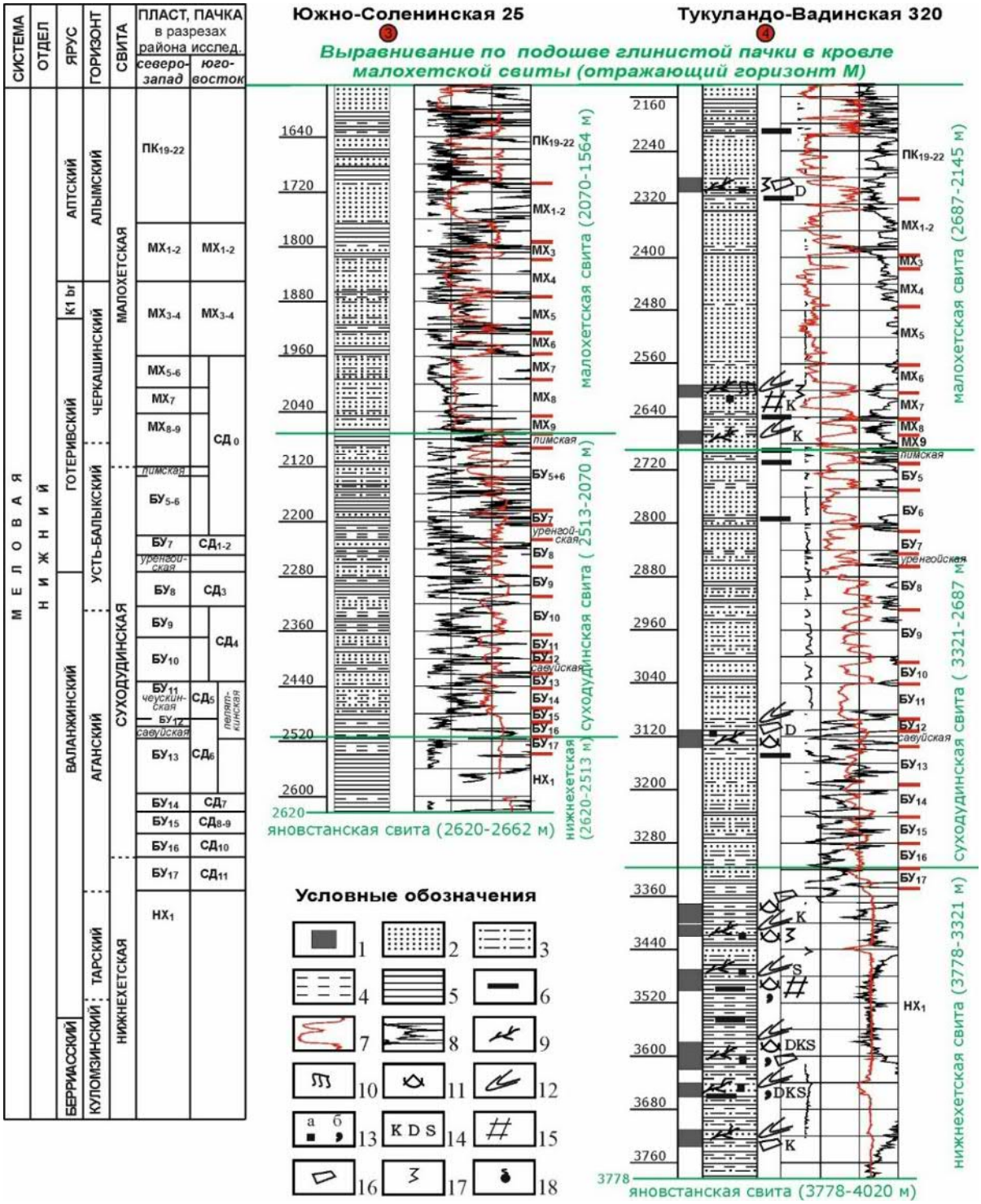


Рис. 1 (продолжение)

Fig. 1 (continued)

Условные обозначения: 1- интервалы выноса керна; 2- песчаники; 3- алевролиты песчанистые, песчаные; 4- алевролиты глинистые; 5- аргиллиты; 6- углистость отложений; 7- кривая ПС; 8- кривая КС; 9- рассеянный углефицированный растительный детрит; 10- остатки корневой системы растений; 11- остатки фауны; 12- следы жизнедеятельности бентосных организмов; 13- включения пирита (а), глауконита (б); 14- конкреции кальцита (К), доломита (D), сидерита (S); 15- трещиноватость; 16- интракластический материал; 17- зеркала скольжения; 18- запах углеводородов.

Legend: 1- core intervals; 2- sandstones; 3- sandy siltstones; 4 - clay siltstones; 5- mudstones; 6 - carbon content of deposits; 7 - SP loggs; 8 – KS loggs; 9- dispersed carbonated plant detritus; 10- the remains of the root system of plants; 11- the remains of the fauna; 12- traces of the activity of benthic organisms; 13- inclusion of pyrite (a), glauconite (b); 14- nodules of calcite (K), dolomite (D), siderite (S); 15 - fracturing; 16- intraclastic material; 17- sliding mirrors; 18 - the smell of hydrocarbons.

2. Сравнительный петрографический анализ нижнехетской и гольчихинской свит показал их значительное сходство, поэтому граница между свитами часто проводится не уверенно. На северном склоне Мессояхской наклонной гряды толщины гольчихинской свиты составляют около 201 м у подножия и 73 м в верхней центральной части (Северо-Соленинская площадь), толщины нижнехетской свиты 560 и 142 м, соответственно. Наибольшая мощность гольчихинской свиты (более 700 м) зафиксирована в Беловской мегавпадине, располагающейся севернее, детальная литолого-геохимическая характеристика этих отложений приведена в работе О.Н. Злобиной и А.П. Родченко [6]. Прослои аналогичного состава и строения также наблюдаются в верхней части яновстанской свиты: в разрезах южного склона Мессояхской наклонной гряды, (скв. Южно-Соленинская 25) и Большехетской мегасинеклизы (скв. Туколандо-Вадинская 320). В скв. Южно-Соленинская 25 толщина яновстанской свиты составляет около 42 м, в интервале глубин 2640-2655 м залегают алевролиты, сформировавшиеся в тех же условиях, что и изохронные отложения на Северо-Соленинской площади, вероятно, в разрезе прослеживаются признаки латерального фациального замещения. В скв. Туколандо-Вадинская 320 толщина яновстанской свиты составляет 262 м, прослой (около 0,4 м) аналогичный по составу и текстурно-структурным характеристикам осадкам гольчихинской свиты залегает в кровле интервала 3790-3803,8 м. Необходимо отметить, что разрезы верхней юры, вскрытые скважинами на Северо-Соленинской площади, относятся специалистами ИНГГ СО РАН к яновстанской свите, при этом, только 3 из 12 скважин (имеющихся в базе данных ИНГГ СО РАН) вскрыли разрез верхней юры. Сравнительный анализ кривых каротажа показал, что их конфигурация и дифференцированность в интервале 2717-2790 м, вскрытом скв. Северо-Соленинская 17, отличается от характеристик изохронного (согласно авторской корреляционной схеме) интервала 2620-2664 м, вскрытого скв. Южно-Соленинская 25. Указанный участок разреза в Северо-Соленинской скв. 17 аналогичен разрезам

гольчихинской свиты Нанадянской, Хабейской и др. площадей, располагающихся севернее.

3. Представленный авторами вариант расчленения и корреляции разрезов нижнего мела, в целом, согласуется с работами исследователей, которые анализируя геолого-геофизические (преимущественно сейсмические) материалы, пришли к заключению, что Мессояхская гряда в поздней юре и неокоме испытывала подъём, и по этой причине на вершинах поднятий накапливались отложения малой мощности [7, с. 1044; 8, 39-48; 13, с. 14, 15]. Однако, опубликованные к настоящему времени модели не объясняют характер распределения в пределах открытой акватории участков с очень большими суммарными мощностями гольчихинской и нижнехетской свит, которые, согласно результатам проведённого исследования, накапливались благодаря непрерывно поступающему и достаточно однообразному материалу источника сноса. Таким образом, авторы предполагают, что в поздней юре за счёт активизации тектонических движений по глубинному разлому некоторые, сопряжённые с ним блоки испытывали погружение с компенсированным характером седиментации. Расположение впадин в пределах широкого пролива, соединяющего акваторию моря Лаптевых с Западно-Сибирским бассейном, способствовало накоплению в них, как в структурно-геоморфологических ловушках, большого количества осадков, которые на ровном ложе пролива, как правило, формируют пересекающий его поперечный подводный порог. В конце титона, начале берриаса движение блоков изменило направление на противоположное, началось воздымание, скорость которого способствовала перемещению вниз по бортам значительного количества ещё слабо консолидированных осадков и неоднократному их переотложению. Таким образом, регулярное осаждение обломочных зёрен из взвеси, поступающей с суши, сочеталось с размывом и переотложением осадков верхней юры, покрывающих поверхность поднимающихся блоков. Размыв вначале мог осуществляться в результате действия глубинных, придонных течений, возникающих в результате плотностного перемешивания вод, поступающих из

разных морей, а затем под влиянием волновой активности, увеличивающейся по мере роста подводных поднятий. Вершинные участки в позднем берриасе и раннем валанжине неоднократно попадали в область волнового воздействия из-за периодически меняющегося уровня моря, поэтому разрезы здесь значительно сокращены по мощности. Однако, наибольшее количество обломочного материала перемещалось в этой геодинамически активной зоне за счёт сейсмических возмущений, которые порождали землетрясения, цунами и связанные с ними мощные турбидитные потоки и подводные оползни. Таким образом, верхняя часть гольчихинской свиты в разрезе скв. Северо-Соленинская 17 и изохронные отложения в скв. Южно-Соленинская 25 размыты, а толщины нижнехетской свиты составляют 107-142 м, по сравнению с 560 м в разрезе, вскрытом скв. Нанадянская 310 у подножия Мессояхской наклонной гряды (в центральной части пролива). Аналогичное распределение толщин изохронных осадков зафиксировано на западной окраине гряды, результаты комплексного био-литофациального анализа отложений Среднемессояхского мезовала были опубликованы одним из авторов ранее [9, с. 1843, 1846-1849]. Кроме того, предполагается, что на разных уровнях в разрезе нижнехетской свиты (толщиной 457 м) восточной окраины Большехетской мегавпадины (скв. Туколандо-Вадинская 320) также прослеживаются шлейфы перемещённых осадков в виде алевритоглинистых прослоев, которые по комплексу признаков отличаются от подстилающих пород, содержащих фаунистические остатки, захоронившиеся в прижизненном положении. Например, в интервале 3371-3379,1 м (вынос керна 100%) глинистые тонкослоистые алевролиты нижней сублиторали, датированные верхним валанжином (по макро и микрофауне) перекрываются алевроаргиллитами с массивной, участками пятнистой текстурой, за счёт одинаково ориентированных (под углом 60°), деформированных интракластов алеврито-песчаного состава. Эти породы по данным палинологического анализа датированы берриасом. Таким образом, предполагается, что снос с воздымающихся блоков происходил со всех бортов, и тектонический фактор был основным в образовании клиноформ беррис-валанжинского возраста,

обрамляющих поднятия в пределах Мессояхской наклонной гряды и у её подножия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балдин В.А. Усть-Енисейская нефтегазоносная область – новая территория наращивания запасов углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 16-25.

2. Богданов Н.А., Хаин В.Е., Розен О.М., Шипилов Э.В., Верниковский В.А., Драчев С.С., Костюченко С.Л., Кузьмичев А.Б., Секретов С.Б. Тектоническая карта морей Карского и Лаптевых и севера Сибири (масштаб 1:2500000): Объяснительная записка – М.: ИЛСАН, 1998. – 127 с.

3. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза // Геология и геофизика. – 2010. – Т.51. – №12. – С. 1631-1639.

4. Волков В.А. О глубинах баженовского и неокомского морей и механизме образования неокомских клиноформ // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО - Югры: мат-лы 17-й науч.-практ. конф. - Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2014. - Т. 1. – С. 98-109.

5. Ершов С.В. Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т.58. – №8. – С. 1206-1219.

6. Злобина О.Н., Родченко А.П. Литолого-геохимическая характеристика гольчихинской свиты в разрезе скважины Пайяхская 4 (Гыданский фациальный район, север Средней Сибири) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: сб. материалов в 4 т., Новосибирск, 13-25 апр. 2015 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – Т. 1. – С. 48-53.

7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей–Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т.52. – №8. – С. 1027-1050.

8. Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Шленкин С.И., Попова О.И., Коняев Д.Н., Андрейчик Ю. Б., Пантелеев А.В., Подойницин А.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – Т.9. – № 1. – С. 39-48.

9. Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Могучева Н.К., Урман О.С. Биостратиграфия и условия формирования нижнего мела Малохетского структурно-фациального района (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 10. – С. 1842-1853.

10. Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 35. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2005. – 48 с.

11. Потапова Е.А. Сиквенс-стратиграфическая модель нижнемелового клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала с Большехетской впадиной и прогноз структурно-литологических ловушек. / Автореф. дисс. к. г.-м. н. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет - 2018. - 20 с.

12. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири: офиц. текст. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

13. Унгер А.В., Никишин А.М., Кузляпина М.А., Афанасенков А.П. История формирования инверсионных мегавалов Енисей-Хатангского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. сер. 4. Геология. – 2017. – № 2. – С. 8–15.

REFERENCES

1. Baldin V.A. Ust`-Enisejskaya neftegazonosnaya oblast` – novaya territoriya narashhivaniya zapasov uglevodorodov v Zapadnoj Sibiri // Geologiya nefti i gaza. – 2003. – № 2. – S. 16-25.

2. Bogdanov N.A., Xain V.E., Rozen O.M., Shipilov E.V., Vernikovskij V.A., Drachev S.S., Kostyuchenko S.L., Kuz`michev A.B., Sekretov S.B. Tektonicheskaya karta morej Karskogo i Laptevy`x i severa Sibiri (masshtab 1:2500000): Ob``yasnitel`naya zapiska – M.: ILSAN, 1998. – 127 s.

3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Materialy` k utochneniyu stratigraficheskoj sxemy` berrias-nizhneaptskix otlozhenij Zapadnoj Sibiri s uchetom klinoformnogo stroeniya razreza // Geologiya i geofizika. – 2010. – T.51. – №12. – S. 1631-1639.

4. Volkov V.A. O glubinax bazhenovskogo i neokomskogo morej i mexanizme obrazovaniya neokomskix klinoform // Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potenciala XMAO - Yugry`: mat-ly` 17-j nauch.-prakt. konf. - Xanty`-Mansijsk: IzdatNaukServis, 2014. - T. 1. – S. 98-109.

5. Ershov S.V. Problemy` vy`deleniya i korrelyacii stratotipicheskix razrezov neokoma Zapadnoj Sibiri v svyazi s klinoformny`m stroeniem // Geologiya i geofizika. – 2017. – T.58. – №8. – S. 1206-1219.

6. Zlobina O.N., Rodchenko A.P. Litologo-geoximicheskaya xarakteristika gol`chixinskoj svity` v razreze skvazhiny` Pajyaxskaya 4 (Gy`danskij facial`ny`j rajon, sever Srednej Sibiri) // Intere`kspo GEO-Sibir`-2015. XI Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol`zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i texnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij polezny`x iskopaemy`x. Geoe`kologiya»: sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 13-25 apr. 2015 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2015. – T. 1. – S. 48-53.

7. Kontorovich V.A. Tektonika i neftegazonosnost` zapadnoj chasti Enisej–Xatangskogo regional`nogo progiba // Geologiya i geofizika. – 2011. – T.52. – №8. – S. 1027-1050.

8. Kulishkin N.M., Xaraxinov V.V., Shlenkin S.I., Popova O.I., Konyaev D.N., Andrejchik Yu. B., Panteleev A.V., Podojnicin A.V. Novy`e danny`e o geologicheskom stroenii i neftegazonosnosti Messoyaxskoj gryady` na severe Zapadnoj Sibiri // Geologiya i mineral`no-sy`r`evy`e resursy` Sibiri. – 2012. – T.9. – № 1. – S. 39-48.

9. Marinov V.A., Zlobina O.N., Igol`nikov A.E., Mogucheva N.K., Urman O.S. Biostratigrafiya i usloviya formirovaniya nizhnego mela Maloxetskogo strukturno-facial`nogo rajona (Zapadnaya Sibir`) // Geologiya i geofizika. – 2015. – T. 56. – № 10. – S. 1842-1853.

10. Postanovleniya mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyanny`x komissij. Vy`p. 35. – SPb.: VSEGEI, 2005. – 48 s.

11. Potapova E.A. Sikvens-stratigraficheskaya model` nizhnemelovogo klinoformnogo kompleksa v zone sochleneniya Srednemessoyaxskogo vala s Bol`shexetskoj vpadinoj i prognoz strukturno-litologicheskix lovushek. / Avtoref. diss. k. g.-m. n. – Tyumen`: Tyumenskij industrial`ny`j universitet - 2018. - 20 s.

12. Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshhaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnenny`x stratigraficheskix sxem mezozojskix otlozhenij Zapadnoj Sibiri: oficz. tekst. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004. – 114 s.

13. Unger A.V., Nikishin A.M., Kuzlyapina M.A., Afanasenkov A.P. Istoriya formirovaniya inversionny`x megavalov Enisej-Xatangskogo bassejna // Vestn. Mosk. un-ta. ser. 4. Geologiya. – 2017. – № 2. – S. 8–15.

© О.Н. Злобина, Т.Ю. Карамышева, 2020

УДК 551.782 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-011

ЛИТОЛОГИЯ И ПАЛИНОЛОГИЯ НЕОГЕН-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОСТРОВА САРДАХ (ДЕЛЬТА Р. ЛЕНЫ)

Андрей Акакиевич Картозия
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. +79930100485, e-mail: andrei.kartoziia@igm.nsc.ru

Ольга Борисовна Кузьмина
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. +79137619695, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Хазина
АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», 117312, Россия, г. Москва, ул. Вавилова, 25, к.1, ученый секретарь, тел. (495) 989-80-22 доб. 1028, e-mail: I_Khazina@igirgi.su

Леонид Борисович Хазин
АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», 117312, Россия, г. Москва, ул. Вавилова, 25, к. 1, главный специалист, тел. (495) 989-80-22 доб. 1041, e-mail: L_Hazin@igirgi.su

Анастасия Мишина
Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, лаборант, тел. +79612197687, e-mail: mishinaav@igm.nsc.ru

Приведены результаты исследования неоген-четвертичных отложений острова Сардах (дельта р. Лены). Анализ таксономического состава и структуры спорово-пыльцевого спектра отложений указывают на средне- позднемиоценовый возраст песчаников, залегающих в основании разреза, плиоцен-эоплейстоценовый возраст средней части толщи валунно-галечников, и неоплейстоценовый возраст верхней части разреза. Условия осадконакопления отложений – флювиальные, обстановка - аллювиальная.

Ключевые слова: дельта р. Лены, неоген, миоцен, Арктика, сардахская свита.

LITHOLOGY AND PALYNOLOGY OF NEOGENE-QUATERNARY SEDIMENTS OF SARDAKH ISLAND (THE LENA RIVER DELTA)

Andrei A. Kartoziia
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug ave., tel. +7 993 010 0485, e-mail: andrei.kartoziia@igm.nsc.ru

Olga B. Kuzmina
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug ave., Ph. D., Research Associate, tel.: +79137619695, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Irina V. Khazina
JSC “Institute of geology and development of fossil fuels”, 117312, Russia, Moscow, 25 Vavilova St., Scientific secretary, tel. (495)989-80-22 add. 1028, e-mail: I_Khazina@igirgi.su

Leonid B. Khazin
JSC “Institute of geology and development of fossil fuels”, 117312, Russia, Moscow, 25 Vavilova St., Senior specialist, tel. (495)989-80-22 add. 1041, e-mail: L_Khazin@igirgi.su

Anastassiya V. Mishina
V. S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug ave., laboratory assistant, tel. +79612197687, e-mail: a.mishina1@g.nsu.ru

Results of the study of Neogene-Quaternary deposits of Sardakh Island (the Lena Delta) are described here. Taxonomic composition and spore-pollen spectra structure analysis indicated that sandstones, which are located in the section bottom have middle-late Miocene age. The middle part of the studied section has a Pliocene - early Pleistocene age. The upper part has a late Pleistocene age. We assume that sediments were deposited in the river environments.

Keywords: the Lena River Delta, Neogene, Miocene, Arctic, Sardakh section.

Разрез острова Сардах (рис. 1) описан многими исследователями, в первую очередь геологами-съемщиками [1, 2, 3, 4]. В целом, описывая разрез (рис. 2), предшественники отмечают, что в его основании залегают рыжие ожелезненные конгломераты с песчаным железистым заполнителем, содержащие множественные остатки древесины разного размера, часто обугленные или минерализованные. Палинологический анализ сардахского разреза, проведенный Р.Е. Гитерман [1], выполнен только для верхней части обнажения. Проведенный в настоящей работе палинологический анализ из нижней части разреза выполнен впервые. Далее приведено описание разреза берегового обнажения о-ва Сардах (N 72°34' E 127°11') с результатами микропалеонтологического анализа.

Слой 1. Конгломераты и песчаники буровато-коричневые железистые (обр. 18-СХ-1-п/з). На поверхности прослоев песчаников обнаружены отпечатки листовой флоры [5]. На палинологию опробованы прослои песчаников, содержащих отпечатки листовой флоры. Насыщенность пробы спорами и пыльцой довольно низкая. Все палиноморфы имеют низкую степень сохранности. Чтобы получить представительный спектр, было исследовано несколько палинологических препаратов, приготовленных из мацерата образца.

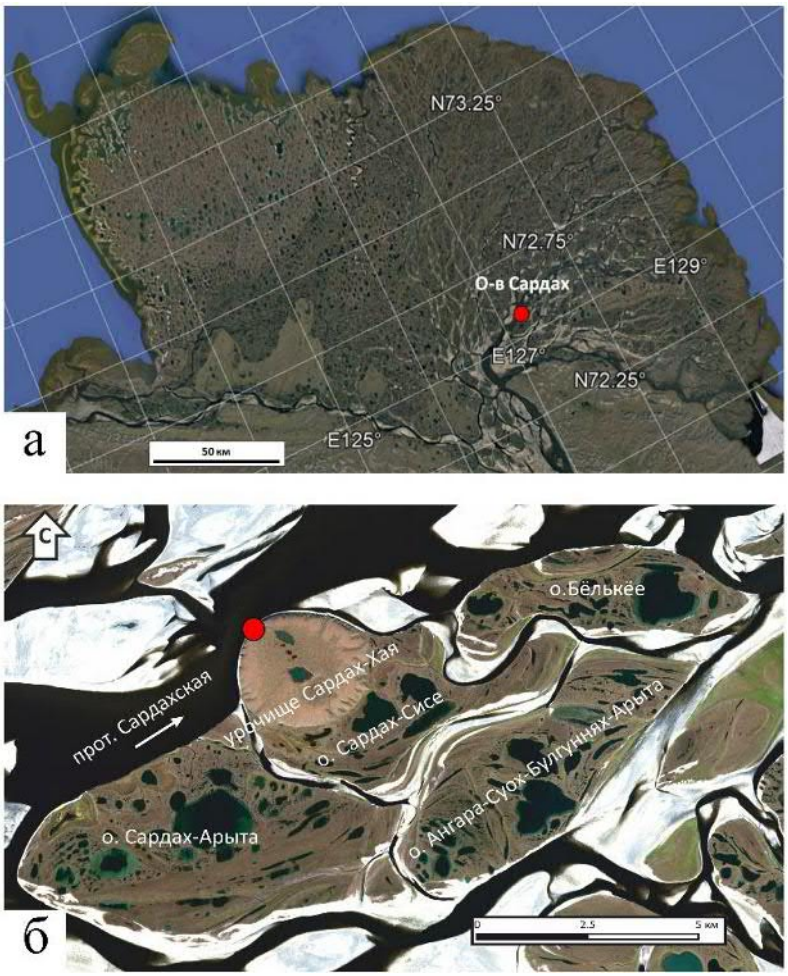


Рис. 1. Территория исследований: а – расположение о-ва Сардах (Google Earth); б – местоположение изученного разреза (красная точка) (космоснимок Sentinel)
Fig. 1. Study area: a – Sardakh Island location (Google Earth); б – location of studied outcrop (red point) (Sentinel space imagery)



Рис. 2. Общий вид изученного разреза
Fig. 2. The studied section general view

При расчете долевого участия компонентов спектра за 100 % взята сумма спор, пыльцы покрытосеменных и голосеменных растений. Последние имеют низкую степень сохранности. Видимая мощность слоя – 3,5 м, подошва не вскрыта.

В спектре преобладает пыльца покрытосеменных (52,5 %), доминантной в этой группе является пыльца древесно-кустарниковых, принадлежащая родам Alnus (22,3 %) и Betula (19 %). В незначительных количествах присутствуют Corylus sp., Carpinus sp., Ulmus sp., Juglans sp., Ilex sp., Salix sp. На долю травянисто-кустарничковых приходится 6,6 % спектра – чаще других встречаются тетрады сем. Ericaceae (4,8 %), в незначительных количествах обнаружена пыльца, принадлежащая сем. Asteraceae, Onagraceae, Caprifoliaceae, Poaceae, Valerianaceae, Thymelaeaceae (Daphne sp.).

На долю пыльцы голосеменных приходится 40 %, в этой группе доминирует пыльца различных сосен – Pinus s/g Haploxylon et Dyploxylon, Pinus sp. В незначительных количествах присутствуют Picea sect. Omorica, Picea sp., Tsuga sp., единично - Podocarpus sp., Larix sp., Dacridium sp. Доля спор мхов, плаунов, папоротников составляет около 7,5 % - чаще других встречаются споры сем. Polypodiaceae, реже - Lycopodium sp. и Sphagnum sp., единичны Diphasium sp., Riccia sp., Lygodium sp., Osmunda sp.

В спектре также отмечена пыльца, переотложенная из палеогеновых отложений – Triatriopollenites sp., Triporopollenites sp., Nudopollis sp. Непыльцевые палиноморфы единичны, обнаружен микрофитопланктон - Botryococcus sp., Pediastrum boryanum, Zygnemataceae и споры грибов - Multicellata-type, Alternaria-type.

Палинологическая характеристика песчаников, залегающих в основании разреза о. Сардах, получена впервые. Ранее было известно, что эти отложения содержат крупные остатки древесины и шишки ели [6], и только в 2018 г. были исследованы обнаруженные в них отпечатки листовой флоры [5]. Состав и структура выявленного спорово-пыльцевого спектра позволяет реконструировать произрастание смешанных сосново-ольхово-березовых лесов

с небольшой примесью умеренно-теплолюбивых широколиственных (вяза, ореха, лещины) и разнообразных травянисто-кустарничковых в подлеске. Присутствие пыльцы падуба, а также листопадных широколиственных, свидетельствует о достаточно благоприятных, влажных климатических условиях во время накопления осадка. Выявленный нами спектр слоя 1 по своей структуре близок к спектрам миоценовых урасалахской и хапчанской свит Северо-Востока России [7]. Отсутствие в спектре слоя 1 пыльцы таксодиевых может свидетельствовать в пользу более позднего возраста отложений, чем ранний миоцен – возможно, средний-поздний миоцен.

Выше по разрезу залегает толща, сложенная валунно-галечниками, алевритами, крупнозернистыми песками, гравием и другими грубозернистыми разностями. Границы между слоями резкие, без градационных переходов. Детальное описание этой толщи приведено М.Н. Алексеевым с соавторами [6]. Согласно содержащимся в них растительным остаткам, отложения датированы эоплейстоценом.

Слой 2. Валунно-галечник с песчано-алевритистым заполнителем, мощность 3 м (обр. 18-СХ-2-2п). Наблюдается косая диагональная слоистость с направлением падения косых серий на север. В препарате обнаружены единичные пыльцевые зерна Alnus sp., Betula sp., Pinus sp.

Слой 3. Валунно-галечник с песчано-алевритистым заполнителем, мощность 2 м. Отличается от нижезалегающего слоя бОльшим количеством мелкозернистого заполнителя, а также ориентацией косой диагональной слоистости (направление падения косых серий на юг). Слой на палинологический анализ опробован не был.

Слой 4. Песчанистый алеврит бурый, мощность слоя 0,4 м (обр. 18-СХ-4-0.1п). Выявлен спектр лесного типа, почти на 97 % состоящий из пыльцы древесных: около 75 % приходится на долю хвойных – Pinaceae, Pinus s/g Diploxylon et Haploxylon, Pinus sp., Pinus sect. Cembrae, Picea sect. Omorica, Picea sp., Tsuga sp. Также присутствуют Betula sect. Albae (4,7 %), Betula sp. (9,7 %), Alnus sp. (6,4 %), единичны Corylus sp., Juglans sp. В незначительных количествах

отмечена пыльца сем. Ericaceae. Споры единичны – Polypodiaceae, Sphagnum sp., Lycopodium sp. Спектр отражает развитие хвойных лесов с небольшой примесью мелколиственных деревьев и кустарников, единичными широколиственными лещиной и орехом. Возраст отложений, по-видимому, следует ограничить интервалом плиоцен-эоплейстоцен, поскольку вряд ли возможно допустить произрастание лесных формаций в более позднее время на широте о. Сардах.

Слой 5. Песко-гравийники с редкими валунами и галькой, мощность 3 м. Текстура – косая диагональная и/или мульдообразная слоистость. Слой на палинологический анализ опробован не был.

Слой 6. Алеврит песчанистый, бурый, мощность 0,75 м (обр. 18-СХ-6-0.3п) Обнаружены единичные светлоокрашенные пыльцевые зерна (п. з.) хорошей сохранности, принадлежащие Pinus sylvestris, Pinus s/g Haploxylon. Встречаются темноокрашенные палиноморфы низкой степени сохранности, принадлежащие Pinus sp., Podocarpus sp., Picea sect. Omorica, Sphagnum sp., Osmunda sp., явно переотложенные.

Слой 7. Валунно-галечники с песчаным заполнителем. Мощность 1,2 м. Слой на палинологический анализ опробован не был.

Слой 8. Рыжие гравийно-галечники с песчаным заполнителем, мощность 4,2 м. Параллельно-горизонтально слоистые. Слоистость маркируется слойками гравийников. Слой на палинологический анализ опробован не был.

Слой 9. Валунно-галечники с песчаным заполнителем, мощность 2,3 м. Слой, в целом, отличается от нижезалегающего по цвету отложений, однако текстурные особенности аналогичны. Слой на палинологический анализ опробован не был.

Слой 10. Песок крупнозернистый с прослоями песчано-гравийников, маркирующих косую слоистость. Мощность 1,5 м. Из слоя взяты два образца - обр. 18-СХ-9-0.1п из нижней части и обр. 18-СХ-9-1п – из верхней. В первом образце обнаружены единичные светлоокрашенные хорошей степени сохранности п. з., принадлежащие Alnus sp., Betula sect. Albae, Pinus sylvestris, Pinus sp., Picea sp., Ericacea, а также единичные споры – Lycopodium sp.,

Sphagnum sp. Встречаются темноокрашенные п. з. низкой степени сохранности, принадлежащие сем. Pinaceae, явно переотложенные из более древних отложений. Во втором образце концентрация пыльцы и спор несколько выше, чем в предыдущих, тем не менее недостаточная, чтобы выделить полноценный спектр. В незначительных количествах обнаружены п. з. Alnus sp., Betula sect. Albae, Betula sect. Nanae, Betula sp., Pinus s/g Haploxylon, Pinus sylvestris, Pinus sp., Picea sect. Eupicea, Picea sp., Poaceae. Споры принадлежат Polypodiaceae, Sphagnum sp., Lycopodium sp. Из непыльцевых палиноморф присутствуют единичные споры гриба рода Alternaria. Обнаружены также темноокрашенные п.з. низкой степени сохранности, принадлежащие Pinaceae, Pinus s/g Haploxylon, явно переотложенные.

Бедные спорово-пыльцевые спектры, полученные из песков и алевритов слоев 6 и 10, говорят о более суровых климатических условиях, чем те, что реконструированы нами для слоя 4, возраст отложений, возможно, неоплейстоценовый.

Таким образом, по полученным палинологическим данным, нижнюю часть разреза о. Сардах можно отнести к среднему-верхнему миоцену, среднюю часть разреза - к плиоцену-эоплейстоцену и верхнюю – к неоплейстоцену. Исходя из выявленных структурно-текстурных характеристик отложений, например, из наличия различных видов косой слоистости, сложенной достаточно грубозернистым материалом, можно предположить флювиальные условия и аллювиальную обстановку их осадконакопления. Результаты исследования в значительной степени дополняют и уточняют данные предшественников.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0016 Комплексные геолого-геофизические исследования строения дельты р. Лены (на прилегающих территориях к НИС «Остров Самойловский»), проекта ФНИ № 0331-2019-0004 и по государственному заданию ИГМ СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гусев А.И. К стратиграфии четвертичных отложений западной части Приморской равнины // Труды НИИГА. – 1958. – Т. 80. – В. 5. – С. 79–86.

2. Лунгерсгаузен Г.Ф. Стратиграфия кайнозойских отложений бассейна средней и нижней Лены и ее дельты // Совещание по разработке стратиграфических схем Якутской АССР. – Л., 1961. – С. 178–182.

3. Большиянов Д. Ю., Васильев Б. С., Виноградова Н. П., Гавриш А. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево–Сибироморская. Лист S–51 – Оленёкский зал., S–52 – дельта р. Лены. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. – 274 с. + 9 вкл.

4. Граханов С.А., Прокопьев А.В. Граханов О.С., Егоров К.Н., Тарабукин В.П., Соловьев У.Э. Новые данные о геологическом строении дельты р. Лена и перспектива алмазоносности арктического региона // Отеч. геология. – 2013. – № 5. – С. 33–40.

5. Хазин Л.Б., Кузьмина О.Б., Хазина И.В., Лащинский Н.Н., Картозия А.А., Каширцев В.А. Первая находка отпечатков листовой флоры в разрезе кайнозойских отложений острова Сардах–Сисе (дельта реки Лена) // Доклады РАН. – 2019. – Т. 487. – № 5. – С. 185–188.

6. Алексеев М.Н., Куприн Н.П., Медянцев А.И., Хорева И.М. Стратиграфия и корреляция неогеновых и четвертичных отложений северо–восточной части Сибирской платформы и ее восточного складчатого обрамления // Труды Геол. ин–та. – 1962. – Вып. 66. – 127 с.

7. Гриненко О.В., Сергеенко А.И., Белолюбский Е.Н. Стратиграфия палеогеновых и неогеновых отложений /Северо–Востока России // Отечественная геология. – 1997. –Вып. 8. – С. 14–20.

REFERENCES

1. Gusev A.I. K stratigrafii chetvertichnyh otlozhenij zapadnoj chasti Primorskoj ravniny // Trudy NIIGA. –1958. – T. 80. – V. 5. – S. 79–86.

2. Lungersgauzen G.F. Stratigrafiya kajnozojskih otlozhenij bassejna srednej i nizhnej Leny i ee del'ty // Soveshchanie po razrabotke stratigraficheskih skhem YAkutskoj ASSR. – L., 1961. – S. 178–182.

3. Bol'shiyanov D. YU., Vasil'ev B. S., Vinogradova N. P., Gavrish A. V. i dr. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossijskoj Federacii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo–Sibiromorskaya. List S–51 – Olenyokskij zal., S–52 – del'ta r. Leny. Ob"yasnitel'naya zapiska. – SPb.: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2014. – 274 s. + 9 vkl.

4. Grahanov S.A., Prokop'ev A.V. Grahanov O.S., Egorov K.N., Tarabukin V.P., Solov'ev U.E. Novye dannye o geologicheskom stroenii del'ty r. Lena i perspektiva almazonosnosti arkticheskogo regiona // Otech. geologiya. – 2013. – № 5. – S. 33–40.

5. Hazin L.B., Kuz'mina O.B., Hazina I.V., Lashchinskij N.N., Kartoziya A.A., Kashircev V.A. Pervaya nahodka otpechatkov listovoj flory v razreze kajnozojskih otlozhenij ostrova Sardah–Sise (del'ta reki Lena) // Doklady RAN. – 2019. – T. 487. – № 5. – S. 185–188.

6. Alekseev M.N., Kuprin N.P., Medyancev A.I., Horeva I.M. Stratigrafiya i korrelyaciya neogenovyh i chetvertichnyh otlozhenij severo–vostochnoj chasti Sibirskoj platformy i ee vostochnogo skladchatogo obramleniya // Trudy Geol. in–ta. – 1962. – Vyp. 66. – 127 s.

7. Grinenko O.V., Sergeenko A.I., Belolyubskij E.N. Stratigrafiya paleogenovyh i neogenovyh otlozhenij /Severo–Vostoka Rossii // Otechestvennaya geologiya. – 1997. –Vyp. 8. – S. 14–20.

© А.А. Картозия, О.Б. Кузьмина, И.В. Хазина, Л.Б. Хазин, А.В. Мишина, 2020

УДК 564.53:551.761.2.3(571.5) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-012

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЭВОЛЮЦИИ АММОНОИДЕЙ И ДЕТАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНАЯ ШКАЛА ВЕРХНЕГО АНИЗИЯ, ЛАДИНА И КАРНИЯ СЕВЕРО-ВОСТОКА АЗИИ

Алексей Георгиевич Константинов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-23-06, e-mail: KonstantinovAG@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены основные направления развития аммоноидей семейств Beyrichitidae, Tsvetkovitidae, Nathorstitidae и Sirenitidae, имеющих высокие темпы эволюции и широко распространенных в средне- и верхнетриасовых отложениях Северо-Востока Азии и других бореальных регионов. Выявленные морфолого-генетические последовательности родов и видов бейрихитид, цветковитид, натгорститид и сиренитид отражают этапность их эволюции и представляют собой основу детальной зональной шкалы верхнего анизия, ладина, верхов нижнего и верхнего карния.

Ключевые слова: аммоноидеи, эволюция, зональная шкала, анизий, ладин, карний, Северо-Восток Азии.

REGULARITIES IN AMMONOID EVOLUTION AND DETAILED ZONAL SCALE OF THE UPPER ANISIAN, LADINIAN AND CARNIAN OF NORTHEAST ASIA

Alexey G. Konstantinov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)333-23-06, e-mail: KonstantinovAg@ipgg.sbras.ru

The main development directions of the ammonoids of the families Beyrichitidae, Tsvetkovitidae, Nathorstitidae and Sirenitidae with high evolutionary rates are considered. These ammonoids are widespread in the Middle and Upper Triassic deposits of Northeast Asia and other boreal regions. The morphological and genetic sequences of the genera and species of beyrichitids, tsvetkovitids, nathorstitids, and sirenitids have been identified. They reflect distinct phases in the evolution of the families and represent the basis of the detailed zonal scale for the Upper Anisian, Ladinian, the uppermost Lower Carnian and Upper Carnian of Northeast Asia.

Keywords: ammonoids, evolution, zonal scale, Anisian, Ladinian, Carnian, Northeast Asia.

Аммоноидеи ввиду быстрых темпов эволюции, частой встречаемости и широкого распространения в морских отложениях, а также относительной независимости от фациальных обстановок осадконакопления являются ведущей группой для разработки схемы детальной биостратиграфии триаса, имеют первостепенное значение для датировки возраста отложений, их расчленения, межрегиональной и глобальной корреляции. Впервые родовые аммоноидные зоны в триасе Северо-Востока Азии были выделены Ю.Н. Поповым [18]. В

начале 70-ых годов прошлого века Ю.В. Архиповым, Ю.М. Бычковым и И.В. Полуботко [1] была разработана первая детальная зональная схема триаса, состоящая из видовых аммоноидных зон. За последние 25–30 лет достигнут значительный прогресс в изучении систематического состава и распространения аммоноидей в средне- и верхнетриасовых отложениях Северо-Востока Азии, в выделении комплексов аммоноидей и прослеживании их последовательности в ряде опорных разрезов на огромной территории от Восточного Таймыра до Охотского побережья [3, 6, 13, 16, 17].

Сообщество аммоноидей позднего анизия, ладина и карния Северо-Востока Азии представлено как группами, длительно существовавшими и развивавшимися в бореальных палеобассейнах − представителями семейств Beyrichitidae, Tsvetkovitidae, Nathorstitidae и Sirenitidae, так и таксонами, имеющими более узкое стратиграфическое распространение и известными из отдельных стратиграфических интервалов. В позднем анизии - это Longobarditidae (род *Longobardites*), Ptychitidae (*Ptychites*) и Cladiscitidae (*Neocladiscites*), в ладине – Lobitidae (*Lobites*), Ptychitidae (*Arctoptychites*, *Aristoptychites*), Cladiscitidae (*Sphaerocladiscites*), в карнии – Trachyceratidae (*Trachyceras, Boreotrachyceras, Okhototrachyceras*), некоторые Sirenitidae (*Sirenites, Striatosirenites*) и Arpaditidae (*Siberioklipsteinia*).

Ведущие группы аммоноидей для детального зонального расчленения и корреляции верхнего анизийского подъяруса, ладинского и карнийского ярусов Северо-Востока Азии обладают наиболее высокими темпами эволюции, часто встречаются и доминируют в комплексах аммонидей, широко распространены как в ряде бореальных регионов (Арктическая Канада, север Гренландии, Свальбард, Земля Франца-Иосифа), так и встречаются в смешанных комплексах аммоноидей из бореальных и тетических элементов, известных в верхнем анизии Невады [19], ладине Британской Колумбии и верхнем карнии Арктической Канады [20]. Таковыми для верхнеанизийского подъяруса являются представители семейства Beyrichitidae, для ладинского яруса – семейства Tsvetkovitidae и Nathorstitidae, для карнийского яруса – семейство Sirenitidae.

Ревизия и монографическое описание этих групп аммоноидей [4, 6, 7, 12, 15], включающие онто-филогенетические исследования и изучение морфогенеза основных структур раковины вместе со строгим стратиграфическим контролем материала, позволили выявить закономерности их эволюции и реконструировать филогенетические связи на уровне родов и видов.

В развитии бореальных позднеанизийских бейрихитид автором [5] выделено две линии развития. Одна из них, берущая начало от вариантов *Gymnotoceras rotelliforme* с гладкой раковиной, включающая *G. rotelliforme* (зона rotelliforme) → *G. blakei* (зона rotelliforme, подзона olenekense) → *Arctogymnites sonini* (зона nevadanus) → *A. spektori (*ладин, зоны oleshkoi и constantis), развивалась по пути все более ранней утраты скульптуры в индивидуальном морфогенезе потомков и усложнения лопастной линии (рис.1).

Вторая линия, исходной формой для которой были грубоскульптированные варианты *Gymnotoceras rotelliforme*, объединяет *G. rotelliforme* (зона rotelliforme) → *G. olenekense* (зона rotelliforme, подзона olenekense) → *Frechitoides* (зона nevadanus, подзона dzeginense) → *Frechites* (зона nevadanus) → *Parafrechites* (зона nevadanus, подзона sublaqueatus). В этой линии основным звеном эволюции было сохранение на поздних стадиях морфогенеза потомков признаков ранних стадий развития предков и некоторое упрощение лопастной линии, заключавшееся в сокращении числа индивидуализированных лопастей во внешней части оборота и в более позднем заложении в онтогенезе лопастей I^1 и I^2.

В развитии последовательных родов и видов среднетриасовых семейств Tsvetkovitidae и Nathorstitidae Бореальной области, образующих филогенетический ряд *Intornites nevadanus* (верхний анизий, зона rotelliforme) → *Eonathorstites oleshkoi* (ладин, зона oleshkoi) → *Tsvetkovites constantis* (зона constantis) → *Tsvetkovites neraensis* (зона neraensis) → *Indigirites krugi* (зона krugi) → *Nathorstites maclearni* (зона maclearni) → *N. macconnelli* (зона macconnelli) → *N. lindstroemi* (зона lindstroemi), наблюдается замедление в онтогенетическом развитии [10].

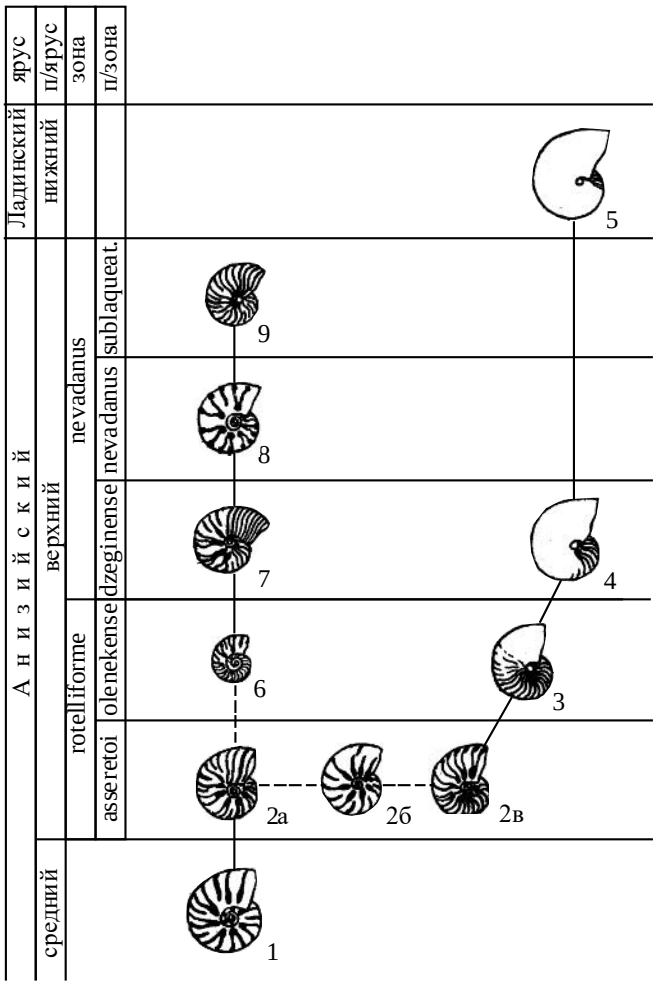


Рис. 1 Схема филогенетических связей позднеанизийских Beyrichitidae севера Сибири:

1 – *Anagymnotoceras*; 2 – *Gymnotoceras rotelliforme* Meek: а – груборебристая форма, б – форма, близкая к *G. argentarium* (Smith), в – гладкая форма, близкая к голотипу вида; 3 – *Gymnotoceras blakei* (Gabb); 4 – *Arctogymnites sonini* Popow; 5 – *A. spectori* Archipov; 6 – *Gymnotoceras olenekense* Dagys et Konstantinov; 7 – *Frechitoides*; 8 – *Frechites*; 9 – *Parafrechites*; сокращение: sublaqueat.- sublaqueatus

Fig. 1. Scheme of phylogenetic relationships among the Late Anisian Beyrichitidae in the north of Siberia

1 – Anagymnotoceras; 2 – Gymnotoceras rotelliforme Meek: a – coarse rib form, б – form close to G. argentarium (Smith), в – smooth form close to the holotype of the species; 3 – Gymnotoceras blakei (Gabb); 4 – Arctogymnites sonini Popow; 5 – A. spectori Archipov; 6 – Gymnotoceras olenekense Dagys et Konstantinov; 7 – Frechitoides; 8 – Frechites; 9 – Parafrechites; abbreviation: sublaqueat.- sublaqueatus

Это выражается от предков к потомкам в увеличении продолжительности ранней офиоконовой стадии развития, в смещении вентрального киля на более поздние обороты, в более позднем появлении псевдоадвентивных элементов лопастной линии и в возрастании относительной ширины оборотов. Однако на заключительных этапах существования натгорститид, с отделением от

Nathorstites рода *Stolleyites*, в линии *Stolleyites tenuis* (зона tenuis) → *S. terminalis* (слои с S. terminalis) произошло некоторое ускорение в онтогенетическом развитии и возврат к морфологии предковых форм − к более узкой, оксиконической форме раковины (рис. 2).

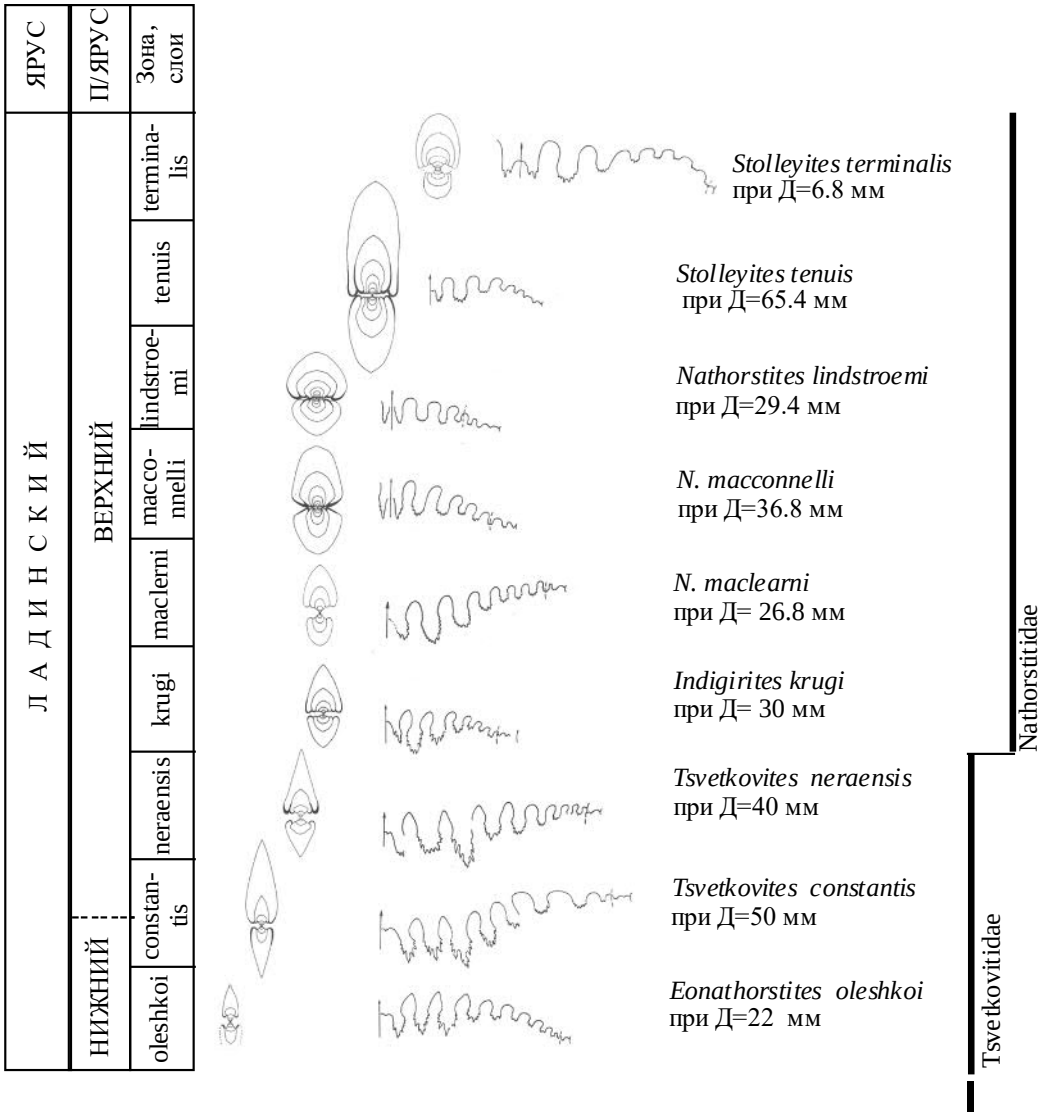


Рис. 2. Морфогенез поперечного сечения раковины, лопастной линии и схема филогенетического развития родов и видов Tsvetkovitidae и Nathorstitidae
Fig. 2. Morphogenesis of the cross section of the shell, lobe line and the phylogenetic development of the genera and species of the Tsvetkovitidae and Nathorstitidae

Основным трендом эволюции сиренитид Северо-Востока Азии, образующих линию *Seimkanites aculeatus* (нижний карний, слои с *Seimkanites aculeatus*) – *Yakutosirenites armiger* (нижний карний, зона armiger) – *Y. pentastichus* (верхний карний, зона pentastichus) – *Orientosirenites yakutensis*

(верхний карний, зона yakutensis) – *O. bytschkovi* (верхний карний, зона bytschkovi), было ускорение в онтогенетическом развитии, проявившееся у потомков в более раннем появлении и исчезновении скульптурных элементов в онтогенезе, увеличении степени зазубренности лопастей, гофрировки седел в увеличении конечных размеров и инволютности раковин [14]. Вероятно, также генетически связаны с этой линией эндемичные роды *Neosirenites* и *Kedonosirenites*, известные пока только на Северо-Востоке Азии.

Приведенные морфолого-генетические последовательности родов и видов бейрихитид, цветковитид, натгорститид и сиренитид отражают этапность их эволюции и представляют собой, наряду с прослеживанием комплексов видов, основу детальной зональной шкалы верхнего анизия, ладина, верхов нижнего и верхнего карния Северо-Востока Азии. Зональная шкала верхнего анизия включает 2 зоны, расчлененные на 5 подзон [2, 6], ладина − 8 зон и одного подразделения в ранге слоев с аммоноидеями [3, 11], верхов нижнего и верхнего карния − 5 зон [13, 16]. Члены филогенетических рядов являются, как правило, видами-индексами зон и подзон, либо, в редких исключениях, характерными видами, входящими в их комплексы. Нижние границы зональных биостратиграфических подразделений проводятся по появлению родов и видов в одной филолинии.

Таким образом, этап отвечает времени существования очередного вида (или рода) в единой линии развития семейства и характеризуются определенным уровнем развития морфологических признаков (формы раковины, скульптуры, лопастной линии) на пути реализации общего направления развития данной филолинии. Этапы устанавливаются в разрезах на основании морфологического своеобразия аммоноидей даже по единственной находке вида-индекса или близкого вида и прослеживаются при широких панбореальных и борельно-тетических корреляциях.

Корреляционные построения [6, 8, 9, 13, 15 −17] показали, что зональные аммоноидные шкалы верхнего анизия, ладина, верхов нижнего и верхнего карния Северо-Востока Азии являются самыми детальными и полными в

Бореальной области и представляют собой первостепенный интерес для создания бореального зонального стандарта этого стратиграфического интервала.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Архипов Ю.В., Бычков Ю.М., Полуботко И.В. Новая зональная схема триасовых отложений Северо-Востока СССР // Новые данные по границе перми и триаса СССР. – Л.: Изд-во МСК СССР, ВСЕГЕИ, 1972 – С. 8–11.
2. Дагис А.С., Константинов А.Г. Инфразональная схема верхнего анизия севера Сибири // Биостратиграфия мезозоя Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, 1986. – С. 48–57.
3. Дагис А.С., Константинов А.Г. Новая зональная схема ладинского яруса Северо-Востока Азии // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 1995. – Т. 3. – № 3. – С. 121–127.
4. Дагис А.С., Константинов А.Г. Ревизия Nathorstitidae (Ammonoidea) Северо-Востока Азии // Палеонтологический журнал. – 1997.– № 5. – С. 41–49.
5. Константинов А.Г. Филогенетические связи бореальных позднеанизийских Beyrichitidae // Биостратиграфия и палеонтология триаса Сибири. – Новосибирск: Изд-во ОИГГиМ СО РАН, 1991. – С. 40–48.
6. Константинов А.Г. Биостратиграфия и аммоноидеи верхнего анизия севера Сибири. – Новосибирск: Наука, 1991. – 160 с.
7. Константинов А.Г. Новый род аммоноидей из карнийского яруса Северного Приохотья // Палеонтологический журнал. – 1999. –№ 2. – С. 11–14.
8. Константинов А.Г. Зональная корреляция ладинских отложений Бореальной области по аммоноидеям // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2000. – Т. 8. – № 4. – С. 40–48.
9. Константинов А.Г. Зональная корреляция и границы нижнего карнийского подъяруса на северо-востоке Азии // Стратиграфия. Геол. Корреляция. − 2014. − Т. 22. – № 2. − С. 77–89.
10. Константинов А.Г. Эволюция аммоноидей семейств Tsvetkovitidae и Nathorstitidae среднего триаса Бореальной области // Современные проблемы изучения головоногих моллюсков. Морфология, систематика, эволюция, экология и биостратиграфия. Материалы совещания (Москва, 2−4 апреля 2015 г.). РАН, ПИН им. А.А. Борисяка РАН; под. ред. Т.Б. Леоновой, И.С. Барскова, В.В. Митта. – М.: ПИН РАН, 2015. – С. 29−31.
11. Константинов А.Г. Расчленение ладинской зоны Stolleyites tenuis в Северном Приохотье // Тихоокеанская геология. – 2015. – Т. 34. – № 5. – С. 64−72.
12. Константинов А.Г. Orientosirenites – новый род Sirenitidae (Ammonoidea) из верхнего карния Бореальной области // Палеонтол. журн. – 2018. – № 1. – С. 18−24.
13. Константинов А.Г. Аммоноидная зона Yakutosirenites armiger Северо-Востока Азии – реперный уровень бореально-тетической корреляции нижнего карния // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2018. – Т. 26. – № 4. – С. 43−57.
14. Константинов А.Г. История развития и филогенетические связи карнийских аммоноидей Северо-Востока Азии // Эволюция жизни на Земле: материалы V Международного симпозиума, 12 – 16 ноября 2018 г., г. Томск / отв. ред. В.М. Подобина. – Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2018. – С. 165−167.
15. Константинов А.Г. Аммоноидеи рода Yakutosirenites из карнийского яруса Северо-Востока Азии // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2019. – Т. 27. – № 2. – С. 107−122.
16. Константинов А.Г. Новая аммоноидная зона верхнего карнийского подъяруса Северо-Востока России // Тихоокеанская геология. – 2019. – Т. 38. – № 4. – С. 34–46.

17. Константинов А.Г., Соболев Е.С. Схема биостратиграфии карния и нижнего нория северо-востока России. Статья 1. Описание разрезов и стратиграфическое распространение цефалопод // Тихоокеанская геология. – 1999. – Т. 18. – № 1. – С. 3–17.

18. Попов Ю.Н. Триасовые аммоноидеи Северо-Востока СССР. –Л.: Госгеолтехиздат, 1961. – 179 с.

19. Silberling N.J., Nichols K.M. Middle Triassic molluscan fossils of biostratigraphic significance from the Humboldt Range, northwestern Nevada // US Geol. Surv. Prof. Pap. – 1982. – № 1207. – P. 1–150.

20. Tozer E.T. Canadian Triassic ammonoid faunas // Bull. Geol. Surv. Canada. – 1994. – № 467. – P. 1–663.

REFERENCES

1. Arkhipov Yu.V., Bychkov Yu.M., Polubotko I.V. Novaya zonal'naya skhema triasovykh otlozhenii Severo-Vostoka SSSR // Novye dannye po granitse permi i triasa SSSR. – L.: Izd-vo MSK SSSR, VSEGEI, 1972 – S. 8–11.

2. Dagis A.S., Konstantinov A.G. Infrazonal'naya skhema verkhnego aniziya severa Sibiri // Biostratigrafiya mezozoya Sibiri i Dal'nego Vostoka. – Novosibirsk: Nauka, 1986. – S. 48–57.

3. Dagis A.S., Konstantinov A.G. Novaya zonal'naya skhema ladinskogo yarusa Severo-Vostoka Azii // Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya. – 1995. – T. 3. – № 3. – S. 121–127.

4. Dagis A.S., Konstantinov A.G. Reviziya Nathorstitidae (Ammonoidea) Severo-Vostoka Azii // Paleontologicheskii zhurnal. – 1997.– № 5. – S. 41–49.

5. Konstantinov A.G. Filogeneticheskie svyazi boreal'nykh pozdneaniziiskikh Beyrichitidae // Biostratigrafiya i paleontologiya triasa Sibiri. – Novosibirsk: Izd-vo OIGGIM SO RAN, 1991. – S. 40–48.

6. Konstantinov A.G. Biostratigrafiya i ammonoidei verkhnego aniziya severa Sibiri. – Novosibirsk: Nauka, 1991. – 160 s.

7. Konstantinov A.G. Novyi rod ammonoidei iz karniiskogo yarusa Severnogo Priokhot'ya // Paleontologicheskii zhurnal. – 1999. – № 2. – S. 11–14.

8. Konstantinov A.G. Zonal'naya korrelyatsiya ladinskikh otlozhenii Boreal'noi oblasti po ammonoideyam // Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya. – 2000. – T. 8. – № 4. – S. 40–48.

9. Konstantinov A.G. Zonal'naya korrelyatsiya i granitsy nizhnego karniiskogo pod"yarusa na severo-vostoke Azii // Stratigrafiya. Geol. Korrelyatsiya. – 2014. – T. 22 – № 2. – S. 77–89.

10. Konstantinov A.G. Ehvolyutsiya ammonoidei semeistv Tsvetkovitidae i Nathorstitidae srednego triasa Boreal'noi oblasti // Sovremennye problemy izucheniya golovonogikh mollyuskov. Morfologiya, sistematika, ehvolyutsiya, ehkologiya i biostratigrafiya. Materialy soveshchaniya (Moskva, 2–4 aprelya 2015 g.). RAN, PIN im. A.A. Borisyaka RAN; pod. red. T.B. Leonovoi, I.S. Barskova, V.V. Mitta. – M.: PIN RAN, 2015. – S. 29–31.

11. Konstantinov A.G. Raschlenenie ladinskoi zony Stolleyites tenuis v Severnom Priokhot'e // Tikhookeanskaya geologiya. – 2015. – T. 34. – № 5. – S. 64–72.

12. Konstantinov A.G. Orientosirenites – novyi rod Sirenitidae (Ammonoidea) iz verkhnego karniya Boreal'noi oblasti // Paleontol. zhurn. – 2018 .– № 1. – S. 18–24.

13. Konstantinov A.G. Ammonoidnaya zona Yakutosirenites armiger Severo-Vostoka Azii – repernyi uroven' boreal'no-teticheskoi korrelyatsii nizhnego karniya // Stratigrafiya. Geol. korrelyatsiya. – 2018. – T. 26. – № 4. – S. 43–57.

14. Konstantinov A.G. Istoriya razvitiya i filogeneticheskie svyazi karniiskikh ammonoidei Severo-Vostoka Azii // Ehvolyutsiya zhizni na Zemle: materialy V Mezhdunarodnogo simpoziuma, 12 – 16 noyabrya 2018 g., g. Tomsk / otv. red. V.M. Podobina. – Tomsk: Izdatel'skii Dom Tomskogo gosudarstvennogo universiteta, 2018. – S. 165–167.

15. Konstantinov A.G. Ammonoidei roda Yakutosirenites iz karniiskogo yarusa Severo-Vostoka Azii // Stratigrafiya. Geol. korrelyatsiya. – 2019. – T. 27. – № 2. – S. 107–122.

16. Konstantinov A.G. Novaya ammonoidnaya zona verkhnego karniiskogo pod"yarusa Severo-Vostoka Rossii // Tikhookeanskaya geologiya. – 2019. – T. 38. – № 4. – S. 34–46.

17. Konstantinov A.G., Sobolev E.S. Skhema biostratigrafii karniya i nizhnego noriya severo-vostoka Rossii. Stat'ya 1. Opisanie razrezov i stratigraficheskoe rasprostranenie tsefalopod // Tikhookeanskaya geologiya. – 1999. – T. 18 – № 1. – S. 3–17.

18. Popov Yu.N. Triasovye ammonoidei Severo-Vostoka SSSR. – L.: Gosgeoltekhizdat, 1961. – 179 s.

19. Silberling N.J., Nichols K.M. Middle Triassic molluscan fossils of biostratigraphic significance from the Humboldt Range, northwestern Nevada // US Geol. Surv. Prof. Pap. – 1982. – № 1207. – P. 1–150.

20. Tozer E.T. Canadian Triassic ammonoid faunas // Bull. Geol. Surv. Canada. – 1994. – № 467. – P. 1–663.

© А.Г. Константинов, 2020

УДК 553.98+(550.8.011+550.8.013) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-013

ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩ ТОЛОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (САХА ЯКУТИЯ)

Алина Юрьевна Космачева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: kosmachevaay@gmail.com

Сергей Сергеевич Семенов
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: sergey_semenov_1996@bk.ru

Марина Олеговна Федорович
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

В рамках исследований проведена интерпретация сейсмического куба, осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов, построен набор структурных карт и карт изопахит сейсмокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами и палеоразрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения истории формирования Толонского месторождения. Определено время вхождения пермских нефтегазоматеринских отложений в главную зону газообразования, начало и объемы интенсивной генерации газа, показано положение нефтегазоматеринских толщ в зонах генерации углеводородов в настоящее время.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, Толонское газоконденсатное месторождение, сейсмогеологическое моделирование, нефтегазоматеринская толща, генерационный потенциал, катагенез, количественная оценка.

HISTORY OF TECTONIC DEVELOPMENT AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF SOURCE ROCK GENERATION POWER IN THE TOLON FIELD (SAKHA YAKUTIA)

Alina Yu. Kosmacheva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, e-mail: kosmachevaay@gmail.com

Sergey S. Semenov
Novosibirsk National Research State University, 2 Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia, Student, e-mail: sergey_semenov_1996@bk.ru

Marina O. Fedorovich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, tel: (383)330-89-24, e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

The paper is aimed at the geoseismic interpretation, picking principal reflection horizons, structure and isopach map generation. The maps, seismic- and paleosections are an integral part not only of the structure-and-tectonic description, but also history analysis of the Tolon field. The

research identifies gas-window-entry time of the Permian source rock, initial development and power of intense gas generation, present-day generation points in the source rocks. Funding: The reported study was funded by RFBR, project number 19-35-90039.

Keywords: Vilyui hemisyneclise, Tolon gas condensate field, geoseismic modeling, source rock, generation power, maturity, quantitative assessment

Первые поисково-разведочные работы на нефть и газ в Якутии проведены более 50 лет назад, и в 50-е годы прошлого столетия были сосредоточены на изучении нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений в Предверхоянском прогибе и Вилюйской гемисинеклизе. В 1956 г. была доказана промышленная газоносность мезозойских отложений в Усть–Вилюйском районе, а в 60-х годах XX века при высокой концентрации и эффективности буровых работ были открыты крупные и средние газоконденсатные месторождения в составе мезозойских и верхнепалеозойских отложений Хапчагайского мегавала [1]. Толонское газоконденсатное месторождение было открыто в 1967 г.

Толонское газоконденсатное месторождение находится на северо-востоке Сибирской платформы в центральной части Хапчагайского мегавала. В административном отношении месторождение расположено в Вилюйском и Кобяйском районах республики Саха (Якутия) в 200 км к востоку от г. Вилюйск и в 400 км к северо-западу от г. Якутск (рис. 1.).

Месторождение многопластовое с газоконденсатными залежами антиклинального типа и терригенными резервуарами. Нефтегазоносность связана с отложениями верхнего палеозоя и мезозоя.

В последнее время отмечается существенное повышение практического интереса к недрам Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции. За счет средств недропользователей выполнена сейсморазведка 3-D на Толонском газоконденсатном месторождении.

Для прогноза нефтегазоносности принципиально важно восстановить историю тектонического развития региона с целью определения главных этапов формирования основных структур осадочного чехла, с которыми и связаны наиболее крупные скопления углеводородов (УВ).



Рис. 1. Обзорная карта района исследования
Fig. 1. Overview map of exploration area

Перспективная в отношении нефтегазоносности структура, как правило, формируется в то время, когда в нефтегазоматеринских (НГМ) толщах уже происходит интенсивная генерация УВ, а на момент миграции и начала аккумуляции УВ формируется и надежная глинистая покрышка.

Таким образом, выявление и подготовка нефтегазоперспективных объектов невозможны без углубленного анализа первичных геофизических, геохимических материалов и их комплексной интерпретации с учетом данных бурения.

В рамках исследований была проведена интерпретация сейсмического куба: осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов (ТП, Т, ЮТ, $Ю_2$, $Ю_1^3$), построен набор структурных карт и карт изопахит сейсмокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами и палеоразрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения истории формирования Толонского месторождения. Определено время вхождения пермских НГМ отложений в главную зону газообразования (ГЗГ), начало и объемы интенсивной генерации УВ, показано положение НГМ толщ в зонах генерации УВ в настоящее время.

В пределах месторождения разрез верхнепалеозой-мезозойских отложений вскрыт на глубину 3491 м скважиной № 8. Самые древние вскрытые отложения – верхнепермские. В соответствующем интервале выделено 5 отражающих горизонтов. Отражающий горизонт ТП представляет собой основной репер на площади. Его максимальный экстремум характеризует границу перми и триаса и соответствует подошве неджелинской свиты нижнего триаса. Минимальные амплитуды отражающего горизонта Т отвечают кровле терригенных глинистых отложений мономской свиты нижнего триаса, на которой по акустическому каротажу наблюдается небольшой перепад скоростей. Соответственно, и динамические признаки горизонта не выдержаны на временных разрезах. Отражающий горизонт ЮТ образуется на границе триасовых и юрских отложений и приурочен к подошве кызылсырской свиты нижней юры. Отражающий горизонт $Ю_2$ приурочен к подошве якутской свиты средней юры. Отражающий горизонт $Ю_1^3$ соответствует кровле отложений бергеинской свиты верхней юры.

В пределах куба была выполнена корреляция отражений, связанных с продуктивной частью разреза. Выделенные отражающие горизонты в кровле и подошве ограничивают сейсмогеологические комплексы, отображающие толщи пород, характеризующиеся однотипными условиями осадконакопления. Характер распределения толщин сейсмокомплексов по площади позволяет восстановить историю тектонического развития территории, условия

осадконакопления терригенных пород в определенные промежутки времени и дать прогноз зон, перспективных для формирования ловушек УВ при одновременном вхождении НГМ отложений в главные зоны нефте- и газообразования.

Полученные структурные карты по основным отражающим горизонтам качественно совпадают (рис. 2). Количественные различия контролируются только градиентами изменения поверхности падения отражающих горизонтов и толщинами сейсмогеологических комплексов (рис. 3).

Структурные планы по всем уровням отложений меняются незначительно, что свидетельствует об унаследованности тектонического развития территории на протяжении палеозой-мезозойского этапа.

В осадочном разрезе Вилюйской гемисинеклизы НГМ породами, вошедшими в ГЗГ, способными генерировать УВ, являются глинисто-углистые отложения перми [2, 3, 4]. На конец формирования неджелинского флюидоупора (251 млн лет) куонамская формация уже вышла из ГЗГ, и залежи УВ, генерированными ее аквагенным ОВ, не сохранились. Нижняя часть пермской НГМ толщи находилась в ГЗГ, генерируя сухой газ, и к концу среднего триаса покинула ГЗГ. К этому времени уже сформировалась мономская свита (247 млн лет), поэтому генерированный сухой газ мог аккумулироваться в резервуарах верхней перми и триаса. Средняя часть пермских НГМ отложений 266 млн лет назад вошла в ГЗН, и преимущественно террагенное ОВ глинисто-углистых отложений генерировало жирный газ. К 235 млн лет средняя пачка пермской НГМ толщи вышла из ГЗН и до настоящего времени находится в ГЗГ, генерируя сухой газ. Верхняя часть пермской НГМ толщи к концу среднего триаса вошла в ГЗН и находится в ней до настоящего времени.

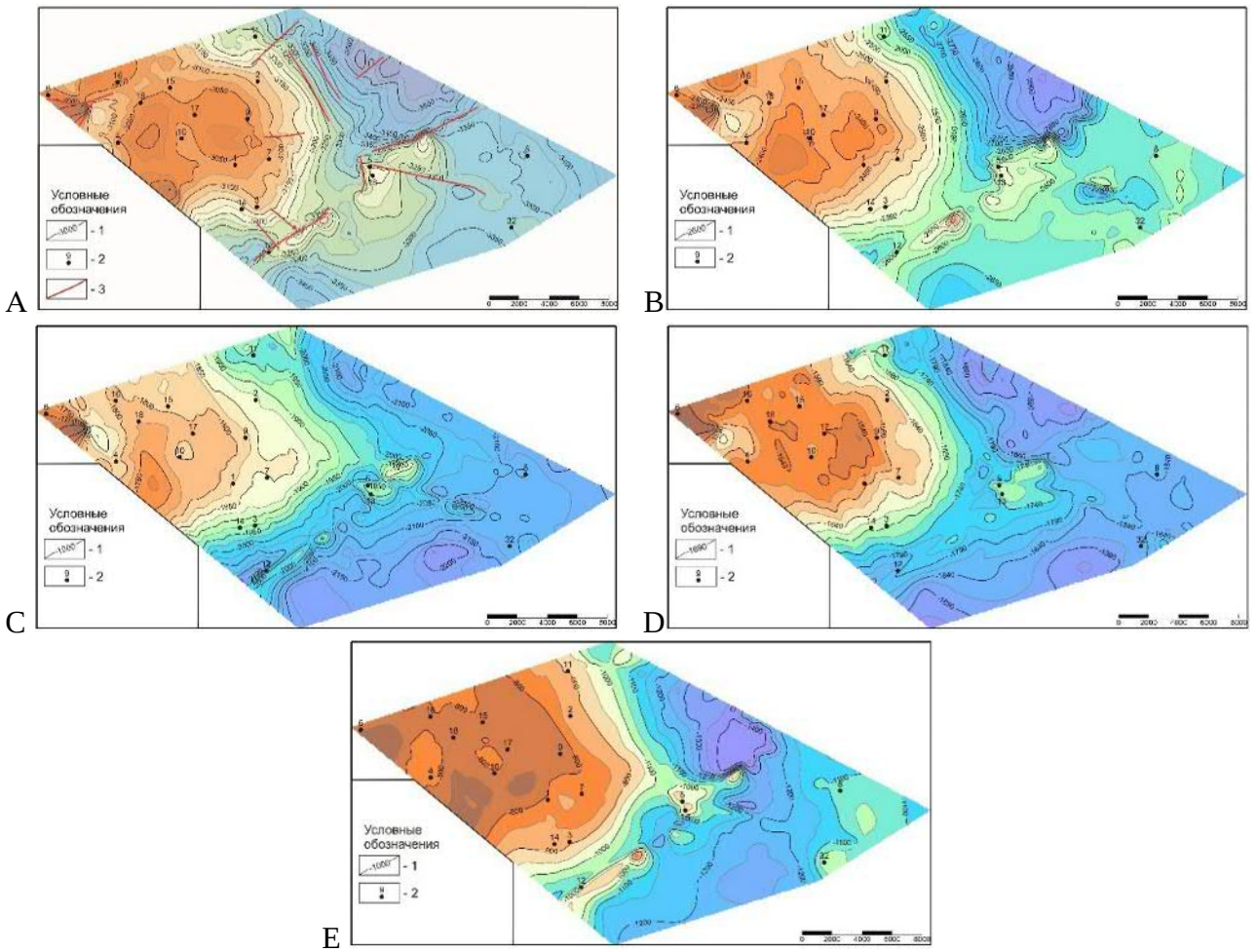
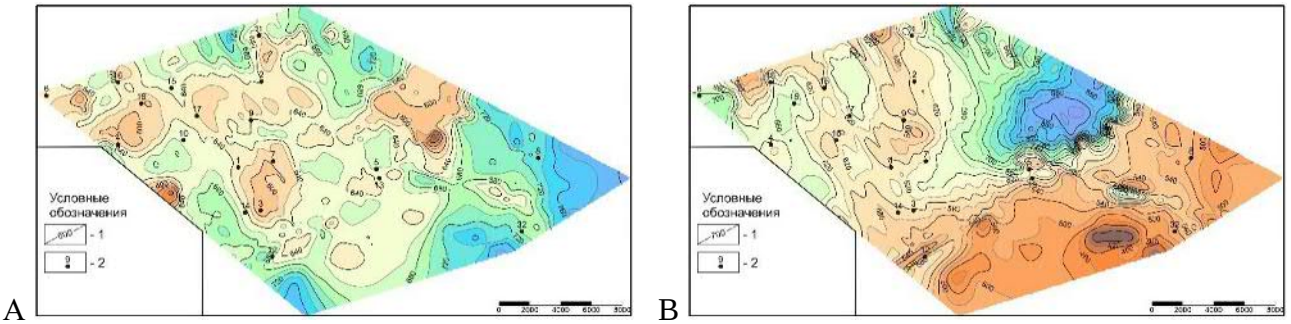


Рис. 2. Структурные карты по отражающим горизонтам ТП (А), Т (В), ЮТ (С), $Ю_2$ (D), $Ю_1^3$ (Е)

1 – изогипсы, 2 – скважины глубокого бурения и их номер, 3 – тектонические нарушения.

Fig. 2. Structure maps by reflection horizons: TP (A), T (B), YuT (C), Yu_2 (D), Yu_1^3 (E)

1 – isoheight lines, 2 – wells and their number, 3 – fractures.



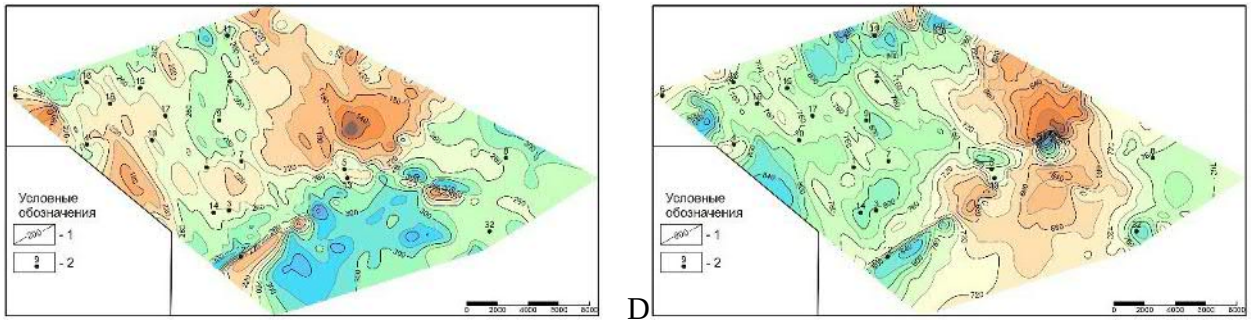


Рис. 3. Карты толщин сейсмокомплексов ТП – Т (A), Т – ЮТ (B), ЮТ – $Ю_2$ (C), $Ю_2$ – $Ю_1^3$ (D)
1 – изопахиты, 2 – скважины глубокого бурения и их номер.

Fig. 3. Isopach maps by geoseismic complexes: TP – T (A), T – YuT (B), YuT – Yu_2 (C), Yu_2 – Yu_1^3 (D)
1 – isopach lines, 2 – wells and their number.

Таким образом, к настоящему времени пермскими НГМ толщами было сгенерировано около 19 мрлд т УВ. На конец формирования основных флюидоупоров для залежей верхней перми и нижнего триаса НГМ отложения перми вошли в ГЗН. Следовательно, были созданы все условия для формирования и сохранности залежей Толонского месторождения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90039. Funding: The reported study was funded by RFBR, project number 19-35-90039.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Отв. ред. акад. Н.В. Черский. – М. Наука, 1986. – 167 с.
2. Фомин А.Н., Долженко К.В., Меленевский В.Н. Прогноз зон генерации жидких и газообразных углеводородов в центральной части Вилюйской синеклизы (на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская 27) // Интерэкспо Гео-Сибирь-2016. Междунар. науч. конф. «Недропользование. горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений»: сб. материалов в 6 т., Новосибирск, 18-22 апр. 2016 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – Т. 2, № 1. – С. 26-30.
3. Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – Новосибирск: СО РАН, 2010. – Т. 51, № 3. – С. 353-363.
4. Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х. Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилюйского бассейна // Наука и образование, 2017. – № 2. – С. 17-21.

REFERENCES

1. Istoriya neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya na vostoke Sibirskoy platformy / Otv. red. akad. N.V. Cherskiy. – M. Nauka, 1986. – 167 s.
2. Fomin A.N., Dolzhenko K.V., Melenevskij V.N. Prognoz zon generacii zhidkih i

gazoobraznyh uglevodorodov v central'noj chasti Vilyujskoj sineklizy (na primere sverhglubokoj skvazhiny Srednevilyujskaya 27) // Interekspo Geo-Sibir'-2016. Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 18-22 apr. 2016 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2016. – T. 2, N 1. – S. 26–30.

3. Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Borisova L.S., Melenevskij V.N. Kerogen kuonamskoj svity kembriya (severo-vostok Sibirskoj platformy) // Geologiya i geofizika. – Novosibirsk: SO RAN, 2010. – T. 51, N 3. – S. 353–363.

4. Zueva I.N., Chalaya O.N., Safronov A.F., Sivcev A.I., Glyaznecova Yu.S., Lifshic S.H. Neftegeneracionnyj potencial rasseyannogo organicheskogo veshchestva permskih otlozhenij Vilyujskogo bassejna // Nauka i obrazovanie, 2017. – N 2. – S. 17–21.

© А.Ю. Космачева, С.С. Семенов, М.О. Федорович, 2020

УДК 551.763(561)+551.77(561) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-014

ПАЛИНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГРАНИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕЛА И ПАЛЕОГЕНА ЮЖНОГО ЗАУРАЛЬЯ (СКВ. 9, Г. ТРОИЦК)

Ольга Борисовна Кузьмина
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. +79137619695, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Наталья Константиновна Лебедева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедры исторической геологии и палеонтологии ГГФ, тел. +79130077485, e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

Палинологическим методом изучены верхнемеловые и палеогеновые отложения, вскрытые скв. 9 (г. Троицк, Челябинская обл.) в южной части Зауралья (Западная Сибирь). Скважиной вскрыты верхнемеловые фадюшинская, ганькинская свиты и палеогеновые - талицкая, серовская, ирбитская, чеганская и куртамышская свиты. Выявлено девять палинокомплексов с диноцистами и столько же – со спорами и пыльцой. Обоснован кампанский, маастрихтский, позднепалеоценовый, ранне-среднеэоценовый и раннеолигоценовый возраст отложений.

Ключевые слова: биостратиграфия, палинология, верхний мел, палеоген, Зауралье, Западная Сибирь.

PALYNOLOGICAL CHARACTERISTIC OF THE BORDER CRETACEOUS AND PALEOGENE DEPOSITS IN THE SOURTH OF TRANS-URAL REGION (BH 9, TROIZK)

Olga B. Kuzmina
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Ph. D., Research Associate, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, tel.: +79137619695, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Natalia K. Lebedeva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, D. Sc., Leading Researcher, Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str., 1, Associate Professor, tel.: +79130077485, e-mail: LebedevaNK@ipgg.sbras.ru

The Upper Cretaceous and Paleogene sediments exposed in Borehole 9 (Troizk, Chelyabinsk Area) in the south of the Trans-Ural Region (Western Siberia) are studied by palynological methods. The BH9 has uncovered the Fadyushinskaya and Gan'kino formations of Upper Cretacious age and the Talitsa, Serov, Irbit, Chegan and Kurtamysh formations of Paleogene age. Nine dinocysts assemblages and nine spores and pollen assemblages were revealed. The Campanian, Maastrichtian, Late Paleocene, Low-Middle Eocene and Early Oligocene age of the sediments were substantiated.

Keywords: biostratigraphy, palynology, Upper Cretaceous, Paleogene, Trans-Ural Region, Western Siberia.

Мел-палеогеновые отложения широко распространены на территории Западной Сибири. Для уточнения геологического строения территории листа N-41-XIV ОАО «Челябинскгеосъемка» в южной части Зауралья была пробурена скв. 9 (рис. 1).



Рис. 1. Схема расположения скважины 9 (Троицк, Челябинская обл.). Условные обозначения: 1 – граница Западно-Сибирской равнины; 2 – горное обрамление Западной Сибири; 3 – государственная граница России, 4 – местоположение скважины

Fig. 1. Location of the Borehole 9 (Troizk, Chelyabinsk Area). 1 – Border of the West Siberian Plain, 2 – mountain border of the Western Siberia, 3 – state boundary of Russia, 4 – location of the borehole

Скважиной вскрыты меловые и палеогеновые отложения общей мощностью 118 м (рис. 2).

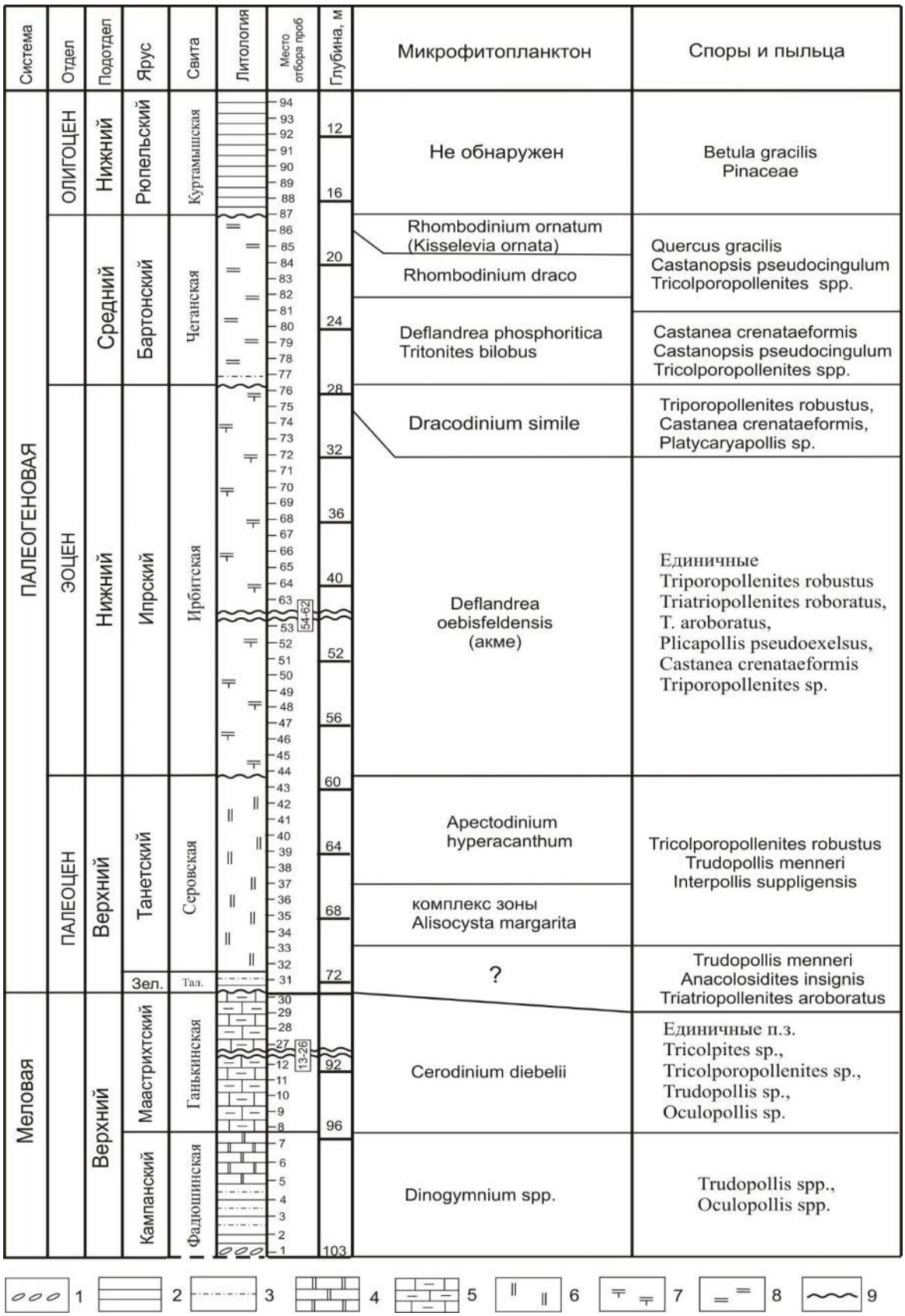


Рис. 2. Разрез скв. 9 (г. Троицк, Челябинская обл.) и его расчленение по палинологическим данным. Условные обозначения: 1 – галька, 2 – глины, 3 – алевриты, 4 – песчаники, 5 – мергели, 6 – опоки, 7 – диатомиты, 8 – глины темно-зеленые листоватые, 9 – перерыв в осадконакоплении, Зел. – зеландий, Тал. – талицкая свита

Fig. 2. The section of the borehole 9 (Troizk, Cheljabinsk Area) and its palynological breakdown. 1 – pebbles, 2 – clay, 3 – silt, 4 – sandstone, 5 – marl, 6 – opoka, 7 – moler, 8 – dark green tiled clay, 9 – breakedown in sedimentation, Zel. – Zelandian, Tal. – Talitsa Formation

Снизу-вверх в скв.9 вскрыты: кора выветривания (интервал 103-118 м), верхнемеловые фадюшинская, ганькинская свиты и палеогеновые отложения - талицкая (глины, инт. 71,3-72,6 м), серовская (опоки, инт. 59-71,3 м), ирбитская (диатомиты, инт. 27,4-59 м), чеганская (глины, инт. 17-27,4 м), куртамышская (глины, инт. 0-17 м) свиты.

Для определения относительного возраста на палинологический анализ было исследовано 94 образца: 31 - из верхнемеловых, 63 – из палеогеновых отложений. Практически все образцы содержали разнообразные спектры микрофитофоссилий удовлетворительной и хорошей сохранности. На основании изменений в составе комплексов диноцист, спор и пыльцы наземных растений установлено девять биостратонов с диноцистами и столько же - со спорами и пыльцой (рис. 2). Ниже приводится их описание.

Верхний мел.

Фадюшинская свита (инт. 94-103 м, образцы 1-7) – в нижней части глины темно-зеленые, в верхней – песчаники. Отложения охарактеризованы комплексом диноцист (КД) с Dinogymnium spp. Для него характерно большое количество и разнообразие представителей рода Dinogymnium. Определены также: Rhiptocorys veligera, Chatangiella ditissima, Ch. bondarenkoi, Ch. vnigrii, Microdinium kustanaicum, Isabelidinium rectangulatum, I. cooksoniae. Комплекс сходен с кампанскими комплексами Полярного Предуралья, Усть-Енисейского района, Омского прогиба, Среднего Поволжья [2].

Свита содержит также комплекс спор и пыльцы (СПК) Trudopollis spp.-Oculopollis spp. (инт. 96,8-102,8 м, обр. 1-7). В составе спор доминируют Gleicheniidites spp., Leiotriletes spp. Субдоминантами являются Stereisporites spp., Matonisporites sp. Пыльца голосеменных представлена многочисленной двухмешковой пыльцой хвойных плохой сохранности, а также

Ginkgocycadophytus sp., Pinuspollenites spp., Phyllocladidites sp., Cedripites sp., Taxodiaceaepollenites sp., Ephedripites costatus, Eucommiidites sp. В составе пыльцы покрытосеменных доминируют: Tricolpites spp., Tricolporopollenites spp., Trudopollis sp., характерны: Vacuopollis sp., Pseudovacuopollis sp., Oculopollis sp., Triorites harrisii Couper, Kuprianipollis sp., Mancicorpus sp. и др. СПК соответствует кампанскому палинокомплексу (СПК X /3/) [3].

Ганькинская свита (инт. 72,6-95,8 м, обр. 8-30) – мергели серые, темно-серые. Отложения содержат КД с Cerodinium diebelii. В его составе появляются виды Cerodinium diebelii, Palaeocystodinium golzowense, Isabelidinium microarmum, I. belfastense, Laciniadinium rhombiforme, Hystrichosphaeridium tubiferum, Alterbidinium varium, Triblastula utinensis и др. Становятся многочисленными: Cladopyxidium spp., Fromea chytra, Microdinium kustanaicum, что позволяет предположить маастрихтский возраст данного интервала.

Слои с редкими пыльцевыми зернами Tricolpites spp., Tricolporopollenites spp., Trudopollis, Oculopollis. Количество и разнообразие спор и пыльцы наземных растений значительно снижается. Среди спор постоянно встречаются Stereisporites spp., Gleicheniidites spp., Leiotriletes spp., Matonisporites sp., единично присутствуют Laevigatosporites ovatus, Lycopodiumsporites sp., Cyathidites sp. Пыльца голосеменных представлена редкими Coniferales, Ginkgocycadophytus sp., Cedripites sp., Pinuspollenites spp., Ephedripites costatus. Среди покрытосеменных определены немногочисленные Tricolpites sp., Tricolporopollenites spp., Trudopollis sp., Oculopollis sp., Proteacidites sp., Aquilapollenites sp., Nyssapollenites sp. Комплекс в целом соответствует маастрихтскому палинокомплексу СПК XI /3/ [3].

Палеоген.

Талицкая свита (инт. 71,3 -72,6 м, обр. 31) представлена глинами темными зеленовато-серыми до черных. Микрофитопланктон не обнаружен. Выявлен СПК, включающий таксоны: Trudopollis menneri, T. nonperfectus, Nudopollis thiergartii, Extratriporopollenites menneri, Anacolosidites insignis, Subtriporopollenites sp., Interporopollenites sp., Pompeckjodaepollenites

subhercynicus. Комплекс с таким составом сопоставляется с комплексом региональной палинозоны Trudopollis menneri, Triatriopollenites aroboratus, Anacolosidites insignis (СПЗ-2), выделенной в Западной Сибири на уровне зеландского яруса (нижний палеоцен) [4].

Серовская свита (инт. 59,1-71,3 м, обр. 32-43) – опоки глинистые и кремнистые. Опоки в инт. 66,8-68,8 м (обр. 32-37) содержат КД с Alisocysta sp., Areoligera sp., Areoligera coronata, A. senonensis, Cerodinium speciosum, C. markovae, Deflandrea oebisfeldensis, D. dissoluta, D. denticulata. Присутствие в комплексе таких видов, как Deflandrea denticulata и D. oebisfeldensis дает основание относить вмещающие отложения к танетскому ярусу верхнего палеоцена (зона Alisocysta margarita) [5]. На гл. 65,5 м в комплексе диноцист появляется вид Apectodinium homomorphum, который является видом-маркером зоны Apectodinium hyperacanthum. Зона присутствует в стратиграфических схемах многих регионов Европы, а также на Южном Урале и в Западной Сибири [4]. Отложения инт. 59,1-65,5 м соответствуют верхней части танетского яруса.

В серовской свите выявлен СПК с Tricolporopollenites robustus, Trudopollis menneri, Interpollis supplingensis (рис. 2). Комплекс сопоставим с комплексом региональной палинозоны СПЗ-3 [4], возраст отложений по данным спор и пыльцы – поздний палеоцен (танет).

Ирбитская свита (инт. 27,4-59,1 м, обр. 44-76) представлена диатомитами серыми с прослоями глауконит-кварцевых песчаников. В инт. 28,8-59,1 м таксономический состав микрофитопланктона по сравнению с предыдущим комплексом, не обновляется, меняется только процентное соотношение таксонов – доминирует вид Deflandrea oebisfeldensis (более 50 %), также довольно часто встречаются виды рода Apectodinium и сем. Areoligeraceae. Комплекс сопоставляется с комплексом зоны Deflandrea oebisfeldensis [4], возраст отложений – ранний ипр. Концентрация спор и пыльцы в пробах инт. 28,8-59,1 м крайне низкая, только на гл. 52.8 м выделен довольно разнообразный спектр, в котором присутствуют таксоны, характерные для региональной палинозоны

СПЗ-4 Triporopollenites robustus, Plicapollis pseudoexelsus, которая находится на уровне нижней части ипрского яруса [4].

В верхней части ирбитской свиты (инт. 27,8-28,8 м) в комплексе диноцист происходят изменения: значительно снижается содержание Deflandrea oebisfeldensis, появляется вид-индекс зоны Dracodinium simile шкалы палеогена Западной Сибири [1, 5], возраст отложений – ранний ипр (53.4-52.9 млн. лет). Спор и пыльцы в инт. 28,8-59,1 м по-прежнему мало, можно отметить, что чаще других встречается пыльца Triporopollenites robustus, Pinus spp., единично – Castanea crenataeformis, Platycaryapollis sp., Triatriopollenites roboratus, T. aroboratus.

Чеганская свита (инт. 17-27,5 м, обр. 77-86) представлена глинами темно-зелеными листоватыми с прослоями алевритов. Из нижней части свиты выделен довольно бедный КД, в котором присутствуют виды широкого стратиграфического распространения - Deflandrea phosphoritica (доминирует в комплексе), Phthanoperidinium eocenicum., Impagidinium sp., Elytrocysta sp., Hystrichokolpoma sp., Areoligera sp., Spinidinium sp., Cordosphaeridium sp., Achomosphaera sp. Вверх по разрезу наблюдается снижение таксономического разнообразия микрофитопланктона, зачастую присутствуют только Deflandrea phosphoritica и Tritonites bilobus, последний начинает доминировать в спектрах с гл. 23,8 м.

Напротив, полноценные спорово-пыльцевые спектры выделены из глин чеганской свиты. СПК с Castanea crenataeformis, Castanopsis pseudocingulum, Tricolporopollenites spp. характеризует нижнюю часть свиты (инт. 22,8-26,8 м). Близкий по составу комплекс с Castanea crenataeformis-Castanopsis pseudocingulum был выделен ранее О.Н. Васильевой [1] из нижней части чеганской свиты в Зауралье. Из этих же отложений ею выделен вид Lentinia serrata, появляющийся в низах динозоны Rhombodinium porosum (бартон). На этом основании отложения инт. 22,8-26,8 следует датировать средним эоценом (конец лютета–бартон). В средней части чеганской свиты на гл. 21,8 м появляется вид-индекс зоны Rhombodinium draco шкалы палеогена Западной

Сибири [5], отложения инт. 17,8 -21,8 м формировались в конце лютета-начале бартона. В верхней части чеганской свиты на гл. 17,8 м в комплексе диноцист появляется вид-индекс зоны Rhombodinium ornatum [5], возраст отложений – поздний бартон.

Глины чеганской свиты в инт. 17-22,8 м (обр. 81-87) охарактеризованы также СПК с Quercus gracilis, Castanopsis pseudocingulum, Tricolporopollenites spp. Комплекс имеет сходство с комплексом Quercus gracilis-Rhoipites pseudocingulum, выделенным О.Н. Васильевой [1] из чеганской свиты в Южном Зауралье. Основу этого комплекса составляет пыльца трехбороздно-порового строения, наряду с этим в нем увеличивается доля пыльцы кверкоидного типа (Quercus gracilis, Q. graciliformis и др.) Из тех же отложений О.Н. Васильевой [1] выявлен Rhombodinium ornatum (Kisselevia ornata) – вид-индекс одноименной зоны (бартон). Отложения инт. 17-22,8 м формировались во второй половине среднего эоцена (бартон).

Из куртамышской свиты (инт. 9,8-15,8 м, глины коричневые, серые, охристо-желтые, обр. 88-94) выделен СПК с Pinaceae, Betula gracilis. Доминирующая роль принадлежит пыльце голосеменных (до 77,7 %), среди которых разнообразно представлены сосновые (различные Pinus). Среди покрытосеменных преобладает пыльца Betula gracilis, широколиственные представлены пыльцой родов Corylus, Carpinus Juglans, Pterocarya, Fagus, Quercus. Споры принадлежат сем. Polypodiaceae, Osmunda sp., Sphagnum sp., Lycopodium sp., Cyathea sp. Комплекс коррелируется с комплексом региональной зоны СПЗ-13 Betula gracilis, Juglans sieboldianiformis [4], возраст – ранний олигоцен (рюпель).

Таким образом, по данным палинологии в разрезе скв. 9 установлены значительные перерывы в осадконакоплении – отсутствуют отложения, соответствующие верхней части маастрихта, данию, части зеландия, верхней части ипра, лютету (за исключением самой верхней части) и приабону.

Исследования проводились при поддержке гранта РФФИ № 20-05-00076.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васильева О.Н. Диноцисты и биостратиграфия палеогена Зауралья, Тургайского прогиба и Прикаспийской впадины. Автореферат д–ра геол.–мин. наук. Новосибирск. ИНГГ СО РАН. – 2018. – 38 с.

2. Первушов Е.М., Сельцер В.Б., Беньямовский В.Н., Александрова Г.Н., Калякин Е.А., Вишневская В.С., Копаевич Л.Ф., Ахлестина Е.Ф., Овечкина М.Н. Биостратиграфическое расчленение разреза Кокурино (Саратовская область) и аспекты стратиграфии кампана Среднего Поволжья // Бюл. Моск. о–ва испытателей природы. Отд. Геол. – 2015. – Т. 90. – Вып. 2. – С. 51–84.

3. Решение 5–го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно–Сибирской равнины. –Тюмень: ЗапСибНИГНИ.– 1991. –54 с.

4. Унифицированные региональные стратиграфические схемы палеогеновых и неогеновых отложений Западно–Сибирской равнины. Объяснительная записка и схема. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2001. – 84 с.

5. Яковлева А.И., Александрова Г.Н. К вопросу об уточнении зонального деления по диноцистам палеоцен–эоценовых отложений Западной Сибири // Бюлл. Моск. о–ва испытателей природы. Отдел. геол. – 2013. – Т. 88. – № 1. – С. 59–81.

REFERENCES

1. Vasil’jeva O.N. Dinocysts and biostratigraphy of Paleogene of the Trans Ural Area, Turgai Trough and Caspian Depression. PhD Thesis. Novosibirsk. IPGG SB RAS. – 2018. – 38 pp.

2. Pervushov, E.M., Sel’tser, V.B., Beniamovsky, V.N., et al., Biostratigraphic subdivision of Kokurino section (Saratov Region) and aspects of the Campanian stratigraphy in the Middle Volga Region, Byull. Mosk. O–va Ispyt. Prir. Otd. Geol. – 2015. – Vol. 90. – no. 2. – P. 51–84.

3. Reshenie 5–go Mezhvedomstvennogo regional’nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoiskim otlozheniyam Zapadno–Sibirskoi ravniny (Resolution of the 5th Interdepartmental Regional Stratigr. Conf. on the Mesozoic Deposits of the West Siberian Plane), Tyumen: Zap.–Sib. Nauchno–Issled. Geol. Neft. Inst. – 1991. – 54 pp.

4. Unificirovannyje regional’nyje stratigraficheskije shemy paleogenovyh i neogenovyh otlozhenij Zapadno–Sibirskoj ravniny. Ob’jasnitel’naja zapiska i shema. – Novosibirsk. SNIIGGiMS. – 2001. – 84 s.

5. Iakovleva, A.I. and Aleksandrova, G.N., The problem of dinocyst zonation of the Paleocene–Eocene deposits of Western Siberia, Byull. Mosk. O–va Ispyt. Prir. Otd. Geol. – 2013. – Vol. 88. – No. 1. – P. 59–81.

© О.Б. Кузьмина, Н.К. Лебедева, 2020

УДК 563.719: 551.773.3(571.151) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-015

УНИКАЛЬНАЯ ОБЪЕМНАЯ СОХРАННОСТЬ БЕНТОСНЫХ ДЕНДРОИДНЫХ ГРАПТОЛИТОВ СИЛУРА ГОРНОГО АЛТАЯ

Елена Викторовна Лыкова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. 333-24-31, e-mail: lykovaev@ipgg.sbras.ru.

Николай Валерианович Сенников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. 333-24-31, e-mail: sennikovnv@ipgg.sbras.ru.

Изучены бентосные дендроидные граптолиты, колонии которых представлены в виде объемных конусовидных кубков. Кубки слабо деформированы и захоронены в прижизненном положении - направление роста колоний от низов слоя к его кровле. Форма колоний родового таксона Dictyonema Hall и рода Callograptus Hall в алтайском лагерштетто-подобном захоронении свидетельствует о способности бентосных граптолитов под воздействием одних и тех же внешних условий среды создавать сложные формы рабдосом, отличающиеся у различных родовых таксонов.

Ключевые слова: бентосные дендроидные граптолиты, силур, Горный Алтай.

UNIQUE THREE-DIMENSIONAL PRESERVATION OF BENTHIC DENDROID GRAPTOLITES FROM SILURIAN OF THE GORNY ALTAI

Elena V. Lykova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Russia, Koptyug Ave. 3, Ph.D., Science Researcher, Laboratory of Paleozoic Stratigraphy and Paleontology, tel. 333-24-31, e-mail: lykovaev@ipgg.sbras.ru.

Nikolay V. Sennikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, Novosibirsk, 630090, Russia, Head of Department, phone: 333-24-31, e-mail: Sennikovnv@ipgg.sbras.ru.

Benthic dendroid graptolites, whose colonies are represented as three-dimensional cone-shaped cups, have been studied. The cups are insignificantly deformed and buried in the lifetime position - the direction of growth of colonies from the bottom to the top of the layer. The shape of colonies of the generic taxon Dictyonema Hall and the genus Callograptus Hall in the Altai lagerstatta-like burial indicates the ability of benthic graptolites, under the influence of the same external environmental conditions, to create complex forms of rhabdosomes that differ in different generic taxa.

Keywords: benthonic dendroid graptolites, Silurian, Gorny Altai.

Граптолиты являются ортостратиграфической группой фауны. При этом все зональные таксоны граптолитов относятся к пелагическим формам. Бентосные прикрепленные формы граптолитов, именуемые дендроидными, как правило, рассматриваются, если они встречаются совместно, в качестве дополнительных элементов стратиграфического комплекса их планктонных форм. В то же время в ряде регионов, например, палеозой Чехии [1], имеются местонахождения, где пелагические формы граптолитов практически отсутствуют, а бентосные формы представлены многочисленными родовыми и видовыми таксонами [2].

Дендроидные граптолиты в прижизненном положении образуют кубки, подобно кубкам кораллов, ругоз и губок. После своей гибели, как правило, кубки, подвергаясь воздействию движений воды, разламывались на отдельные части, в результате чего, в местонахождениях они, как правило, встречаются в виде разрозненных обрывков нескольких ветвей.

На территории западной части Республики Алтай, в разрезе «Техтень» [3], который является стратотипическим для верхнеордовикской техтеньской свиты, дендроидные граптолиты были найдены в вышележащей нижнесилурийской свите Вторых Утесов (рис. 1). Разрез расположен на правом борту ручья Техтень, правый приток реки Муты, близ деревни Усть-Мута и представлен чередующимися песчано-алевритовыми породами с редкими слоями известняков, содержащих представительные комплексы лландоверийских кораллов и брахиопод. Собранная коллекция граптолитов состоит из ориентированных поперек слоистости прикреплённых колоний дендроидных бентосных таксонов в автохтонном захоронении. Сохранилось пять кубков граптолитов полной объемной формы и девятнадцать частично деформированных кубков. Исходя из этого, можно судить о спокойной обстановке осадконакопления, при отсутствии каких-либо подводных течений.



Рис. 1. Местонахождение разреза «Техтень» на Горном Алтае
Fig. 1. Sketch map of location «Tekhten'» Section on the Gorny Altai

Среди найденных таксонов граптолитов определены представители двух родов Dictyonema Hall и Callograptus Hall, относящихся к семейству Dendrograptidae Roemer (рис. 1, 2). Представители этих родов имеют вид кустообразных и древовидно-ветвистых, конусовидных кубков, воронковидной формы, суженных в проксимали и расширяющихся по мере роста. Отличительной чертой для вышеупомянутых двух родов является наличие (у первого таксона) или отсутствие (крайняя редкость у второго таксона) диссепиментов (перемычек) и частота дихотомии (разветвление).

Это алтайское местонахождение дендроидных граптолитов в разрезе «Техтень» можно условно относить к уникальным лагерштетто-подобным местонахождениям – «лагерштетт-консервант».

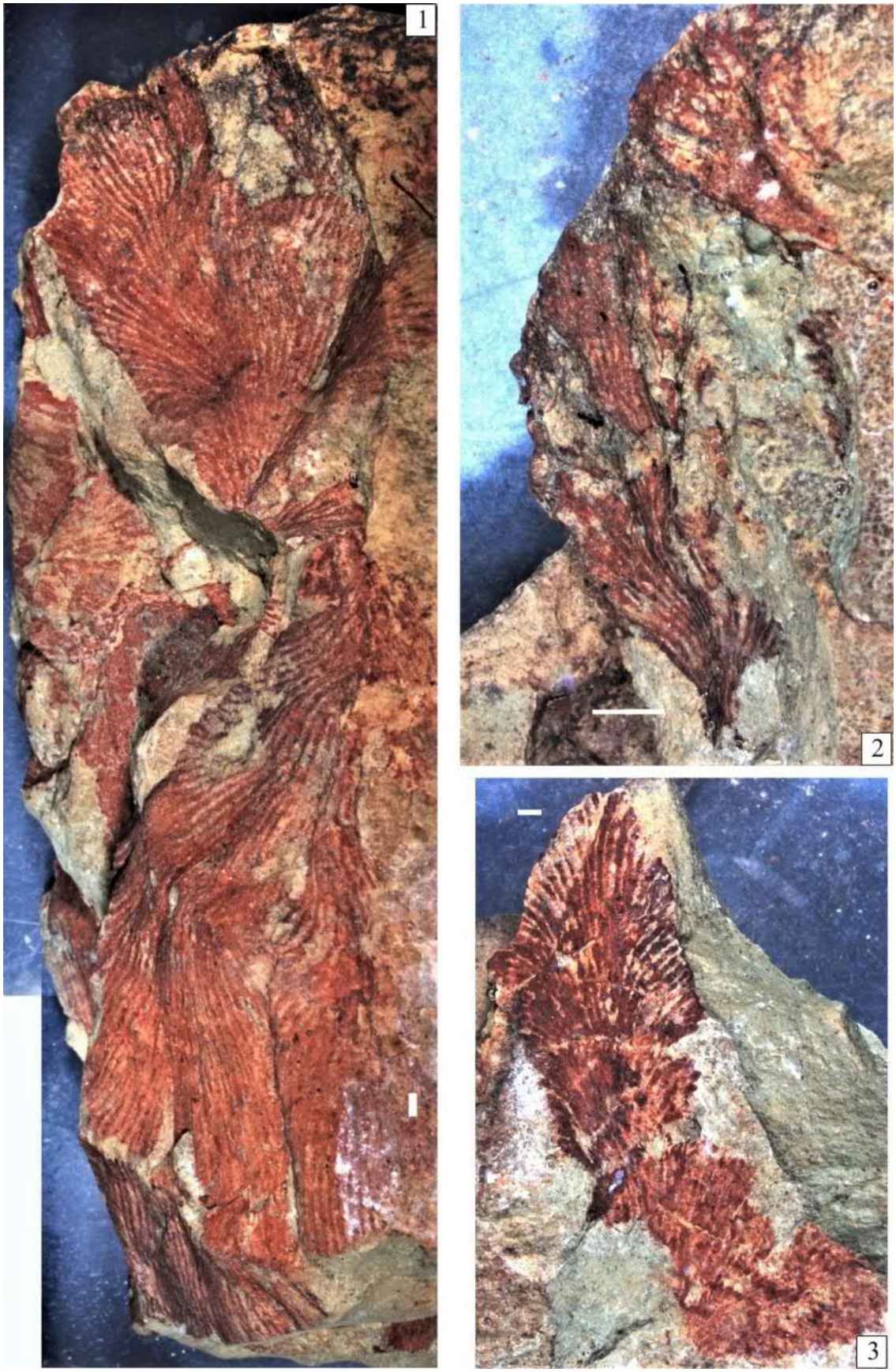


Рис. 2. Колонии дендроидных граптолитов кубковидной формы, свиты Вторых Утесов нижнего силура. 1-3 Dictyonema Hall. Масштабная линейка 1 мм

Fig. 2. Colonies of dendroid cup-shape graptolites, Vtorye Utyosy Formation, Lower Silurian. 1-3 Dictyonema Hall. Scale 1 mm

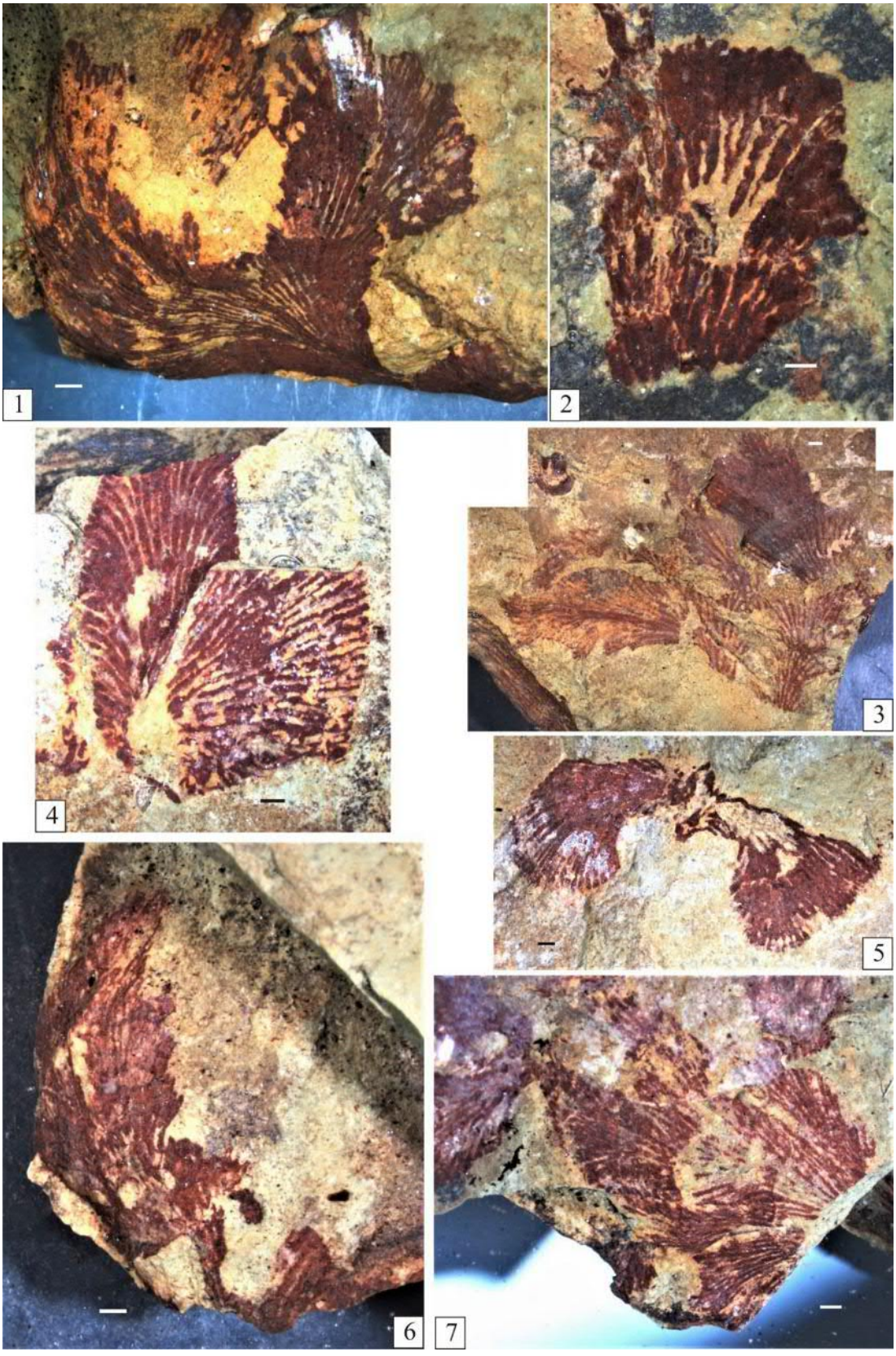


Рис. 3. Колонии дендроидных граптолитов кубковидной формы, свиты Вторых Утесов нижнего силура. 1, 2. Callograptus Hall. Фиг. 3-7. Dictyonema Hall. Масштабная линейка 1 мм

Fig. 3. Colonies of dendroid cup-shape graptolites, Vtorye Utyosy Formation, Lower Silurian. 1, 2. Callograptus Hall. Фиг. 3-7. Dictyonema Hall. Scale 1 mm

Авторы координируют свои исследования с проектами 652 и 653 Международной программы геологической корреляции (IPGC).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Боучек Б. Дендроидные граптолиты силура Богемии. – Прага, 1957. – 294 с.
2. Эрдтман Б.-Д. Среднеордовикские дендроидные межрифовые сообщества Северо-Американской платформы. Граптолиты и стратиграфия - Таллин. - 1976. – С. 245-253.
3. Сенников Н.В., Обут О.Т., Лыкова Е.В., Тимохин А.В., Гонта Т.В., Хабибулина Р.А., Щербаненко Т.А., Киприянова Т.П. Ордовикские осадочные бассейны и палеобиоты Горного Алтая. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2019. – 184 с.

BIBLIOGRAPHY

1. Bouchek B. The dendroid graptolites of the Silurian of Bohemia. - Praha, 1957. - 294 p.
2. Erdtmann B.-D. Middle Silurian Dendroid communities in the inter-reefs of the North American Platform. Граптолиты и стратиграфия - Таллин. - 1976. - P. 245-253.
3. Sennikov N.V., Obut O.T., Lykova E.V., Tomokhin A.V., Gonta T.V., Khabibulina R.A., Shcherbanenko T.A., Kipriyanova T.P. Ordovician sedimentary basins and paleobiotas of the Gorny Altai. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2019. – 184 p.

© Е.В. Лыкова, Н.В. Сенников, 2020

УДК 543.3:550.4(282.256.615) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-016

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ ВОД БАССЕЙНА РЕКИ ВИТИМ

Анастасия Алексеевна Максимова
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел. +7(983) 320-08-77, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Дмитрий Анатольевич Новиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, тел. +7(913) 469-45-69, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Денис Викторович Напреев
ООО Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «Луч», 630010, Россия, г. Новосибирск, ул. Геологическая, д. 49, директор производственной геофизической экспедиции, тел. +7(913) 909-58-31, e-mail: ndv@mail.ru

Приводятся первые результаты комплексных гидрогеохимических исследований природных вод бассейна реки Витим (Патомское нагорье). По химическому составу преобладают SO_4-HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Mg-Ca воды с величиной общей минерализации от 10 до 298 мг/дм^3. Они характеризуются pH от нейтральных до слабощелочных (6,6 – 8,0) и окислительными условиями геохимической обстановки с Eh от +155,5 до +215,9 мВ и содержаниями $O_{2\ раств.}$ от 4,9 до 8,4 мг/дм^3. Профиль выявил сложно построенное гидрогеохимическое поле, на которое основное влияние оказывают природные факторы.

Ключевые слова: природные воды, гидрохимия, геохимический тип, интенсивность водной миграции элементов, бассейн р. Витим, Патомское нагорье, Сибирская платформа

GEOCHEMICAL FEATURES OF NATURE WATERS IN THE BASIN OF THE VITIM RIVER

Anastasia A. Maksimova
Novosibirsk State University, Geological and Geophysical Department, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, phone: +7(983) 320-08-77, e-mail: rock.nastaya64@gmail.com

Dmitry A. Novikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptyug Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia; Novosibirsk National Research State University, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor of General and Regional Geology and Geology of Petroleum Fields Departments, phone: +7(913) 469-45-69, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Denis V. Napreev
Scientific production enterprise of geophysical equipment “Looch”, 49, Geologicheskaya St., Novosibirsk, 630010, Russia, Chief of the worksite geophysical expedition, phone: +7(913) 909-58-31, e-mail: ndv@mail.ru

The first results of integrated hydrogeochemical studies of natural waters in the basin of the Vitim (Patom upland) are presented. With respect to chemical composition, SO4-HCO3 Mg-Ca and HCO3 Mg-Ca waters with total mineralization from 10 to 298 mg/dm3 dominate. The waters are characterized by pH from neutral to weakly alkaline (6.6-8) and the oxidation conditions of geochemical setting with Eh from +155.5 to +215.9 mV and O2 sol content from 4.9 to 8.4 mg/dm3. The profile revealed a complicated hydrogeochemical field which is affected mainly by natural factors.

Keywords: natural waters, hydrochemistry, geochemical type, intensity of water migration of elements, river basin Vitim, Patom Highlands, Siberian Platform

Бассейн реки Витим расположен в пределах Сибирской платформы. Исследуемая территория ограничена нижним течением реки от рабочего поселка Мама до поселка городского типа Витим (рис. 1). Район исследований занимает большую площадь (около 7511 км^2) и согласно принятому тектоническому районированию [1] располагается в пределах тектонических структур Байкальской складчатой области (основная часть) и Сибирской платформы. Регион характеризуется проявлением широкого спектра рудных полезных ископаемых. Здесь выявлены многочисленные месторождения золота, железа, титана и свинца [2], а также различные рудопроявления иттрия, иттербия, цинка и вольфрама. В окрестностях расположены два крупных месторождения полезных ископаемых (МПИ) Холоднинцкое свинцово-цинковое гидротермально-осадочное и прожилково-вкрапленное золото-кварцево-сульфидное Сухой Лог [3], а также множество мелких месторождений и проявлений. В этой связи в гидрохимических исследованиях поверхностных вод возникает два вопроса. Первый связан с адаптацией гидрогеохимического метода поисков рудных месторождений, второй - с оценкой антропогенного влияния на окружающую среду при разработке МПИ и эксплуатации горно-обогатительных предприятий. Последние работы по первому направлению связаны с именами Б.А. Колотова, Н.В. Гусева, Л.К. Мирошниковой, А.В. Паршина, А.Е. Будяка, [4-7], а по второму - с Л.В. Глебовой, А.К. Харлашкиной, М.Ю Ляпунова, М.В. Горюхина, Е.А. Вах [8-11].

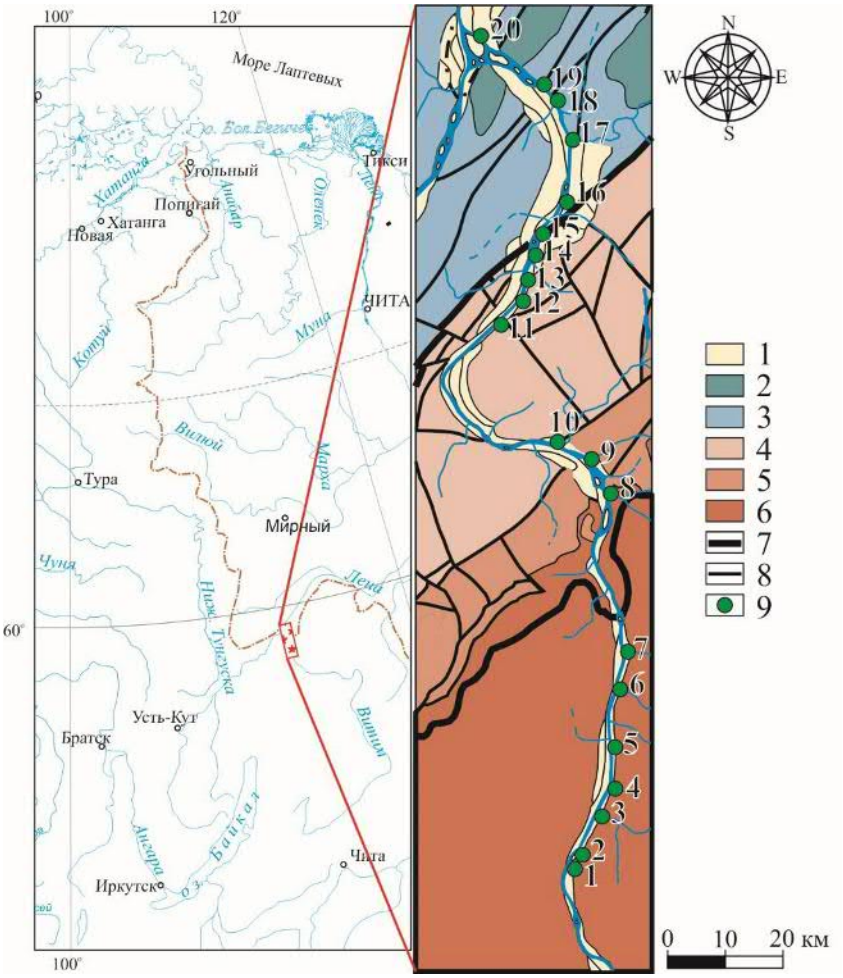


Рис. 1. Местоположение района исследований согласно государственной геологической карты Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Лист O 49 [14]

Отложения: 1 – четвертичные; 2 – ордовикские; 3 – кембрийские; 4 – вендские; 5 – рифейские; 6 – чуйско-нечерский гранитоидный комплекс; 7 – надвиги; 8 – разломы; 9 – точки отбора проб воды: 1 – р. Витим, 2 – ручей №4, 3 – р. Максимиха, 4 – ручей №2, 5 – ручей №1, 6 – р. Иваниха, 7 – р. Барщиха, 8 – р. Верхняя Язовая, 9 –р. Корюха, 10 – ручей №4, 11 – р. Теплая, 12 – р. Желтовская, 13 – ручей №5, 14 – р. Коробова, 15 – руч. Мысовой, 16 – р. Пыдриха, 17 – р. Быстрая, 18 –руч. Силинский, 19 – р. Дурная, 20 – устье р. Витим.

Fig. 1. The location of the research area according to the state geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1000000. Sheet O 49 [14]

Deposits: 1 – Quaternary; 2 – Ordovician; 3 – Cambrian; 4 – Vendian; 5 – Riphean; 6 – Chuy-Nechersky granitoid complex; 7 – thrusts; 8 – faults; 9 – water sampling points: 1 – r. Vitim, 2 – creek №4, 3 – r. Maksimikha, 4 – creek №2, 5 – creek №1, 6 – r. Ivanikha, 7 – r. Barshikha, 8 – r. Upper Yazovaya, 9 – r. Koryuha, 10 – creek №4, 11 – r. Teplaya, 12 – r. Zheltovskaya, 13 – creek №5, 14 – r. Korobova, 15 – creek Mysovoy, 16 – r. Pydrikha, 17 – r. Bystraya, 18 –creek Silinsky, 19 – r. Durnaya, 20 – outfall r. Vitim.

В настоящей работе представлены первые результаты комплексных геохимических исследований природных вод бассейна реки Витим. Отбор проб осуществлялся в период с 26.06 по 04.07.2019 года попутно с выполнением сейсморазведочных работ по реке Витим. Партия перемещалась по реке на судах

типа «Костромич», которые буксировали баржи с установленными на них бытовыми и рабочими сооружениями. Для отбора проб на моторной лодке выдвигались в район правых притоков р. Витим, в крупные водотоки заходили на лодке в устье и с центральной части реки отбиралась проба. В мелкие водотоки в центральную часть потока заходили в болотных сапогах, где отбиралась вода. Отбор 20 проб, предварительная пробоподготовка выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками. Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП) проводилось в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов ТПУ (аналитики О.В. Чеботарева, Н.В. Бублий, А.С. Погуца, В.В. Куровская, К.Б. Кривцова, Л.А. Ракул).

Для выявления степени концентрирования химических элементов в природных водах нами были рассчитаны коэффициенты концентрации (Kk_i) и водной миграции по А.И. Перельману (Kx_1). Первый рассчитывается как: $Kk_i=\frac{m_x}{n_x}$, где m_i - содержание элемента в воде, n_x – клак литосферы в % (по Н.А. Григорьеву [12]). Второй: $Kx_1=\frac{m_x \cdot 100}{a \cdot n_x}$, где m_x – содержание элемента в воде (мг/дм^3), а – минерализация (мг/дм^3) и n_x – клак литосферы в % [13].

Изученные природные воды бассейна р. Витим ультрапресные и умеренно пресные, преимущественно SO_4-HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Mg-Ca состава с величиной общей минерализации от 10 до 298 мг/дм^3 (табл. 1, рис. 2а). Геохимические параметры (pH, Eh и O_2) контролируются в первую очередь условиями залегания природных вод и характером их водообмена. Воды характеризуются pH от нейтральных до слабощелочных (6,6 – 8,0) и окислительными условиями геохимической обстановки с Eh от +155,5 до +215,9 мВ и содержаниями $O_{2\ раств.}$ от 4,9 до 8,4 мг/дм^3. На гидрогеохимическом профиле (водопункты 1-20) в направлении от рабочего поселка Мама до поселка городского типа Витим происходит увеличение общей минерализации вод и закономерный рост концентраций основных солеобразующих компонентов (табл. 1, рис. 2б-в). Для

примера можно привести воды реки Алдан (правый приток р. Лены), находящейся к востоку от изучаемого объекта, характеризуется SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca пресными водами с величиной общей минерализации 86 мг/дм^3, нейтральными и слабощелочными pH и содержанием кремния 3,5 мг/дм^3 [15].

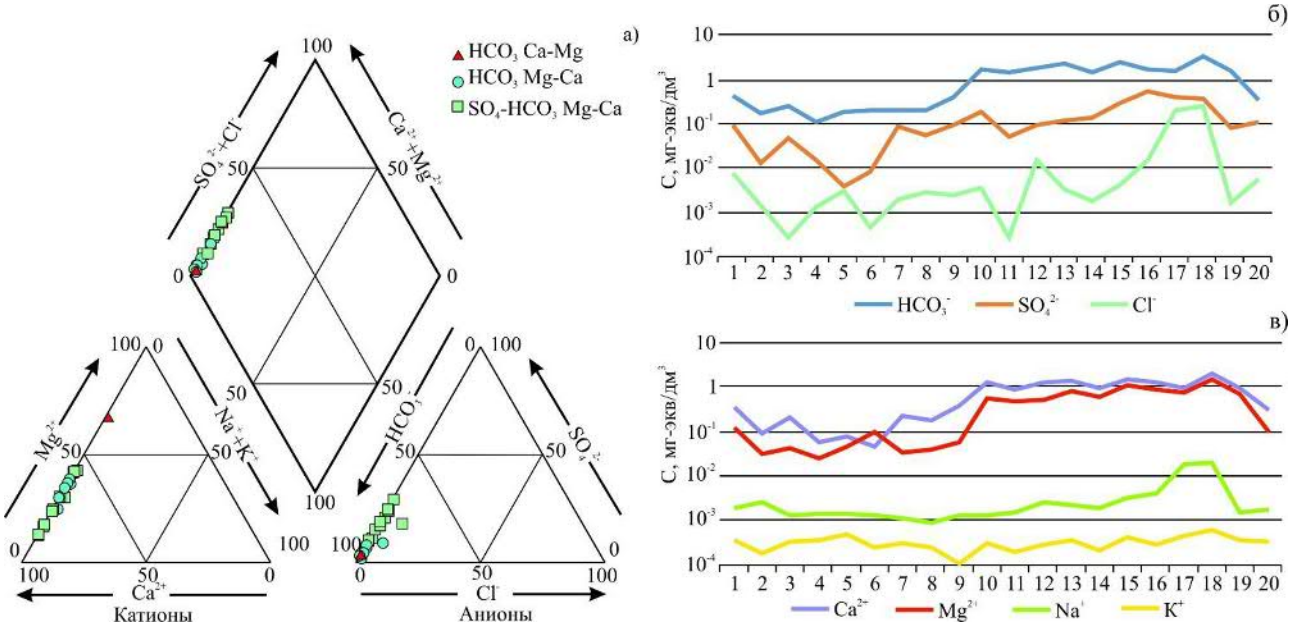


Рис. 2. Диаграмма Пайпера (а) и диаграммы Шоллера (б-в) с нанесением данных по составу природных вод бассейна р. Витим

Fig. 2. Diagrams Piper (a) and Scholler diagrams (b-c) with infliction on the composition of natural waters in the basin of the Vitim river

Разделение имеющихся данных на однородные геохимические совокупности было выполнено по коэффициентам (Ca/Na, Ca/Mg, Ca/Si, Mg/Si, Na/Si, Si/Na, rNa/rCl и SO_4/Cl) позволило выделить пять групп.

В первую (I) группу входят ультрапресные воды четырех объектов (№ 2-5) с величиной общей минерализации от 10 до 23 мг/дм^3, pH (6,87 – 7,01), Eh (+172 – +212 мВ), $O_{2\ раств.}$ (5,2 – 7,3 мг/дм^3) и содержанием Si равном 2,3 – 4,5 мг/дм^3. По отношениям Ca/Si (0,4 – 1,8) и Si/Na (75 – 79) можно предположить, что эти воды дренируют силикатные породы с высоким содержанием кремния.

Таблица 1 Химический состав природных вод бассейна реки Витим, мг/дм^3

Table 1.

№ на рис. 1	pH	Eh*	O_2	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	NH_4	NO_3	Si	M	Химический тип
1	6,91	217,3	6,28	26	4,34	0,26	7,01	1,44	0,04	0,01	0,09	0,45	1,90	41	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
2	7,01	202,5	7,31	10	0,61	0,05	1,79	0,37	0,06	0,01	0,17	0,10	4,53	14	HCO_3 Mg-Ca
3	6,93	208,4	6,90	15	2,22	0,01	4,14	0,51	0,03	0,01	0,15	0,10	2,50	23	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
4	6,87	190,0	6,48	7	0,71	0,05	1,14	0,31	0,03	0,01	0,15	0,18	2,27	10	SO_4-HCO_3 Ca-Mg
5	6,92	172,2	5,17	11	0,18	0,11	1,50	0,54	0,03	0,02	0,17	0,12	2,52	15	HCO_3 Mg-Ca
6	6,63	211,5	6,32	12	0,40	0,02	0,94	1,22	0,03	0,01	0,15	0,10	1,42	16	HCO_3 Ca-Mg
7	7,52	185,5	4,93	12	4,04	0,07	4,44	0,41	0,03	0,01	0,15	0,23	0,56	22	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
8	7,42	184,4	7,87	12	2,61	0,10	3,57	0,48	0,02	0,01	0,11	0,10	1,55	20	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
9	6,93	210,7	7,61	23	4,33	0,08	7,54	0,70	0,03	0,00	0,09	0,00	1,79	37	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
10	7,43	205,6	8,44	100	9,08	0,13	24,65	6,63	0,03	0,01	0,07	0,13	3,38	142	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
11	7,83	176,7	7,93	84	2,46	0,01	17,47	5,65	0,04	0,01	0,05	0,10	2,80	111	HCO_3 Mg-Ca
12	7,06	191,3	8,15	112	4,55	0,52	24,62	6,45	0,06	0,01	0,05	0,10	2,59	150	HCO_3 Mg-Ca
13	7,49	185,5	7,81	132	5,59	0,12	28,44	10,12	0,05	0,01	0,05	0,10	1,94	178	HCO_3 Mg-Ca
14	7,41	178,8	7,71	88	6,48	0,06	19,22	7,39	0,04	0,01	0,05	0,10	2,14	122	HCO_3 Mg-Ca
15	7,72	170,5	6,81	146	13,64	0,15	29,74	13,37	0,07	0,02	0,059	0,10	2,31	205	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
16	7,91	160,0	8,36	98	25,67	0,55	24,74	10,88	0,09	0,01	0,05	0,13	2,22	162	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
17	7,86	154,4	6,88	92	18,51	7,22	19,21	8,96	0,42	0,02	0,05	0,10	0,50	156	SO_4-HCO_3 Mg-Ca
18	8,00	175,7	7,15	200	17,93	8,79	41,38	18,05	0,46	0,02	0,05	0,48	1,84	298	HCO_3 Mg-Ca
19	7,33	196,6	4,14	93	3,73	0,06	18,98	8,44	0,03	0,01	0,28	0,20	2,61	126	HCO_3 Mg-Ca
20	7,20	200,8	6,31	20	5,12	0,20	5,86	1,13	0,04	0,01	0,15	0,20	3,56	34	SO_4-HCO_3 Mg-Ca

Примечание: * – показатель Eh выражен в мВ. Наименование химических типов дано в соответствии с формулой М.Г. Курлова (от 10 %-экв.).

Вторая (II) группа объединяет преимущественно SO_4-HCO_3 Mg-Ca воды объектов № 1, 6-9 и 20 с величиной общей минерализации 16 – 41 мг/дм^3, pH 6,63 – 7,52, Eh +189 – +216 мВ, $O_{2\ раств.}$ 4,9 – 7,8 мг/дм^3 и содержанием кремния 0,5 – 1,9 мг/дм^3. По составу отличаются воды р. Иванихи (№ 6), имеющие HCO_3 Ca-Mg состав. Вниз по течению р. Витим в этой группе объектов увеличивается отношение Ca/Mg от 4,8 до 10,7.

Третья (III) группа является самой представительной и включает пресные воды восьми объектов (№ 10-17). Величина общей минерализации варьирует в диапазоне 111 – 205 мг/дм^3, при изменении pH от 7,06 до 7,91, Eh от +155 до +205 мВ, $O_{2\ раств.}$ от 6,8 до 8,4 мг/дм^3 и содержанием кремния в интервале 1,9 – 3,5 мг/дм^3. Состав вод в группе меняется с HCO_3 Mg-Ca на SO_4-HCO_3 Mg-Ca. В корреляции с этим закономерно ведут себя основные геохимические коэффициенты. Отношение Ca/Na снижается от 809 до 46, Na/Si растет от 0,009 до 0,160. Средние величины отношений Ca/Mg и Ca/Si равны 2,8 и 9,2 соответственно. Воды данной группы дренируют в основном карбонатные породы, что выражено в снижении содержания кремния и росте отношения Ca/Si, тогда как в первой группе наблюдается обратная картина и Ca/Si составляет 0,4 – 1,8.

Значительно отличаются от рассмотренных выше геохимических групп (I-III) ручей Силинский (№ 18) и р. Дурная (№ 19). Воды руч. Силинского (IV, № 18) на гидрогеохимическом профиле характеризуются наиболее высокой минерализацией и pH равными 298 мг/дм^3 и 8,0 соответственно (см. табл. 1). У вод окислительные параметры среды с величиной Eh +172 мВ, $O_{2\ раств.}$ 7,1 мг/дм^3 и содержанием Si 2,2 мг/дм^3. Отмечаются высокие отношения Ca/Si (18,6) и Na/Si (0,2). Воды р. Дурной (V, № 19) имеют величину общей минерализации 126 мг/дм^3, pH 7,33, Eh +195 мВ и $O_{2\ раств.}$ 4,1 мг/дм^3. Из рассмотренных вод они отличаются самыми низкими концентрациями кремния до 0,5 мг/дм^3 и довольно высокими отношениями Ca/Na (545,1) и Ca/Si (40,4).

Изученные воды имеют интересный спектр распределения микроэлементов (рис. 3а). Воды бассейна р. Витим наиболее обогащены (мг/дм^3): Si до 4,53, Fe до

0,61, Al до 0,33, Sr до 0,15, Mn до 0,06, P до 0,04 и Ba до 0,04, что является логичным, поскольку Si, Fe и Al являются основными элементами континентальной коры. Микроэлементы (Ti, B, Br, Zn, Li и Cr) характеризуются концентрациями в растворе от 0,002 до 0,014 мг/дм^3. Группа (Rb, I, Cu, Se, Ni, V, Y, Sb, Mo, Sc, Co и As) объединяет элементы с содержаниями от $1{,}2\cdot10^{-4}$ до $2{,}5\cdot10^{-3}$ мг/дм^3 и четвертая (Zr, Ga, Be, Ge и Nb) соответствует концентрациям ниже $2{,}7\cdot10^{-4}$ мг/дм^3. С ростом общей минерализации в растворе накапливаются Fe, Al, Sr, P, Mn, Ba, Ti, B, Br, Li, Cu, V, As, тогда как содержания Rb и Nb уменьшаются. У Zn, Ni, Mo, Co, Zr, Ga, Ge и Y отмечено снижение концентраций в средней части гидрогеохимического профиля (водопункты с 6 по 15).

Для оценки степени накопления в водах химических элементов были рассчитаны коэффициенты концентрации, которые показали следующий ряд концентрирования элементов (рис. 3б): Se ($9\cdot10^{-3}$) > Sb ($3\cdot10^{-3}$) > I ($1\cdot10^{-3}$) > Br ($1\cdot10^{-3}$) > B ($2\cdot10^{-4}$) > Sr ($2\cdot10^{-4}$) > Mo ($2\cdot10^{-4}$) > As ($5\cdot10^{-5}$) > Li ($3\cdot10^{-5}$) > Ba ($2\cdot10^{-5}$) > Zn ($2\cdot10^{-5}$) > Sc ($1\cdot10^{-5}$) > P ($1\cdot10^{-5}$) > Mn ($1\cdot10^{-5}$) > Cu ($1\cdot10^{-5}$) > Co ($1\cdot10^{-5}$) > Y ($1\cdot10^{-5}$) > Ni ($8\cdot10^{-6}$) > Ge ($8\cdot10^{-6}$) > Si ($7\cdot10^{-6}$) > Cr ($6\cdot10^{-6}$) > Rb ($4\cdot10^{-6}$) > Be ($3\cdot10^{-6}$) > V ($3\cdot10^{-6}$) > Fe ($3\cdot10^{-6}$) > Ga ($3\cdot10^{-6}$) > Al ($1\cdot10^{-6}$) > Ti ($6\cdot10^{-7}$) > Zr ($4\cdot10^{-7}$) > Nb ($3\cdot10^{-7}$).

Среди геологических факторов литолого-минералогические особенности водовмещающих пород выступают основными при протекании процессов формирования химического состава природных вод. А.И. Перельманом [16] был предложен метод оценки водной миграции химических элементов в зоне гипергенеза по коэффициенту ($Кх_1$), который определяется как отношение содержания химического элемента в минеральном остатке воды к его содержанию в водовмещающих породах или кларку литосферы. Этот коэффициент отражает интенсивность водной миграции, определяемую свойствами самого элемента, а также степень его концентрирования или рассеяния в природных водах. Для расчетов были использованы кларки литосферы [12]. Так, рассчитанные коэффициенты водной миграции химических

элементов в изученных водах (рис. 3в) (средние) выстроились следующим образом: высокоподвижные Se_{236} > I_{37} > Br_{26}> легкоподвижные $Sb_{4,5}$ > $Mo_{3,9}$ > $Sr_{3,7}$ > $B_{1,0}$ > подвижные $Zn_{0,60}$ > $Li_{0,58}$ > $P_{0,41}$ > $Ba_{0,39}$ > $As_{0,32}$ > $Cu_{0,30}$ > $Y_{0,28}$ > $Sc_{0,27}$ > $Si_{0,24}$ > $Mn_{0,23}$ > $Rb_{0,22}$ > $Ni_{0,19}$ > $Be_{0,18}$ > $Ge_{0,16}$ > $Co_{0,16}$ > $Cr_{0,13}$ > слабоподвижные (инертные) > $Fe_{0,075}$ > $V_{0,062}$ > $Ga_{0,049}$ > $Al_{0,029}$ > $Ti_{0,012}$ > > $Nb_{0,015}$ > $Zr_{0,009}$.

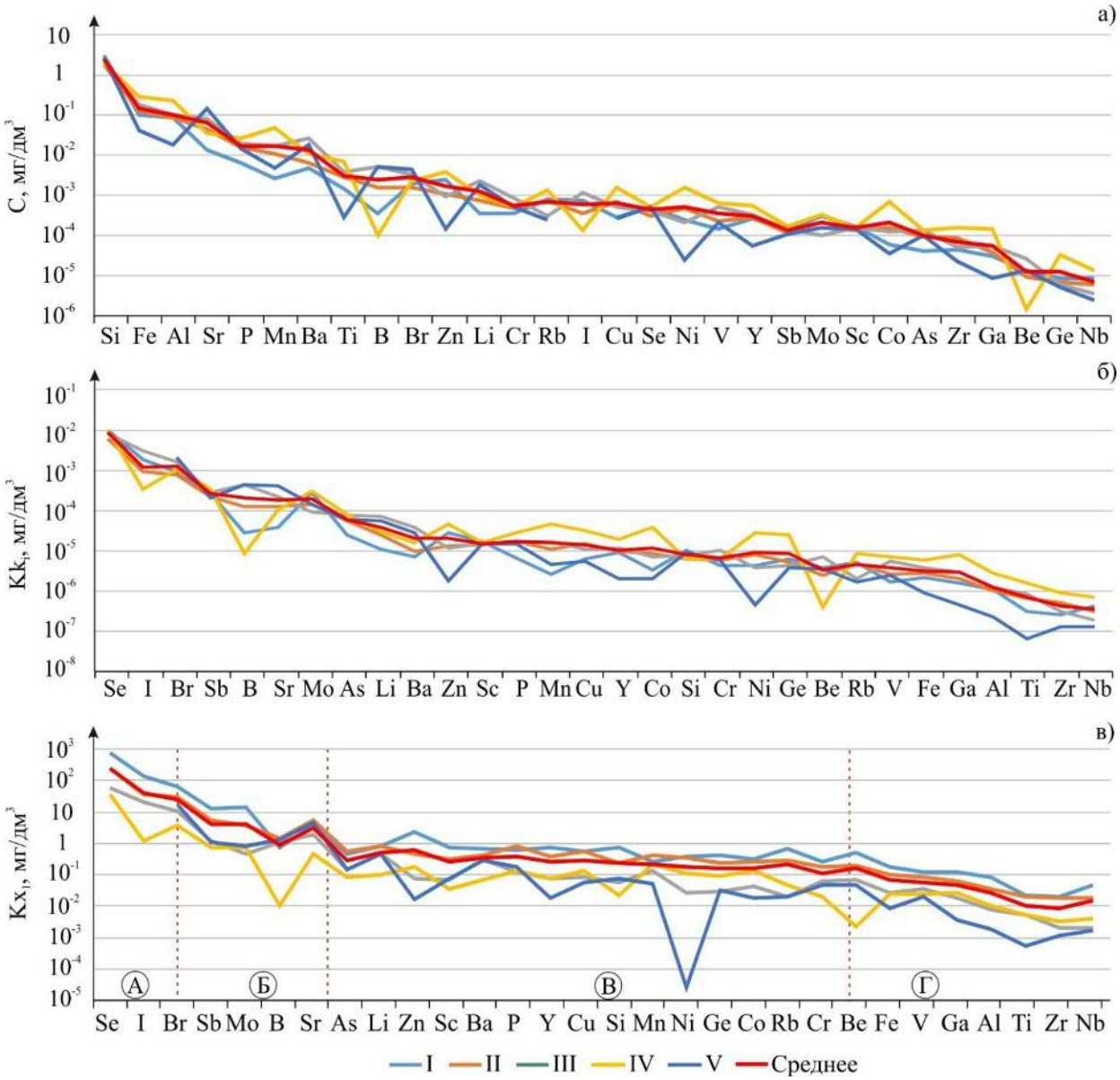


Рис. 3. Спектр распределения микроэлементов в водах бассейна р. Витим (а), распределение коэффициентов концентраций (б), ряды миграции микроэлементов в природных водах (в)

Описание геохимических групп природных вод дано в тексте. Ряды миграции микроэлементов в природных водах (по А.И. Перельману [16]): А – высокоподвижные элементы; Б – легкоподвижные; В – подвижные, Г – инертные.

Fig. 3. The distribution spectrum of trace elements in the waters in the basin of the Vitim river (a), distribution of concentration factors (b), microelements migration series in natural waters (c)

Description of the geochemical groups of natural waters is given in the text. Microelements migration series in natural waters (according to A. I. Perelman [16]): A – highly mobile elements; B – easy mobile; C – mobile, D – inert.

В сравнении с предложенными А.И. Перельманом рядами миграции в изученных водах селен переходит в группу высокоподвижных из группы легкоподвижных. Рост концентраций селена по гидрогеохимическому профилю от $9{,}9 \cdot 10^{-5}$ до $3{,}9 \cdot 10^{-4}$ мг/дм^3 может быть связан с его поступлением из вмещающих пород с сульфидной минерализацией в форме гидроселенид-иона ($HSeO_3^-$) и оксида селена (SeO_3^{2-}) [17-18], что согласуется с Eh-pH диаграммами [19-21].

Резюмируя вышесказанное, отметим, что изученные воды бассейна реки Витим ультрапресные и умеренно пресные, преимущественно SO_4-HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Mg-Ca состава с величиной общей минерализации от 10 до 298 мг/дм^3. Воды характеризуются pH от нейтральных до слабощелочных и окислительными условиями геохимической обстановки. Выявлен ряд гидрогеохимических аномалий, имеющих природное происхождение.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. – М.: Научный мир, 2001. – 606 с.
2. Иванов А.И. Рифейско–палеозойское рудообразование в Байкало–Патомской золоторудной провинции // Разведка и охрана недр. – 2009. – №12. – С. 3–10.
3. Архангельская В.В. Месторождения полезных ископаемых Патомского нагорья и их структурное положение // Разведка и охрана недр. – 2012. – С. 7–10.
4. Колотов Б.А. Научные основы гидрогеохимического метода при поисках рудных месторождений // Разведка и охрана недр. – 2008. – №4–5. – С. 46–50.
5. Гусева Н.В., Копылова Ю.Г., Шварцев С.Л. Гидрогеохимические поиски золотого оруденения на междуречье Ензорьяха и Юньяха (восточный склон Полярного Урала) // Разведка и охрана недр. – 2010. – №11. – С. 54–58.
6. Мирошникова Л.В. Гидрогеохимические признаки и критерии сульфидного оруденения // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2011. – №3(50). – С. 12–17.

7. Паршин А.В., Будяк А.Е., Блинов А.В., Костерев А.Н. Комплекс методов поисков золото–урановых рудопроявлений в условиях криолитозоны района Байкало–Амурской магистрали // Металлогения древних и современных океанов. – 2015. – №21. – С. 177–181.

8. Глебова Л.В., Харлашкина А.К. Гидрохимический контроль как инструмент снижения негативного воздействия на окружающую среду при добыче углеводородного сырья // Геология, география и глобальная энергия. – 2015. – №1(56). – С. 165–170.

9. Ляпунов М.Ю. Эколого–геохимическая характеристика поверхностных вод золоторудного месторождения "Пионер" Амурской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – №7. – С. 44–50.

10. Горюхин М.В. Направления потенциального использования отработанных не обводненных карьеров полезных ископаемых Еврейской автономной области // Региональные проблемы. – 2018. – №3. – т. 21. – С. 49–54.

11. Вах Е.А., Павлова Г.Ю., Михайлик Т.А., Тищенко П.Я. Основной солевой состав и редкоземельные элементы для определения экологического состояния рек южного Приморья // Комплексные исследования мирового океана. Материалы II Всероссийской научной конференции молодых ученых. – 2017. – С. 544–546.

12. Григорьев Н. А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры // Уральский геологический журнал. – 2010. – № 3 (75). – С.85–90.

13. Сванидзе И.Г., Кремлева Т.А., Соромотин А.В. Воздействие подземных вод Западно–Сибирского артезианского бассейна на миграцию макро– и микроэлементов малых рек // Вестник ТюмГУ. Экология. – 2012. – №12. – С. 55 – 63.

14. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Лист О 49, 2012.

15. Габышев В.А., Ремигайло П.А., Габышева О.И. Пространственная структура и среда обитания фитопланктона реки Алдан // Известия Иркутского государственного университета. Серия: биология. Экология. –2012. –№2. – т. 5. – С. 61–69.

16. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. Изд. 2–е. – М.: Высшая школа, 1975. – 342 с.

17. Коробова Е. М., Рыженко Б. Н., Черкасова Е. В., Седых Э. М., Корсакова Н. В., Данилова В. Н., Хушвахтова С. Д., Березкин В. Ю. К вопросу о формах нахождения йода и селена в природных водах и их концентрирование на ландшафтно–геохимических барьерах // Геохимия. – 2014. – № 6. – С. 554–568.

18. Крайнов С.Р., Рыженка Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. – Москва: Наука, 2004. – 677 с.

19. Brookins D.G. Eh–pH Diagrams for Geochemistry // Springer–Verlag Berlin Heidelberg, 1988.

20. Howard III J.H. Geochemistry of selenium: formation of ferroselite and selenium behavior in the vicinity of oxidizing sulfide and uranium deposits // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1977. – Vol. 41. – PP. 1665–1678.

21. Atlas of Eh–pH diagrams. Intercomparison of thermodynamic databases National Institute of Advanced Industrial Science and Technology Research Center for Deep Geological Environments Naoto TAKENO. – 2005. – No.419.

REFERENCES

1. Hain V.E. Tektonika kontinentov i okeanov. – M.: Nauchnyj mir, 2001. – 606 s.

2. Ivanov A.I. Rifejsko–paleozojskoe rudoobrazovanie v Bajkalo–Patomskoj zolotorudnoj provincii // Razvedka i ohrana nedr. – 2009. – №12. – S. 3–10.

3. Arhangel'skaya V.V. Mestorozhdeniya poleznyh iskopaemyh Patomskogo nagor'ya i ih strukturnoe polozhenie // Razvedka i ohrana nedr. – 2012. – S. 7–10.

4. Kolotov B.A. Nauchnye osnovy gidrogeohimicheskogo metoda pri poiskah rudnyh mestorozhdenij // Razvedka i ohrana nedr. – 2008. – №4–5. – S. 46–50.

5. Guseva N.V., Kopylova YU.G., SHvarcev S.L. Gidrogeohimicheskie poiski zolotogo

orudeneniya na mezhdurech'e Enzor'yaha i YUn'yaha (vostochnyj sklon Polyarnogo Urala) // Razvedka i ohrana nedr. – 2010. – №11. – S. 54–58.

6. Miroshnikova L.V. Gidrogeohimicheskie priznaki i kriterii sul'fidnogo orudeneniya // Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. – 2011. – №3(50). – S. 12–17.

7. Parshin A.V., Budyak A.E., Blinov A.V., Kosterev A.N. Kompleks metodov poiskov zoloto–uranovyh rudoproyavlenij v usloviyah kriolitozony rajona Bajkalo–Amurskoj magistrali // Metallogeniya drevnih i sovremennyh okeanov. – 2015. – №21. – S. 177–181.

8. Glebova L.V., Harlashkina A.K. Gidrohimicheskij kontrol' kak instrument snizheniya negativnogo vozdejstviya na okruzhayushchuyu sredu pri dobyche uglevodorodnogo syr'ya // Geologiya, geografiya i global'naya energiya. – 2015. – №1(56). – S. 165–170.

9. Lyapunov M.YU. Ekologo–geohimicheskaya harakteristika poverhnostnyh vod zolotorudnogo mestorozhdeniya "Pioner" Amurskoj oblasti // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2015. – №7. – S. 44–50.

10. Goryuhin M.V. Napravleniya potencial'nogo ispol'zovaniya otrabotannyh ne obvodnennyh kar'erov poleznyh iskopaemyh Evrejskoj avtonomnoj oblasti // Regional'nye problemy. – 2018. – №3. – t. 21. – S. 49–54.

11. Vah E.A., Pavlova G.YU., Mihajlik T.A., Tishchenko P.YA. Osnovnoj solevoj sostav i redkozemel'nye elementy dlya opredeleniya ekologicheskogo sostoyaniya rek yuzhnogo Primor'ya // Kompleksnye issledovaniya mirovogo okeana. Materialy II Vserossijskoj nauchnoj konferencii molodyh uchenyh. – 2017. – S. 544–546.

12. Grigor'ev N. A. Raspredelenie himicheskih elementov v verhnej chasti kontinental'noj kory // Ural'skij geologicheskij zhurnal. – 2010. – № 3 (75). – S.85–90.

13. Svanidze I.G., Kremleva T.A., Soromotin A.V. Vozdejstvie podzemnyh vod Zapadno–Sibirskogo artezianskogo bassejna na migraciyu makro– i mikroelementov malyh rek // Vestnik TyumGU. Ekologiya. – 2012. – №12. – S. 55 – 63.

14. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossijskoj Federacii. Masshtab 1:1000000. List O 49, 2012.

15. Gabyshev V.A., Remigajlo P.A., Gabysheva O.I. Prostranstvennaya struktura i sreda obitaniya fitoplanktona reki Aldan // Izvestiya Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: biologiya. Ekologiya. –2012. –№2. – t. 5. – S. 61–69.

16. Perel'man A.I. Geohimiya landshafta. Izd. 2–e. – M.: Vysshaya shkola, 1975. – 342 s.

17. Korobova E. M., Ryzhenko B. N., CHerkasova E. V., Sedyh E. M., Korsakova N. V., Danilova V. N., Hushvahtova S. D., Berezkin V. YU. K voprosu o formah nahozhdeniya joda i selena v prirodnyh vodah i ih koncentrirovanie na landshaftno–geohimicheskih bar'erah // Geohimiya. – 2014. – № 6. – S. 554–568.

18. Krajnov S.R., Ryzhenka B.N., SHvec V.M. Geohimiya podzemnyh vod. – Moskva: Nauka, 2004. – 677 s.

19. Brookins D.G. Eh–pH Diagrams for Geochemistry // Springer–Verlag Berlin Heidelberg, 1988.

20. Howard III J.H. Geochemistry of selenium: formation of ferroselite and selenium behavior in the vicinity of oxidizing sulfide and uranium deposits // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1977. – Vol. 41. – PP. 1665–1678.

21. Atlas of Eh–pH diagrams. Intercomparison of thermodynamic databases National Institute of Advanced Industrial Science and Technology Research Center for Deep Geological Environments Naoto TAKENO. – 2005. – No.419.

© А.А. Максимова, Д.А. Новиков, Д.В. Напреев, 2020

УДК 543.3:546.79(292.471 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-017

ПОВЕДЕНИЕ ПРИРОДНЫХ РАДИОНУКЛИДОВ В ВОДАХ БАЙДАРСКОЙ ДОЛИНЫ (КРЫМСКИЙ ПОЛУОСТРОВ)

Дмитрий Анатольевич Новиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1., доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Татьяна Владимировна Корнеева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геоэлектрохимии; e-mail: KorneevaTV@ipgg.sbras.ru

Приводятся первые данные по концентрациям и формам нахождения урана и тория в природных водах Байдарской долины. Установленные концентрации урана (^{238}U) варьируют в диапазоне от $2{,}64\cdot10^{-5}$ до $2{,}25\cdot10^{-3}$ мг/дм^3, тория (^{232}Th) от $2{,}04\cdot10^{-7}$ до $2{,}50\cdot10^{-5}$ мг/дм^3. Наиболее обогащены ^{238}U воды зоны региональной трещиноватости преимущественно натриевых алюмосиликатов, подверженные процессам континентального засоления в условиях антропогенного влияния, а ^{232}Th – воды зоны региональной трещиноватости преимущественно натриевых алюмосиликатов, подверженные процессам континентального засоления.

Ключевые слова: природные воды, гидрогеохимия, уран, торий, формы миграции, Байдарская долина, Крым.

BEHAVIOUR OF NATURAL RADIONUCLIDES IN THE WATERS OF THE BAYDAR VALLEY (THE CRIMEAN PENINSULA)

Dmitry A. Novikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, PhD, Head of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Associate professor of the general and regional geology and geology of petroleum fields departments, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Tatiana V. Korneeva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Koptug ave. 3, PhD, Senior Researcher of the laboratory, e-mail: KorneevaTV@ipgg.sbras.ru

The first data on the concentrations and forms of uranium and thorium in the natural waters of the Baydar valley (the Crimean Peninsula) are presented. Uranium (^{238}U) concentration was determined to vary within the range from $2.64\cdot10^{-5}$ to $2.25\cdot10^{-3}$ mg/dm^3, thorium (^{232}Th) from $2.04\cdot10^{-7}$ to $2.50\cdot10^{-5}$ mg/dm^3. The sites especially enriched with uranium are in the zone of regional fracturing, mainly with sodium aluminosilicates, prone to continental salinization under anthropogenic influence, while waters most enriched with ^{232}Th are in the zone of regional fracturing, mainly with sodium aluminosilicates, subjected to the processes of continental salinization.

Keywords: natural waters, hydrogeochemistry, uranium, thorium, migration forms, Baydar Valley, Crimean peninsula.

Содержание радионуклидов в гидросфере Земли варьирует в широких пределах. Согласно п. 1 статьи 43 Водного кодекса РФ для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения должны использоваться защищенные от загрязнения и засорения поверхностные водные объекты и подземные водные объекты, пригодность которых для указанных целей определяется на основании санитарно-эпидемиологических заключений. В соответствии с действующими нормативными документами СанПиН 2.1.4.1074-01 с изменениями на 2.04.2018, ГОСТ Р 51232-98, ГН 2.1.5.1315-0 с дополнениями [1-3] предельно допустимая концентрация (ПДК) в питьевых водах по урану (^{238}U) составляет 0,015 мг/дм^3, а по торию (^{232}Th) не регламентирована. Научный комитет ООН по воздействию атомной радиации (UNSCEAR) оценил, что естественные источники вносят более 98% дозы облучения населения. Естественная радиоактивность природных вод вызывает в мире большой интерес к радиологическому качеству питьевой воды. Крым обладает большим туристическо-рекреационным потенциалом. Одним из важнейших ресурсов для его успешного развития являются природные воды, используемые в питьевых целях, санаторно-курортном лечении и оздоровлении, сельском хозяйстве.

Изучение гидрогеологических условий Крымского полуострова проводится длительное время и связано с именами А.С. Моисеева, И.Г. Глухова, Е.А. Ришес, В.Г. Ткачук, С.В. Альбова, В.А. Куришко, Е.В. Львова, О.Е. Фесюнова, Н.М. Заезжева, В.И. Самулева, М.В. Чуринова, Н.А. Белокопытовой, В.Н. Дублянского, Г.Н. Дублянской, Н.Н. Капинос, А.В. Лущика, В.И. Морозова, Н.С. Огняника, А.Б. Ситникова, А.А. Сухореброва, В.М. Шестопалова, М.А. Шинкаревского, Ю.И. Шутова, Е.А. Яковлева и других. Наиболее крупное обобщение было выполнено в VIII томе Гидрогеологии СССР. Крым. под редакцией академика А.В. Сидоренко [4-5]. Из последних исследований следует отметить работы И.Б. Абрамова, Б.М. Данилишина, С.П. Иванюты, А.В. Лущика,

Г.Г. Лютого, Н.С. Огняника, С.А. Рубана, В.М. Шестопалова, М.А. Шинкаревского, Е.А. Яковлева, Д.А. Новикова и других [6-13].

Байдарская долина расположена в живописной области на юго-западе Крымского полуострова в пределах Балаклавского района Севастопольской городской агломерации. Долина с южной и восточной стороны примыкает к главной гряде Крымских гор (Форос, Ат-Баш, Ай-Петри и другие) (рис. 1). С гидрогеохимической точки зрения природные воды рассматриваемого региона являются слабо изученными [14-18]. В 2018-2019 годах нами были проведены полевые работы в изучаемом регионе. Всего было отобрано 43 пробы природных вод. Аналитические работы по изучению макро-, микроэлементного состава методами ICP-AES и ICP-MS были выполнены в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (аналитики О.В. Чеботарева, Н.В. Бублий, А.С. Погуца, В.В. Куровская, К.Б. Кривцова, Л.А. Ракул).

Основные ресурсы подземных вод Байдарской долины приурочены к верхнеюрскому водоносному комплексу, имеющему особую роль, поскольку с ним связаны основные области питания для водонапорных систем: Равнинно-Крымского, Азово-Кубанского артезианских бассейнов и гидрогеологической складчатой области мегаантиклинория Горного Крыма. Его мощность достигает 2000 м. Детальная характеристика его гидрогеологических особенностей приведена в ряде работ [12-13, 19].

В Байдарской долине развиты пресные и ультрапресные воды преимущественно гидрокарбонатного кальциевого состава (по С.А. Щукареву) с величиной общей минерализации от 207,4 до 1268,8 мг/дм^3. Отмечается закономерное поведение основных химических элементов (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+, K^+, HCO_3^-, Cl^-, NO_3^- и SO_4^{2-}) с увеличением общей минерализации природных вод и их химическим типом. Разделение имеющихся данных на однородные совокупности по геохимическим коэффициентам (Ca/Na, Ca/Mg, Ca/Si, Mg/Si, Na/Si, Si/Na, rNa/rCl и SO_4/Cl) позволило проследить источники поступления

элементов при формировании вод в карбонатных, карбонатно-терригенных, алюмосиликатных, в том числе с вкраплениями сульфидов породах (рис. 2).

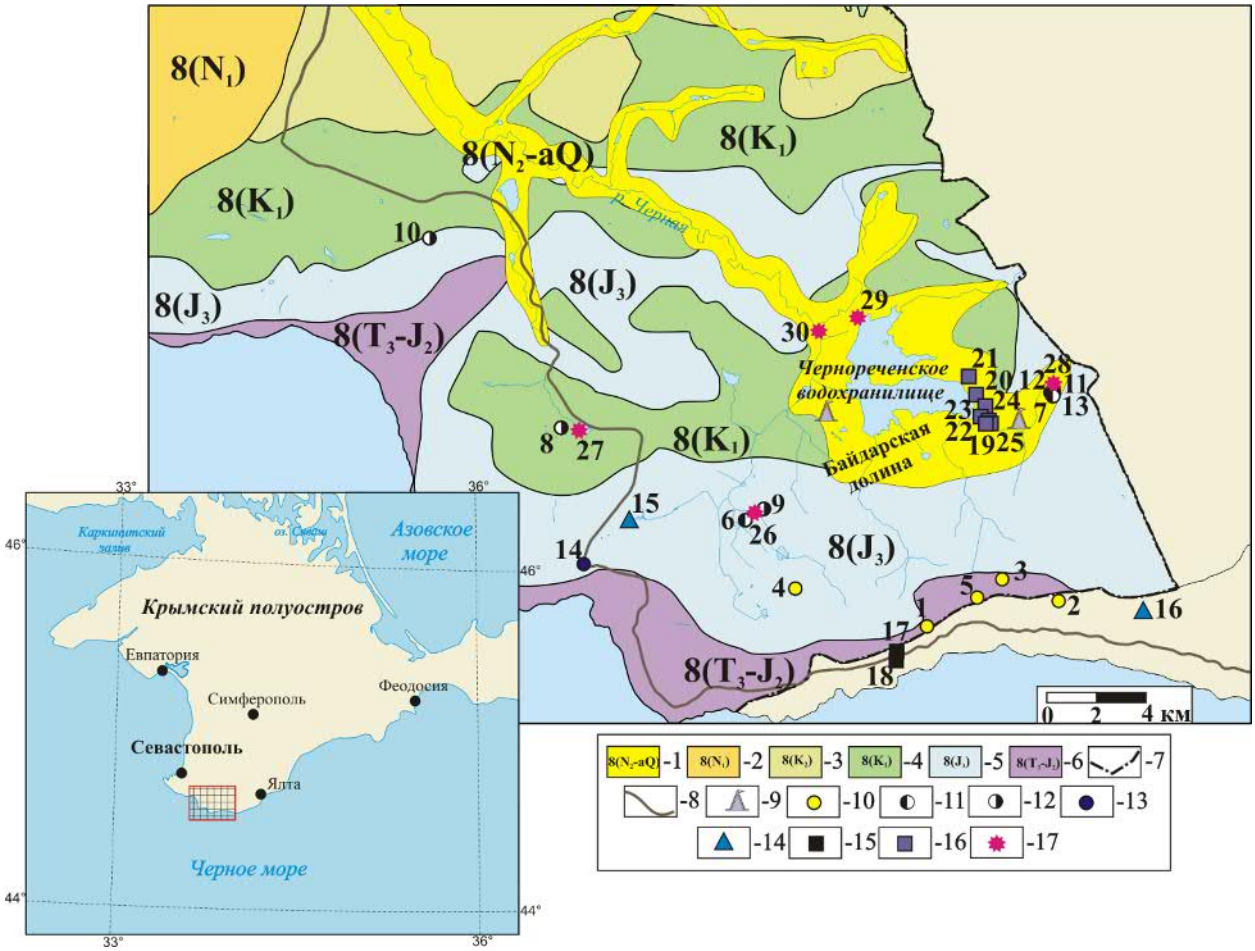


Рис. 1. Местоположение изученных водопунктов (1-30) в пределах Байдарской долины и ее горного обрамления

Водоносный комплекс: 1 – плиоценовых и четвертичных отложений, 2 – миоценовых отложений, 3 – верхнемеловых отложений, 4 – нижнемеловых отложений, 5 – верхнеюрских отложений, 6 – верхнетриасово-среднеюрских отложений; 7 – граница Севастопольской городской агломерации; 8 – автодорога Ялта — Севастополь (Н19); 9 – проявления марганцевых руд; 10 – *(I группа): 1* – колодец Кильсе-Буруном; *2* – колодец Q-044; *3* – колодец Чертова лестница; *4* – источник Деспит; *5* – колодец Кую-Алан, 11 – *(II группа): 6* – колодец Фуска-Чокрак; *7* – южный колодец, с. Колхозное, 12 – *(III группа): 8* – источник Фонтан Варналы; *9* – источник Кара-Агач; *10* – источник Св. Пантелеймона, 13 – *(IV группа): 11* – северный колодец, с. Колхозное; *12* – колодец центральный 1, с. Колхозное; *13* - колодец центральный 2, с. Колхозное; *14* – колодец возле Ласпинской смотровой площадки, 14 – *(V группа): 15* – источник Странный; *16* – источник Мердвен-Каясы, 15 – *(VI группа): 17* – колодец Санаторное верхний; *18* – колодец Санаторное нижний; 16 – *(VII группа): 19* – 5760; *20* – 5775; *21* – 5776; *22* – 5531; *23* – 5566; *24* – 5595; *25* – источник Скельский основной, 17 – *(VIII группа): 26* – оз. Конюшня в с. Орлиное; *27* – озеро в с. Гончарное; *28* – озеро Узужинское, с. Колхозное; *29* – Чернореченское водохранилище; *30* – река Черная.

Fig. 1. The location of the studied water points (1-30) within the Baidar Valley

Aquifers: 1 - Pliocene and Quaternary, 2 - Miocene, 3 - Upper Cretaceous, 4 - Lower Cretaceous, 5 - Upper Jurassic, 6 - Upper Triassic-Middle Jurassic; 7 - the border of the Sevastopol city

agglomeration; 8 - highway Yalta - Sevastopol (H19); 9 - manifestations of manganese ores; 10 - (group I): 1 - Kilse-Burunom; 2 - Q-044; 3 – Chertova Lestnica; 4 - Despit; 5 - Kuyu-Alan; 11 - group II: 6 - Fusk-Chokrak; 7 - south fountain, Kolkhoznoye; 12 - group III: 8 - Varnaly Fountain; 9 - Kara-Agach; 10 - St. Panteleimon; 13 - group IV: 11 - northern fountain, Kolkhoznoye; 12 - central fountain 1, Kolkhoznoye; 13 - central fountain 2, Kolkhoznoye; 14 - a fountain near the Laspinsky observation deck; 14 - group V: 15 - Strannyy; 16 - Merdven-Kayasy; 15 - VI group: 17 - upper Sanatornoye well; 18 - well Sanatornoye lower; 16 - group VII: 19 – well № 5760; 20- well № 5775; 21- well № 5776; 22 - well № 5531; 23 - well № 5566; 24 - well № 5595; 25 - main Skelsky spring; 17 - group VIII: 26 – lake 'Konyushnya'in village Orlinoye; 27 - lake in the village Goncharnoye; 28 - lake Uzuzhinskoe, village Kolkhoznoye; 29 - Chernorechenskoe reservoir; 30 – Chernaya river.

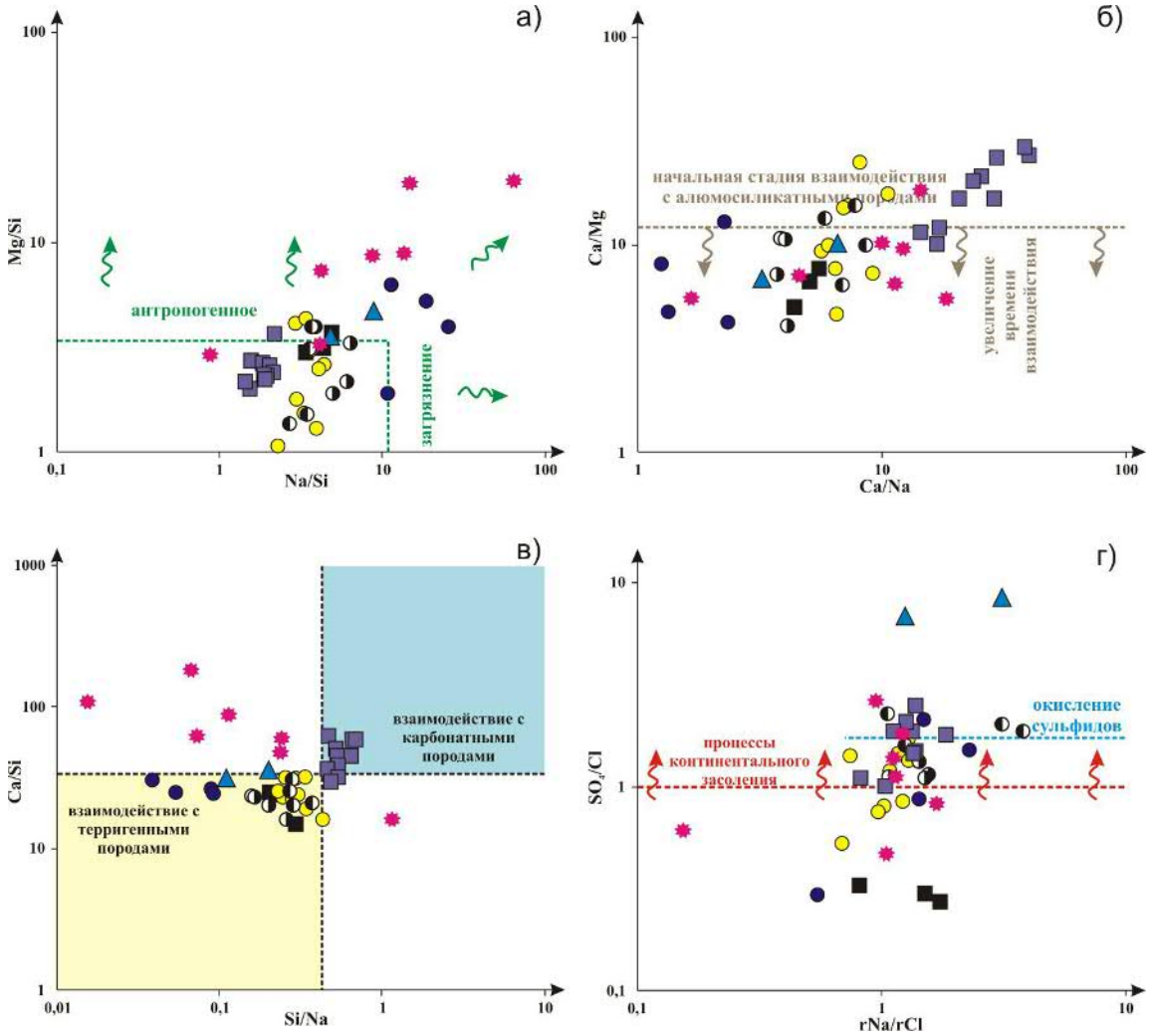


Рис. 2. Геохимическая типизация природных вод Байдарской долины по коэффициентам Mg/Si – Na/Si (а), Ca/Mg – Ca/Na (б), Ca/Si – Si/Na (в) и SO_4/Cl – rNa/rCl (г)

Fig. 2. Geochemical typification of natural waters of the Baydar Valley using Mg/Si – Na/Si (a), Ca/Mg – Ca/Na (b), Ca/Si – Si/Na (c) и SO_4/Cl – rNa/rCl (d)

Дадим краткую характеристику выделенных типов вод по геохимическим разновидностям (группы I-VIII) и содержанию в них ^{238}U и ^{232}Th. *Воды зоны*

региональной трещиноватости карбонатно-терригенных пород, подверженные влиянию процессов континентального засоления (группа I) – слабощелочные с средними значениями pH = 7,8; с окислительной геохимической обстановкой с величиной Eh = +67,2 – +145,6 мВ и содержанием $O_{2\ раств.}$ 3,19 – 8,85 мг/дм^3, собственно пресные с минерализацией 543 мг/дм^3 (по классификации С.Л. Шварцева [20]) и содержанием кремния 4,3 мг/дм^3. Воды гидрокарбонатные с долей сульфатов и хлоридов до 10%-экв преимущественно кальциевые с долей магния до 24%-экв в роднике Деспита, и до 10%-экв натрия в родниках Чертова лестница и Q 044. По соотношению распространенности магния и натрия при близких значениях Mg/Si и Na/Si прослеживается взаимодействие вод с карбонатно-терригенными образованиями при значениях Ca/Si = 25,3, Ca/Na = 7,4, значения Ca/Mg = 12,5 говорят о начальных стадиях взаимодействия в системе вода – порода при средних значениях rNa/rCl =1,05. Концентрации ^{238}U составляют $2{,}64\cdot10^{-5}$ – $9{,}89\cdot10^{-4}$ мг/дм^3, ^{232}Th – $1{,}60\cdot10^{-6}$ – $1{,}88\cdot10^{-5}$ мг/дм^3, Th/U отношение варьирует в интервале $3{,}38\cdot10^{-3}$ – 0,71.

При взаимодействии вод *зоны региональной трещиноватости с сульфидной минерализацией (группа II)* в условиях континентального засоления воды слабощелочные с pH = 7,63, также сохраняется окислительная среда с Eh = +172,1 – +173,0 мВ и содержанием $O_{2\ раств.}$ 5,61 мг/дм^3, собственно пресные с средней минерализацией 506 мг/дм^3 и содержанием кремния 4,3 мг/дм^3. Эти воды практически не отличаются от вышерассмотренных и их следует включить в воды зоны региональной трещиноватости карбонатно-терригенных образований. Для них характерно только повышение средних значений SO_4/Cl = 1,9 по сравнению с типичными водами зон региональной трещиноватости в условиях континентального засоления, где SO_4/Cl = 1,1. Содержания ^{238}U составляют $2{,}05\cdot10^{-4}$ – $5{,}22\cdot10^{-4}$ мг/дм^3, ^{232}Th = $2{,}55\cdot10^{-6}$ – $1{,}46\cdot10^{-5}$ мг/дм^3, Th/U отношение варьирует в интервале $6{,}93\cdot10^{-3}$ – $5{,}52\cdot10^{-2}$.

Воды зоны региональной трещиноватости преимущественно натриевых алюмосиликатов (длительного взаимодействия в системе вода – порода),

подверженных процессам континентального засоления (группа III). По составу воды слабощелочные с pH - 7,66, Eh = +185,4 – +209,3 мВ и содержанием $O_{2\ раств.}$ 3,79 – 9,80 мг/дм^3, собственно пресные средней минерализации 659 мг/дм^3 и содержанием кремния 5,7 мг/дм^3; гидрокарбонатные с долей хлоридов до 15%-экв в фонтане Варналы в с. Гончарное и долей сульфат-иона до 10,7-12,0%-экв в источнике Кара-Агач и фонтане Варналы. При увеличении роли алюмосиликатных образований за счет взаимодействия с водами значения Na/Si превышают значения Mg/Si и снижаются значения Ca/Mg = 8,1 и значения Ca/Na в среднем снижаются до 3,9, несколько уменьшаются значения Ca/Si = 20,7 и повышаются средние значения rNa/rCl = 1,4. Содержания ^{238}U составляют $1{,}63\cdot10^{-4}$ – $8{,}98\cdot10^{-4}$ мг/дм^3, ^{232}Th = $2{,}32\cdot10^{-6}$ – $2{,}50\cdot10^{-5}$ мг/дм^3, Th/U отношение варьирует в интервале $3{,}36\cdot10^{-3}$ – 0,15.

Воды зоны региональной трещиноватости преимущественно натриевых алюмосиликатов, подверженных процессам континентального засоления в условиях антропогенного влияния (группа IV) слабощелочные с pH=7,59, Eh = +154,5 – +171,8 мВ и содержанием $O_{2\ раств.}$ 3,79 – 3,98 мг/дм^3, собственно пресные с минерализацией 889 мг/дм^3 и содержанием кремния 5,0 мг/дм^3; гидрокарбонатно-хлоридные кальциевые, сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридные кальциево-натриевые с долей хлорид-иона до 20-30%-экв и до 20%-экв нитратов в центральных колодцах № 1 и 2 в селе Колхозное. В условиях антропогенного влияния в грунтовых водах значения Na/Si в среднем повышаются до 16,5, значения Mg/Si до 4,3, снижаются значения Ca/Na до 1,8 и практически не меняющиеся значения отношений Ca/Mg = 7,5 и rNa/rCl = 1,5. Концентрации ^{238}U составляют $7{,}30\cdot10^{-4}$ – $2{,}25\cdot10^{-3}$ мг/дм^3, ^{232}Th = $2{,}23\cdot10^{-6}$ – $1{,}56\cdot10^{-5}$ мг/дм^3, Th/U отношение варьирует в интервале от $1{,}20\cdot10^{-3}$ до $9{,}25\cdot10^{-3}$.

Трещинно-жильные воды в алюмосиликатных образованиях (группы V и VI) слабощелочные с pH 7,2-8,6 (среднее значение – 7,7), средней величиной Eh = +110,2 мВ и содержанием $O_{2\ раств.}$ 5,90 мг/дм^3, с средней минерализацией 580 мг/дм^3 и содержанием кремния 4,6 мг/дм^3; гидрокарбонатные и

гидрокарбонатно-сульфатные кальциевые с долей хлоридов до 14%-экв при содержании хлорид-иона 48,6 мг/дм^3 в колодце Санаторный нижний. В источниках Мердвен Каясы и Странный отмечаются высокие доли сульфат-иона до 32,6-38,5%-экв соответственно. Трещинно-жильные воды в алюмосиликатных образованиях по соотношению химических элементов проявляются с одной стороны высокими средними значениями $SO_4/Cl = 7,3$ (при взаимодействии вод с сульфидами) и низкими значениями – $SO_4/Cl = 0,3$ (в условиях длительного взаимодействия вод с алюмосиликатами). Характеризуются высокими значениями Na/Si = 5,3, Mg/Si = 3,5, Ca/Mg = 7,1, низкими значениями Ca/Na = 4,9 и Ca/Si = 25,1. Концентрации ^{238}U составляют $7,30 \cdot 10^{-4} – 2,25 \cdot 10^{-3}$ мг/дм^3, $^{232}Th = 2,23 \cdot 10^{-6} – 1,56 \cdot 10^{-5}$ мг/дм^3, Th/U отношение варьирует в интервале от $1,20 \cdot 10^{-3}$ до $9,25 \cdot 10^{-3}$.

Трещинно-карстовые воды (группа VII) формируются при взаимодействии с карбонатными образованиями и содержат фоновые значения SO_4 которые в среднем составляют 8,2 мг/дм^3, а Cl = 5,1 мг/дм^3. Они слабощелочные с pH = 7,7; Eh варьирует от +118,7 до +180,5 мВ; содержание $O_{2\ раств.}$ составляет 7,16 – 8,33 мг/дм^3, пресные с минерализацией 444 мг/дм^3 и невысокими концентрациями кремния - 2,29 мг/дм^3; гидрокарбонатные кальциевые. Характерны значения Na/Si = 2,0, Mg/Si =2,5, rNa/rCl = 1,0. Высокие средние значения отношения Ca/Si = 44,1, Ca/Mg = 18,5 и особенно по сравнению с другими разновидностями значения отношения Ca/Na = 23,3 являются отличительной чертой состава трещинно-карстовых вод. У Скельского источника Ca/Na = 34,7, а содержания кремния снижаются до 2,0 мг/дм^3. Содержания ^{238}U варьируют в интервале $1,22 \cdot 10^{-4} – 3,35 \cdot 10^{-3}$ мг/дм^3, $^{232}Th – 7,90 \cdot 10^{-7} – 9,61 \cdot 10^{-6}$ мг/дм^3, Th/U отношение составляет $2,81 \cdot 10^{-3} – 7,87 \cdot 10^{-2}$.

Поверхностные воды (группа VIII) подвержены влиянию процессов континентального засоления. Они слабощелочные с pH = 8,3 и окислительными условиями геохимической обстановки с Eh варьирущими от +116,4 до +177,0 мВ и содержаниями растворённого кислорода от 8,63 до 12,25 мг/дм^3; умеренно-

пресные с минерализацией 267 мг/дм^3 и содержанием кремния 1,2 мг/дм^3 гидрокарбонатного кальциевого состава в реке Черной и Чернореченском водохранилище, гидрокарбонатно-хлоридного кальциевого с повышенной долей натрия до 20%-экв в озере села Гончарное и гидрокарбонатно-хлоридного кальциевого в озере Конюшня села Орлиное. Содержания ^{238}U составляют $1{,}78\cdot10^{-4}$ – $6{,}10\cdot10^{-4}$ мг/дм^3, ^{232}Th = $2{,}04\cdot10^{-7}$ – $8{,}88\cdot10^{-6}$ мг/дм^3, Th/U отношение варьирует в интервале $1{,}09\cdot10^{-3}$ – $4{,}91\cdot10^{-2}$.

Расчеты миграционных форм урана и тория в природных водах проводились с использованием программных комплексов WATEQ4f и Visual Minteq 3.0. Из-за склонности U(VI) к комплексообразованию основными формами его миграции являются комплексные соединения уранила с карбонат-ионами. Полученные формы миграции хорошо согласуются с положением полей на рис. 3а [21] и результатами наших геохимических расчетов (рис. 3б-в). Так, учитывая химический состав природных вод Байдарской долины (слабощелочные, pH 7,2–8,3, и открытые в отношении атмосферного углекислого газа а также карбонатным составом вод), можно с достаточной долей уверенности сказать, что, например, уран мигрирует в водах преимущественно в виде анионных трикарбонат-уранила $UO_2(CO_3)_3^{4-}$ и дикарбонат-уранила $UO_2(CO_3)_2^{2-}$ комплексов. Кроме того, в водах присутствуют $Ca_2UO_2(CO_3)_3(aq)$ и $CaUO_2(CO_3)_3^{2-}$ комплексы в процентном содержании не превышающие 1%. Когда кальций (или другие щелочноземельные металлы, такие как магний) присутствуют в умеренных концентрациях в водах, будут образовываться кальциево-карбонатные комплексы U (VI) при стандартных условиях pH и средних уровнях щелочности (> 1 ммоль/л как $CaCO_3$)) [22-24].

На рис. 3б-в показано зависимость форм миграции урана от величины общей минерализации в разных типах изученных вод. Установлено, что с ее ростом происходит увеличение доли дикарбонат-уранильных комплексов и уменьшение трикарбонат-уранильных. Для поверхностных вод VIII подгруппы,

а также единичных проб I и V подгрупп, долевое распределение форм $UO_2(CO_3)_2^{2-}$ составляет 59-71 %, тогда как для подземных вод 63-82 %.

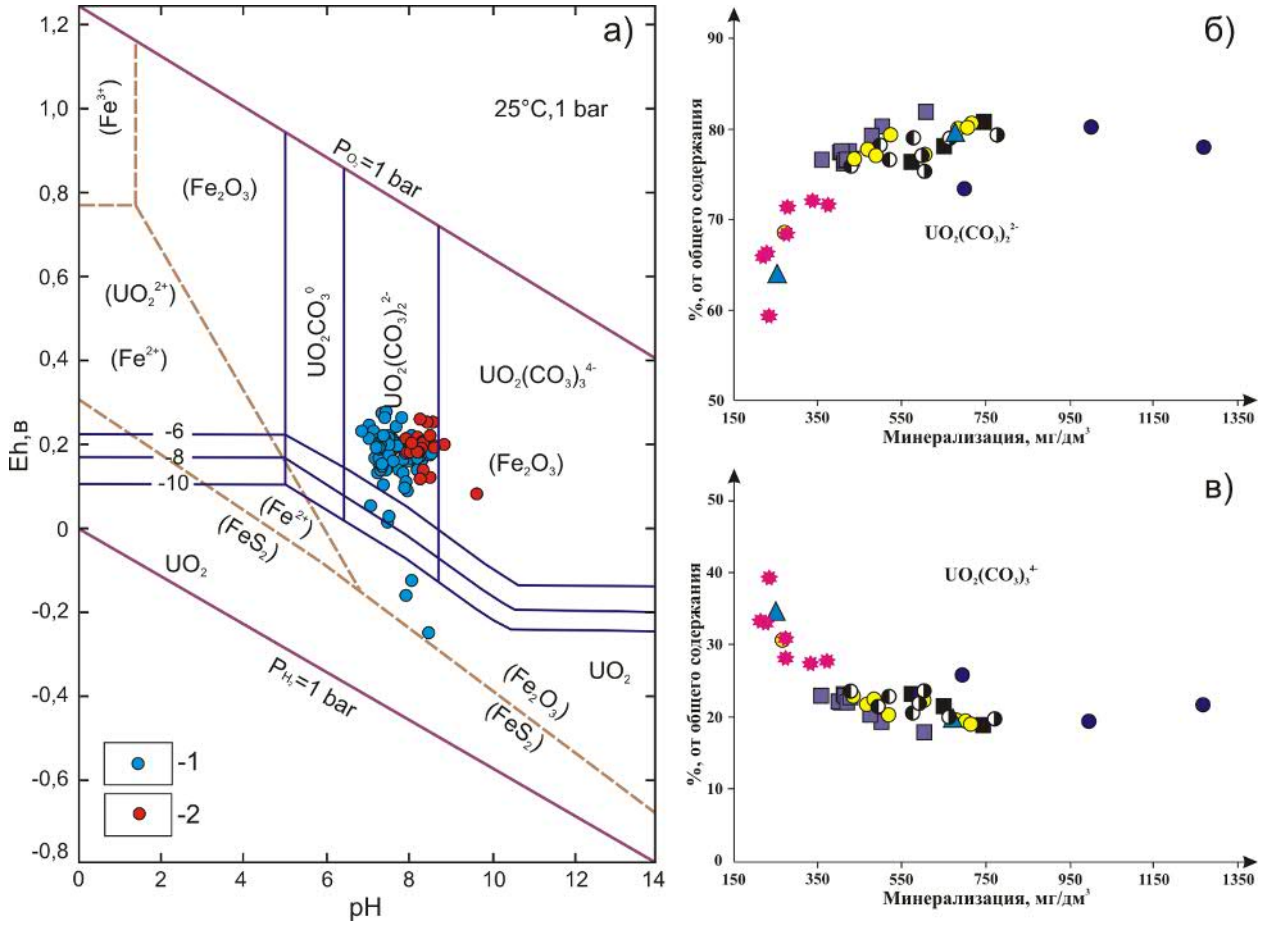


Рис. 3. Диаграмма Eh-pH для системы U-C-O-H с элементами системы Fe-S-O-H [21] с нанесением данных по подземным (1) и поверхностным (2) водам (а) и расчетные формы миграции урана в природных водах Байдарской долины (б-в)
Fig. 3. The Eh-pH diagram for the U-C-O-H system with Fe-S-O-H elements [21] with data on groundwater (1) and surface (2) waters (a) and the calculated migration forms of uranium in natural waters of the Baydar Valley (b-c)

Расчеты программного комплекса Visul Minteq 3.0 показали 100 % нахождение тория в форме $Th(OH)_3CO_3^-$. Экспериментальные и теоретические исследования форм, растворимости и сорбции тория в водах с низкой ионной силой описаны D. Langmuir и J.S. Herman [25], B.D. LaFlamme и J.W. Murray [26], E. Ostolols и другими [27], E. Osthols [28] и M.S. Quigley с соавторами [29]. D. Langmuir и J.S. Herman [25] создали термодинамическую базу данных для низкотемпературных природных вод, которая широко применяется, однако она

не содержит информации о важных комплексах карбоната тория, и стабильность фосфатных его комплексов также может быть переоценена [30].

Исследования проводились при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и города Севастополь в рамках гранта № 18-45-920032 р_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – М., 2003. – 94 с.
2. ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества. – М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2010. – 18 с.
3. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. – М., 2018. – 125 с.
4. Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым. Гл. редактор академик А.В. Сидоренко. – М.: Издательство «Недра», 1970. – 364 с.
5. Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым. Гл. редактор академик А.В. Сидоренко. – М.: Издательство «Недра», 1971. – 55 с.
6. Шестопалов В.М., Богуславский А.С., Бублясь В.Н. Оценка защищенности и уязвимости подземных вод с учетом зон быстрой миграции. – Киев: Институт геологических наук НАН Украины, 2007. – 120 с.
7. Тарасенко В.С., Паштецкий В.С., Ляшевский В.И., Панютин В.М., Резников С.В., Тимченко З.В. Экологические проблемы водохозяйственного комплекса Украины и Крыма // Таврійський вісник аграрної науки. – 2013. – № 1. – С. 115–119.
8. Каюкова Е.П., Юровский Ю.Г. Водные ресурсы Крыма // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2016. – № 1. – С. 25–32.
9. Лущик А.В., Горбатюк Н.В., Морозов В.И. Водоотбор и его влияние на подземные воды пригодные для хозяйственно-питьевого водоснабжения в Крыму // Строительство и техногенная безопасность. – 2016. – № 12 (54). – С. 83–91.
10. Горобцов Д.Н., Никулина М.Е., Пендин В.В., Фоменко И.К., Козловский С.С., Черепанский М.М., Чесалов Л.Е. Оценка современного состояния месторождений подземных вод нераспределенного фонда недр Республики Крым // Геология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2017. – № 6. – С. 8–16.
11. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Сесь К.В. Гидрогеология и гидрогеохимия Крымского полуострова в свете проблемы питьевого водоснабжения // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 339–346.
12. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Особенности гидрогеологии верхнеюрских отложений юго-западных районов Крымского полуострова // Ученые записки Крымского федерального университета имени В. И. Вернадского. География. Геология. – 2018. – Т. 4 (70). – № 4. – С. 268–288.
13. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Новый взгляд на гидрогеологические условия города федерального значения Севастополь // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 8. – С. 105–122.

14. Novikov D.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., YUrchik I.I., Suhorukova A.F. Osobennosti gidrogeohimii ekspluatiruemyh vodonosnyh gorizontov Sevastopol'skoj gorodskoj aglomeracii // Interekspo Geo-Sibir'-2016. Mezhdunar. nauch. konf. ««Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 23-27 apr. 2018 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2018. – T. 2, № 1. – S. 81-91.

15. Novikov D.A., Nichkova L.A., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., ZHitova L.M., Sigora G.A. Gidrogeohimicheskie anomalii Bajdarskoj doliny (Krymskij poluostrov) // Interekspo Geo-Sibir'-2016. Mezhdunar. nauch. konf. ««Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya»: sb. materialov v 9 t., Novosibirsk, 24-26 apr. 2019 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. – T. 2, № 1. – S. 117-124.

16. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Оценка качества подземных вод верхнеюрских отложений юго-западных районов Крымского полуострова для целей питьевого и сельскохозяйственного водоснабжения // Экология и промышленность России. – 2019. – Т. 23. – № 4. – С. 52–57.

17. Nichkova L.A., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sigora G.A., Khomenko T. Yu. Geochemistry of natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01036.

18. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Pyryaev A.N., Sigora G.A., Khomenko T. Yu. Distribution of the stable isotopes (δ18O, δD и δ13C) in natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01038.

19. Новиков Д.А., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф. Новая схема гидрогеологической стратификации города федерального значения Севастополь // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 346–351.

20. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1996. – 423 с.

21. Brookins D.G. Eh-pH Diagrams for Geochevistry // Springer-Verlag. – 1988. – 184 p.

22. Amonette J., Wilkin R.T., Ford R.G. Monitored Natural Attenuation of Inorganic Contaminants in Ground Water. Assessment for Radionuclides Including Tritium, Radon, Strontium, Technetium, Uranium, Iodine, Radium, Thorium, Cesium, and Plutonium-Americium, Cincinnati // Uranium. In: Ford RG and Wilkin RT (eds.) OH: National Risk Management Research Laboratory. Office of Research and Development. U.S. Environmental Protection Agency. – 2010. – V. 3. – PP. 53–68.

23. Dong W. Brooks S.C. Determination of the formation constants of ternary complexes of uranyl and carbonate with alkaline earth metals (Mg2+, Ca2+, Sr2+, and Ba2+) using anion exchange method // Environmental Science & Technology. – 2006. – V. 40 (15). – PP. 4689–4695.

24. Prat O., Vercouter T., Ansoborlo E. Uranium speciation in drinking water from drilled wells in southern Finland and its potential links to health effects // Environmental Science & Technology. – 2009. – V. 43 (10). – PP. 3941–3946.

25. Langmuir D. Herman J.S. The mobility of thorium in natural waters at low temperatures // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V. 44. – PP. 1753–1766.

26. LaFlamme B.D. Murray J.W. Solid/solution interaction: The effect of carbonate alkalinity on adsorbed thorium // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1987. – V. 51. – PP. 243–250.

27. Osthols E., Bruno J., Grenthe I. On the influence of carbonate on mineral dissolution: III. The solubility of microcrystalline ThO2 in CO2–H2O media // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1994. – V. 58 (2). – PP. 613–623.

28. Osthols E. Thorium sorption on amorphous silica // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V. 59 (7). – PP. 1235–1249.

29. Quigley M.S., Honeyman B.D., Santschi P.H. Thorium sorption in the marine environment: Equilibrium partitioning at the hematite/water interface, sorption/desorption kinetics

and particle tracing // Aquatic Geochemistry. – 1996. – V. 1. – PP. 277–301.

30. EPA. Review of Geochemistry and Available Kd Values for Cadmium, Cesium, Chromium, Lead, Plutonium, Radon, Strontium, Thorium, Tritium (3H) and Uranium. Understanding Variation in Partition Coefficient, Kd, values. – Washington. DC: Office of Air and Radiation, U.S. Environmental Protection Agency. – 1999. – V. 2.

REFERENCES

1. GN 2.1.5.1315-03. Predel'no dopustimyye kontsentratsii (PDK) khimicheskikh veshchestv v vode vodnykh ob"yektov khozyaystvenno-pit'yevogo i kul'turno-bytovogo vodopol'zovaniya. – M., 2003. – 94 p.

2. GOST R 51232-98. Voda pit'yevaya. Obshchiye trebovaniya k organizatsii i metodam kontrolya kachestva. – M.: FGUP «STANDARTINFORM», 2010. – 18 p.

3. SanPiN 2.1.4.1074-01. Pit'yevaya voda. Gigiyenicheskiye trebovaniya k kachestvu vody tsentralizovannykh sistem pit'yevogo vodosnabzheniya. Kontrol' kachestva. Gigiyenicheskiye trebovaniya k obespecheniyu bezopasnosti sistem goryachego vodosnabzheniya. – M., 2018. – 125 p.

4. Gidrogeologiya SSSR. Tom VIII. Krym. Gl. redaktor akademik A.V. Sidorenko. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1970. – 364 p.

5. Gidrogeologiya SSSR. Tom VIII. Krym. Gl. redaktor akademik A.V. Sidorenko. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1971. – 55 p.

6. Shestopalov V.M., Boguslavskiy A.S., Bublyas' V.N. Otsenka zashchishchennosti i uyazvimosti podzemnykh vod s uchetom zon bystroy migratsii. – Kiyev: Institut geologicheskikh nauk NAN Ukrainy, 2007. – 120 p.

7. Tarasenko V.S., Pashtetskiy V.S., Lyashevskiy V.I., Panyutin V.M., Reznikov S.V., Timchenko Z.V. Ekologicheskiye problemy vodokhozyaystvennogo kompleksa Ukrainy i Kryma // Tavríys'kiy vísnik agrarnoĭ nauki. – 2013. – № 1. – PP. 115-119.

8. Kayukova Ye.P., Yurovskiy YU.G. Vodnyye resursy Kryma // Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya. Gidrogeologiya. Geokriologiya. – 2016. – № 1. – PP. 25-32.

9. Lushchik A.V., Gorbatyuk N.V., Morozov V.I. Vodootbor i yego vliyaniye na podzemnyye vody prigodnyye dlya khozyaystvenno-pit'yevogo vodosnabzheniya v Krymu // Stroitel'stvo i tekhnogennaya bezopasnost'. – 2016. – № 12 (54). – PP. 83-91.

10. Gorobtsov D.N., Nikulina M.Ye., Pendin V.V., Fomenko I.K., Kozlovskiy S.S., Cherepanskiy M.M., Chesalov L.Ye. Otsenka sovremennogo sostoyaniya mestorozhdeniy podzemnykh vod neraspredelennogo fonda nedr Respubliki Krym // Geologiya. Inzhenernaya geologiya. Gidrogeologiya. Geokriologiya. – 2017. – № 6. – PP. 8-16.

11. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F., Ses' K.V. Gidrogeologiya i gidrogeokhimiya Krymskogo poluostrova v svete problemy pit'yevogo vodosnabzheniya // Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii. – Novosibirsk: IPTS NGU, 2018. – PP. 339-346.

12. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F. Osobennosti gidrogeologii verkhneyurskikh otlozheniy yugo-zapadnykh rayonov Krymskogo poluostrova // Uchenyye zapiski Krymskogo federal'nogo universiteta imeni V. I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya. – 2018. – V. 4 (70). – № 4. – PP. 268-288.

13. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F. Novyy vzglyad na gidrogeologicheskiye usloviya goroda federal'nogo znacheniya Sevastopol' // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – V. 330. – № 8. – PP. 105-122. DOI: 10.18799/24131830/2019/8/2217

14. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F., Yurchik I.I., Sukhorukova A.F. Osobennosti gidrogeokhimii ekspluatiruyemykh vodonosnykh gorizontov Sevastopol'skoy gorodskoy aglomeratsii // Interekspo Geo-Sibir. – 2018. – V. 2. – P. 81-91. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-2-84-91

15. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F., Zhitova L.M., Sigora G.A. Gidrogeokhimicheskiye anomalii Baydarskoy doliny (Krymskiy poluostrov) // Interekspo Geo-Sibir. – 2019. – V. 2. – № 1. – PP. 117-124. DOI: 10.33764/2618-981X-2019-2-1-117-124

16. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F. Otsenka kachestva podzemnykh vod verkhneyurskikh otlozheniy yugo-zapadnykh rayonov Krymskogo poluostrova dlya tseley pit'yevogo i sel'skokhozyaystvennogo vodosnabzheniya // Ekologiya i promyshlennost' Rossii. – 2019. – V. 23. – № 4. – PP. 52-57. DOI: 10.18412/1816-0395-2019-04-52-57

17. Nichkova L.A., Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Sigora G.A., Khomenko T. Yu. Geochemistry of natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01036.

18. Novikov D.A., Nichkova L.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F., Pyryaev A.N., Sigora G.A., Khomenko T. Yu. Distribution of the stable isotopes (δ18O, δD и δ13C) in natural waters of the Baydar valley (Crimean Peninsula) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 01038.

19. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dul'tsev F.F. Novaya skhema gidrogeologicheskoy stratifikatsii goroda federal'nogo znacheniya Sevastopol' // Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii. – Novosibirsk: IPTS NGU, 2018. – PP. 346-351.

20. Shvartsev S.L. Obshchaya gidrogeologiya. – M.: Nedra, 1996. – 423 p.

21. Brookins D.G. Eh-pH Diagrams for Geochevistry // Springer-Verlag. – 1988. – 184 p.

22. Amonette J., Wilkin R.T., Ford R.G. Monitored Natural Attenuation of Inorganic Contaminants in Ground Water. Assessment for Radionuclides Including Tritium, Radon, Strontium, Technetium, Uranium, Iodine, Radium, Thorium, Cesium, and Plutonium-Americium, Cincinnati // Uranium. In: Ford RG and Wilkin RT (eds.) OH: National Risk Management Research Laboratory. Office of Research and Development. U.S. Environmental Protection Agency. – 2010. – V. 3. – PP. 53–68.

23. Dong W. Brooks S.C. Determination of the formation constants of ternary complexes of uranyl and carbonate with alkaline earth metals (Mg2+, Ca2+, Sr2+, and Ba2+) using anion exchange method // Environmental Science & Technology. – 2006. – V. 40 (15). – PP. 4689–4695.

24. Prat O., Vercouter T., Ansoborlo E. Uranium speciation in drinking water from drilled wells in southern Finland and its potential links to health effects // Environmental Science & Technology. – 2009. – V. 43 (10). – PP. 3941–3946.

25. Langmuir D. Herman J.S. The mobility of thorium in natural waters at low temperatures // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V. 44. – PP. 1753–1766.

26. LaFlamme B.D. Murray J.W. Solid/solution interaction: The effect of carbonate alkalinity on adsorbed thorium // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1987. – V. 51. – PP. 243–250.

27. Osthols E., Bruno J., Grenthe I. On the influence of carbonate on mineral dissolution: III. The solubility of microcrystalline ThO2 in CO2–H2O media // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1994. – V. 58 (2). – PP. 613–623.

28. Osthols E. Thorium sorption on amorphous silica // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V. 59 (7). – PP. 1235–1249.

29. Quigley M.S., Honeyman B.D., Santschi P.H. Thorium sorption in the marine environment: Equilibrium partitioning at the hematite/water interface, sorption/desorption kinetics and particle tracing // Aquatic Geochemistry. – 1996. – V. 1. – PP. 277–301.

30. EPA. Review of Geochemistry and Available Kd Values for Cadmium, Cesium, Chromium, Lead, Plutonium, Radon, Strontium, Thorium, Tritium (3H) and Uranium. Understanding Variation in Partition Coefficient, Kd, values. – Washington. DC: Office of Air and Radiation, U.S. Environmental Protection Agency. – 1999. – V. 2.

© Д.А. Новиков, Т.В. Корнеева, 2020

УДК 543.3:550.845(571.14) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-018

ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ИЗОТОПНО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИРОДНЫХ ВОД НОВОСИБИРСКОЙ ГОРОДСКОЙ АГЛОМЕРАЦИИ

Дмитрий Анатольевич Новиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1., доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Александр Николаевич Пыряев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат химических наук, младший научный сотрудник лаборатории изотопно-аналитической геохимии; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1., ассистент кафедры химической и биологической физики, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru

Анатолий Витальевич Черных
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Анна Федоровна Сухорукова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1., доцент кафедры общей и региональной геологии, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Приводятся первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований природных вод Новосибирской городской агломерации. Особенности гидрогеологического строения предопределили существующую гидравлическую взаимосвязь водоносных комплексов четвертичных отложений, верхнедевонско-нижнекаменноугольных пород и верхнепалеозойских гранитов. По химическому составу установлено 25 типов вод при доминировании HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca и SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca с величиной общей минерализации от 127 до 1848 мг/дм^3.

Ключевые слова: природные воды, гидрогеохимия, геохимические параметры среды, микроэлементы, стабильные изотопы, водообмен, загрязнение, город Новосибирск, Западная Сибирь.

THE FIRST RESULTS OF INTEGRATED ISOTOPE-HYDROGEOCHEMICAL STUDIES OF NATURAL WATERS IN THE NOVOSIBIRSK URBAN AGGLOMERATION

Dmitry A. Novikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, PhD, Head of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Associate professor of the general and regional geology and geology of petroleum fields departments, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Aleksandr N. Pyryaev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, PhD, Junior Researcher, Laboratory of Isotope-Analytical Geochemistry; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Assistant of chemical and biological physics department, e-mail: pyrayev@igm.nsc.ru

Anatoly V. Chernykh
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anna F. Sukhorukova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Associate professor of the general and regional geology department, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

The first results obtained in the integrated isotope-hydrogeochemical studies of natural waters in the Novosibirsk urban agglomeration are reported. The features of hydrogeological structure defined the existing hydraulic interconnection between water-bearing complexes of quaternary sediments, upper Devonian - lower Carboniferous rocks and upper Paleozoic granites. According to chemical composition, 25 types of water were distinguished, with the prevalence of HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca and SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca with TDS within the range from 127 to 1848 mg/l.

Keywords: natural waters, hydrogeochemistry, geochemical parameters of the environment, microelements, stable isotopes, water exchange, pollution, Novosibirsk city, West Siberia.

На территории Новосибирской городской агломерации (НГА) комплексные изотопно-гидрогеохимические исследования природных вод ранее никогда не проводились. Имеются разрозненные материалы разных лет, полученные во время поисково-разведочных работ на воды хозяйственно-питьевого назначения, включая минеральные радоновые. Наибольший вклад в изучение

гидрогеологических условий региона внесли И.П. Карпицкий, Е.К. Вериго, В.С. Кусковский, Г.Л. Самсонов, Н.К. Ахмеджанова, С.В. Шабанов, И.П. Карпинский, П.Л. Макидон, Т.В. Терехова, Е.П. Виценко, Б.Л. Врабий, Н.Н. Бусоргина, М.Н. Козлова, В.П. Мочалов и многие другие [1-3]. Большинство исследований последних лет сосредоточено на проблеме загрязнения атмосферы, снегового и почвенного покрова [4-16] или компиляции материалов Государственных докладов «О состоянии окружающей среды Новосибирской области». Последние результаты гидрологических и гидрогеологических исследований приведены в работах [17-24].

В связи с ростом антропогенной нагрузки крайне важно сохранить имеющиеся ресурсы пресных вод, поскольку это является одной из первостепенных задач обеспечения социальной стабильности, охраны здоровья и увеличения продолжительности жизни населения. В настоящей работе приводятся первые результаты комплексных изотопно-гидрогеохимических исследований природных (поверхностных и подземных) вод НГА, опробованных в 2019 году (рис. 1). Отбор 118 проб, предварительная пробоподготовка выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками. Лабораторное изучение химического и изотопного состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИСП), проводилось в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Инженерной школы природных ресурсов ТПУ, в лабораториях ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН и ИГМ им. В.С. Соболева СО РАН.

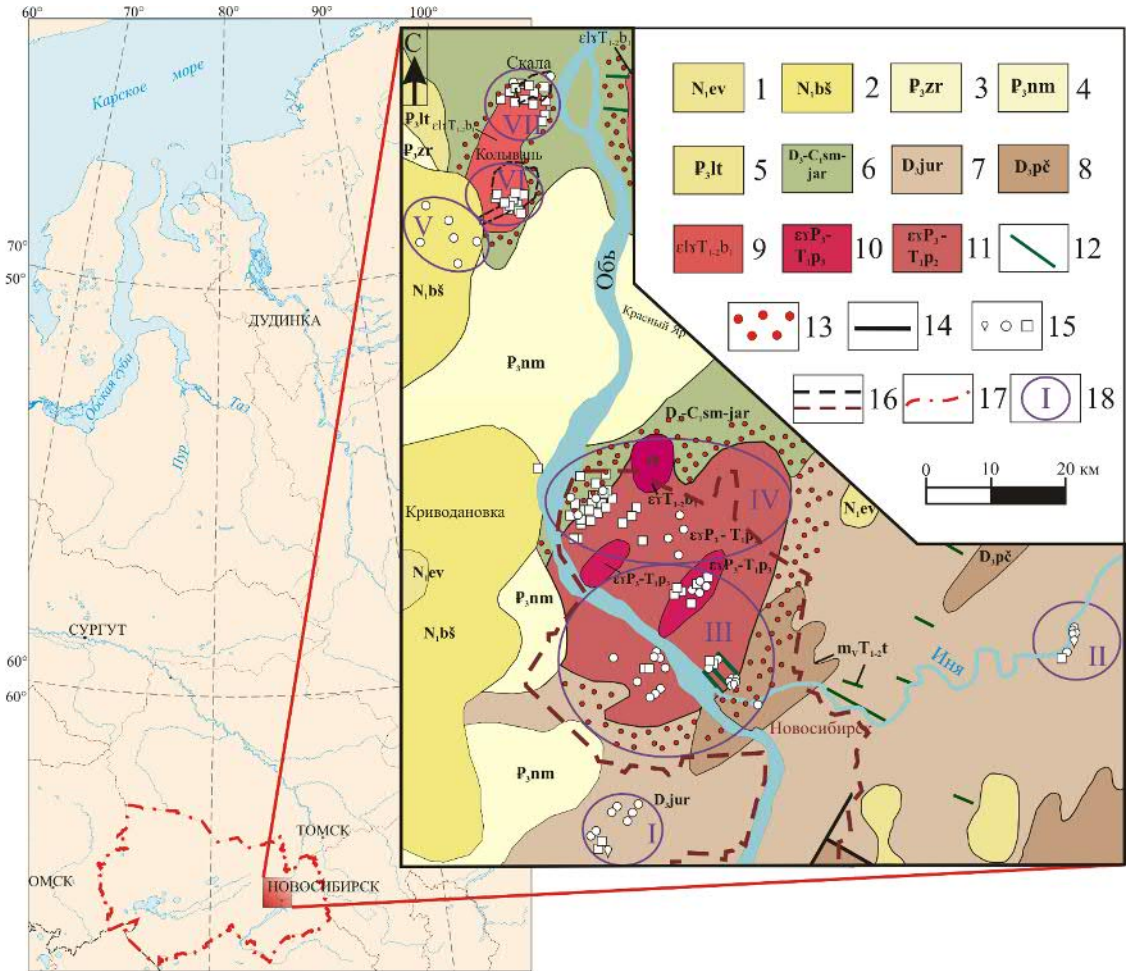


Рис. 1. Местоположение изученных объектов на геологической карте Новосибирской городской агломерации

1 – евсинская свита (N_1ev) – глины мраморовидные пестроокрашенные; 2 – бещеульская свита ($N_1bš$) – алевриты с прослоями глинистых песков, гравия, галечников; 3 – журавская свита ($Ꝑ_3zr$) – переслаивание алевролитовых песков, алевритов, прослои глин; 4 – новомихайловская свита ($Ꝑ_3nm$) – переслаивание песков, алевритов, бурых глин, лигнитовых углей; 5 – лагернотомская свита ($Ꝑ_3lt$) – пески разнозернистые алевритовые светло-серые и зеленовато-серые, алевриты и алевритовые глины с обильными растительными остатками; 6 – саламатовская и ярская толщи нерасчлененные ($D_3 – C_1sm-jar$); 7 – юргинская свита (D_3jur) – песчаники серые полимиктовые, в нижней части известковые, сланцы глинистые, алевролиты, прослои гравелитов и известняков; 8 – пачинская свита ($D_3pč$) – сланцы глинистые темно-серые, алевролиты, прослои песчаников, пачки известняков; Барлакский гранит-лейкогранитовый мезоабиссальный комплекс: 9 – первая фаза, монцолейкограниты и лейкограниты биотитовые среднезернистые, реже монцограниты биотитовые и амфибол-биотитовые ($εγT_{1-2}b_1$); Приобский монцодиорит-гранодиоритовый мезоабиссальный комплекс: 10 – вторая фаза, монцограниты, граносиениты, граниты, гранодиориты амфиболовые среднезернистые, порфировидные с директивной текстурой ($εγP_3 – T_1p_2$); 11 – третья фаза, монцограниты биотитовые мелкозернистые ($εγP_3 – T_1p_3$); 12 – дайки спессартитов, кварцевых монцодиорит-порфиритов; 13 – контактовые роговики и ороговикованные породы; 14 – разломы; 15 – источники, поверхностные, подземные воды; 16 – административные границы п. Скала, п. Колывань, г. Новосибирска; 17 – административная граница Новосибирской области; 18 – локализация изученных объектов в пределах: зоны распространения пород юргинской свиты (D_3jur): I – с. Верх-Тула, II – Инские источники; Новосибирского гранитного массива: III – южной части, IV – северной части; V – зоны

развития пород бещеульской свиты (N_1bš); Колыванского гранитного массива: VI – южной части, VII – северной части.

Fig. 1. The location of the studied objects on the geological map of the Novosibirsk city agglomeration

1 - Evsinskaya Formation (N_1ev) - marble-shaped multi-colored clays; 2 - Bescheuli Formation (N_1bš) - siltstones, interlayers of clay sands, gravel, pebbles; 3 - Zhuravskaya Formation ($Р_3$zr) - interbedded siltstone sand, siltstone, interlayers of clay; 4 - Novomikhailovskaya Formation ($Р_3$nm) - interbedded sand, silt, clay, brown, often lignite coals; 5 - Lagernotomskaya Formation ($Р_3$lt) - light-grained silt sand sands of light gray and greenish gray, silt and silty clays with abundant plant residues; 6 - Salamat and Yar strata not divided (D_3 - C_1sm-jar); 7 - Yurga Formation (D_3jur) - gray polymictic sandstones, calcareous in the lower part, clay shales, siltstones, interlayers of gravelites, limestones; 8 - Pachinsky Formation (D3pč) - dark gray clay shales, siltstones, sandstone beds, limestone packs; Barlak granite-leucogranite meso-abyssal complex: 9 - the first phase: monzole granites and leucogranites are biotite medium-grained, less often monzogranites are biotite and amphibole-biotite ($\varepsilon\gamma T_{1\text{-}2}b_1$); Priobsky monzodiorite-granodiorite meso-abyssal complex: 10 second phase: monzogranites, granosyenites, granites, amphibole granodiorite granodiorites, porphyritic with a directive texture ($\varepsilon\gamma P_3$ - T_1p_2); 11 - the third phase: fine-grained monzogranites ($\varepsilon\gamma P_3$ - T_1p_3); 12 - dykes of spessartites, quartz monzodiorite-porphyrites; 13 - contact hornfelses and keratinized rocks; 14 - faults; 15 - springs, surface and groundwater; 16 - administrative borders of Skala, Kolyvan, Novosibirsk; 17 - administrative border of the Novosibirsk region; 18 - localization of the studied objects within: the distribution zone of rocks of the Yurga Formation (D_3jur): I - v. Verkh-Tula, II - Inya springs; Novosibirsk granite massif: III - the southern part, IV - the northern part; V - zones of development of rocks of the Bescheuli Formation (N_1bš); Kolyvan granite massif: VI - the southern part, VII - the northern part.

В 2019 году были изучены водопункты в пределах: зоны распространения пород юргинской свиты (D_3jur): I – с. Верх-Тула, II – «Инские источники»; Новосибирского гранитного массива: III – южной части, IV – северной части; V – зоны развития пород бещеульской свиты (N_1bš); Колыванского гранитного массива: VI – южной части и VII – северной части. Особенности гидрогеологического строения города Новосибирска предопределили гидравлическую взаимосвязь водоносных комплексов четвертичных, неогеновых и палеогеновых отложений, верхнедевонско-нижнекаменноугольных пород и верхнепалеозойских гранитов. Схожие гидрогеологические условия характерны для прибортовых районов всего Западно-Сибирского артезианского бассейна [25-30].

Изученные природные воды НГА пресные и ультрапресные преимущественно HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca и SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca состава с величиной общей минерализации от 127 до 1848 мг/дм^3 (рис. 2). Большинство изученных вод характеризуется соленостью, не превышающей 1 г/дм^3, что

связано с формированием их химического состава за счет инфильтрации атмосферных осадков. Отмечается закономерный рост основных солеобразующих компонентов (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}, K^{+}, HCO_3^{-}, Cl^{-}, NO_3^{-} и SO_4^{2-}) с увеличением общей минерализации природных вод в четкой корреляции с их химическим типом.

Геохимические параметры (pH, Eh и O_2) контролируются в первую очередь условиями залегания природных вод и характером их водообмена, что хорошо иллюстрируется полученными данными (см. рис. 2б-в). Изученные воды характеризуются pH от нейтральных до щелочных (6,9 – 9,5). Величины Eh варьируют от восстановительных -157 мВ ($O_{2\ раств.}$ = 0,3 мг/дм^3) до окислительных +280 мВ ($O_{2\ раств.}$ = 19,4 мг/дм^3). Среди подземных вод особый интерес представляют объекты с восстановительной средой, поскольку они характеризуют воды фонового состава без разбавления их поверхностными и водами зоны подтопления. К таким можно отнести воды «Святого источника» в с. Верх-Тула для которых Eh варьирует в интервале -157,4 – -44,9 мВ при содержании $O_{2\ раств.}$ 0,5 – 1,4 мг/дм^3.

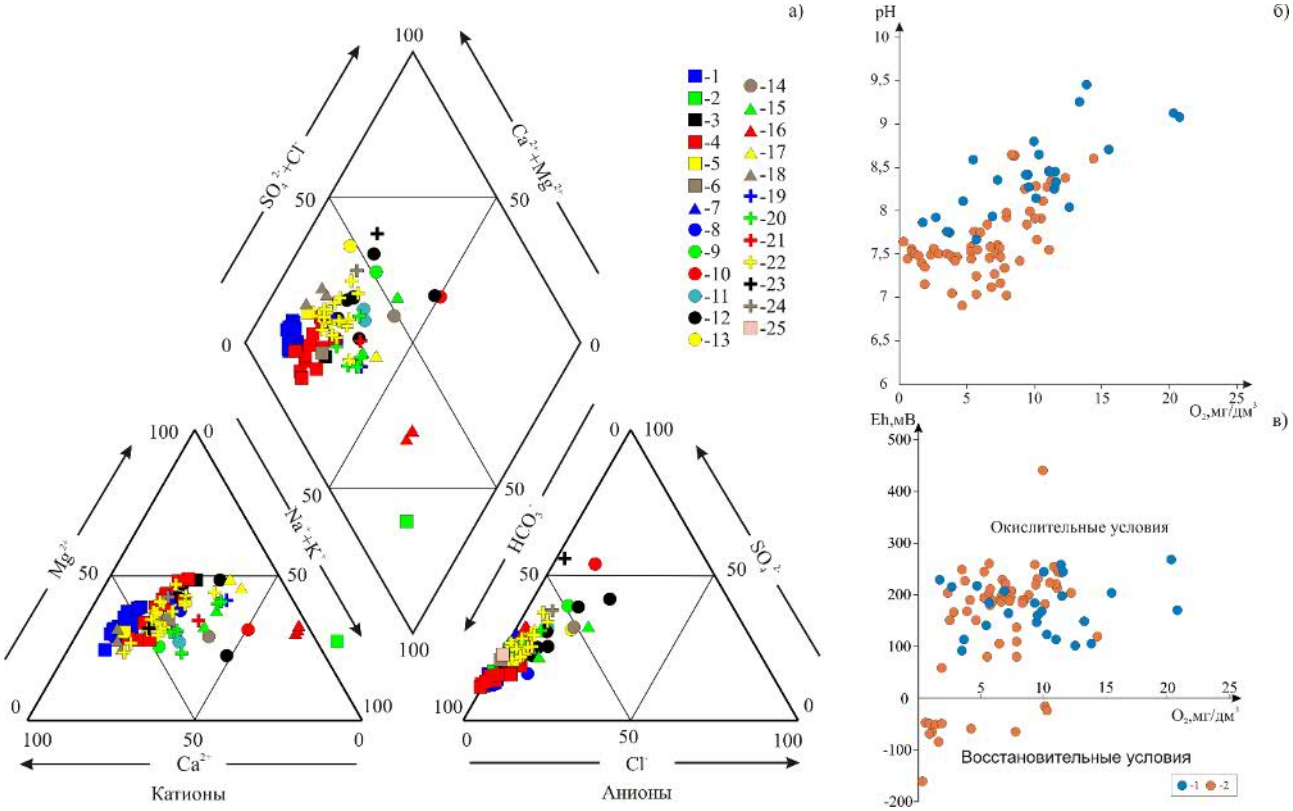


Рис. 2. Диаграмма Пайпера (а), зависимость pH (б) и Eh (в) от содержания

растворенного O_2 в природных водах Новосибирской городской агломерации

а) Наименование химических типов дано в соответствии с формулой М.Г. Курлова (от 10 %-экв.): 1 – HCO_3 Mg-Ca; 2 – HCO_3 Mg-Na; 3 – HCO_3 Na-Ca-Mg; 4 – HCO_3 Na-Mg-Ca; 5 – NO_3-HCO_3 Mg-Ca; 6 – NO_3-HCO_3 Na-Mg-Ca; 7 – NO_3-SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca; 8 – Cl-HCO_3 Na-Mg-Ca; 9 – Cl-NO_3-SO_4-HCO_3 Mg-Na-Ca; 10 – Cl-SO_4-HCO_3 Mg-Ca-Na; 11 – Cl-SO_4-HCO_3 Mg-Na-Ca; 12 – Cl-SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca; 13 – Cl-SO_4-NO_3-HCO_3 Mg-Ca; 14 – Cl-SO_4-NO_3-HCO_3 Na-Mg-NH_4-Ca; 15 – SO_4-Cl-HCO_3 Mg-Na-Ca; 16 – SO_4-HCO_3 Ca-Mg-Na; 17 – SO_4-HCO_3 Ca-Na-Mg; 18 – SO_4-HCO_3 Mg-Ca; 19 – SO_4-HCO_3 Mg-Ca-Na; 20 – SO_4-HCO_3 Mg-Na-Ca; 21 – SO_4-HCO_3 Mg-Na-NH_4-Ca; 22 – SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca; 23 – SO_4-HCO_3-NO_3 Na-NH_4-Mg-Ca; 24 – SO_4-NO_3-HCO_3 Mg-Ca; 25 – SO_4-NO_3-HCO_3 Na-Mg-Ca.

б-в) природные воды: 1 – поверхностные; 2 – подземные.

Fig. 2. Piper diagram (a), dependence of pH (b) and Eh (c) on the content of dissolved O_2 in natural waters of the Novosibirsk city agglomeration

a) The chemical types is given in accordance with the Kurlov's formula (from 10% -eq.): 1 - HCO_3 Mg-Ca; 2 - HCO_3 Mg-Na; 3 - HCO_3 Na-Ca-Mg; 4 - HCO_3 Na-Mg-Ca; 5 - NO_3-HCO_3 Mg-Ca; 6 - NO_3-HCO_3 Na-Mg-Ca; 7 - NO_3-SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca; 8 - Cl-HCO_3 Na-Mg-Ca; 9 - Cl-NO_3-SO_4-HCO_3 Mg-Na-Ca; 10 - Cl-SO_4-HCO_3 Mg-Ca-Na; 11 - Cl-SO_4-HCO_3 Mg-Na-Ca; 12 - Cl-SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca; 13 - Cl-SO_4-NO_3-HCO_3 Mg-Ca; 14 - Cl-SO_4-NO_3-HCO_3 Na-Mg-NH_4-Ca; 15 - SO_4-Cl-HCO_3 Mg-Na-Ca; 16 - SO_4-HCO_3 Ca-Mg-Na; 17 - SO_4-HCO_3 Ca-Na-Mg; 18 - SO_4-HCO_3 Mg-Ca; 19 - SO_4-HCO_3 Mg-Ca-Na; 20 - SO_4-HCO_3 Mg-Na-Ca; 21 - SO_4-HCO_3 Mg-Na-NH_4-Ca; 22 - SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca; 23 - SO_4-HCO_3-NO_3 Na-NH_4-Mg-Ca; 24 - SO_4-NO_3-HCO_3 Mg-Ca; 25 - SO_4-NO_3-HCO_3 Na-Mg-Ca.

b-c) natural waters: 1 - surface; 2 - underground.

Поверхностные воды (речные, озерные и затопленные карьеры) имеют преимущественно SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca и HCO_3 Mg-Ca состав с величиной общей минерализации 214 – 789 мг/дм^3. Они в основном слабощелочные с pH = 8,4 и окислительными условиями геохимической обстановки с Eh +96,2 – +280 мВ и средними содержаниями $O_{2\ раств.}$ = 10,4 мг/дм^3 и Si = 1,7 мг/дм^3. По отношению Si/Na > 0,3 резко отличаются воды рек Каменка, Камышенка и Скалушка в которых можно предполагать высокую долю подземного питания. В большинстве случаев Si/Na < 0,1, а содержание Si = 0,1-1,8 мг/дм^3.

Подземные воды (источники, скважины и разрабатываемые карьеры) по составу в основном HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca и SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca с величиной общей минерализации от 127 до 1848 мг/дм^3. По величине pH доминируют нейтральные с окислительно-восстановительным потенциалом Eh от -157 до +280 мВ, величиной $O_{2\ раств.}$ 0,3 – 14,2 мг/дм^3 и содержанием Si 0,3 – 11,8 мг/дм^3, при среднем значении 6,2 мг/дм^3. Они значительно отличаются по величинам геохимических коэффициентов (Ca/Na, Ca/Mg, Ca/Si, Mg/Si, Na/Si,

Si/Na, rNa/rCl и SO_4/Cl), позволяющих проследить источники поступления элементов при формировании их состава. Например, подземные воды зоны трещиноватости гранитов карьеров «Борок», «Скала» и «Новобибеевский» за счет процессов длительного взаимодействия в системе вода – порода характеризуются превышением значений Na/Si (2,9-7,7) над Mg/Si (2,4-4,4), пониженными значениями Ca/Mg (2,5-5,5), Ca/Na в среднем 2,7 и Ca/Si (7,9-18,9). Гидрогеохимический мониторинг радоновых вод скважины Городской клинической больницы № 34 выявил рост отношений Na/Si (3,9-5,1) и Mg/Si (4,0-5,2) за счет более высокой степени гидрогеологической закрытости недр. Сравнительный анализ подземных вод источников («Святого источника» в с. Верх-Тула и «Инских источников») зоны распространения пород юргинской свиты (D_3jur) также показал значительные отличия. Так, средние значения отношений Na/Si = 6,0 и Mg/Si = 7,2 значительно выше в водах «Святого источника» с. Верх-Тула, чем в «Инских источниках», где они составляют 1,1 и 2,2 соответственно. Эти различия еще существеннее становятся при рассмотрении микрокомпонентного состава. Так, например, содержания Mn отличаются на два математических порядка, составляя 0,63-0,69 мг/дм^3 в первом случае и $5{,}2\cdot10^{-5}$-$5{,}3\cdot10^{-3}$ мг/дм^3 во втором. Схожие тенденции установлены по концентрациям: Co, Ni, Zn, Ga, As, Sr, Mo, Rh, Sn, Ba, U и др.

Использование стабильных изотопов (δ^{18}O, δD и δ^{13}C) завоевало широкую популярность при исследовании динамики природных вод, их генезиса и гидрогеохимических эффектов при взаимодействии воды и пород [31-36]. При интерпретации данных по стабильной изотопии кислорода и водорода обычно оперируют глобальной (Global Meteoric Water Line - GMWL) и локальной (Local Meteoric Water Line - LMWL) линиями метеорных вод. Первая, предложенная Г. Крейгом [37], описывает глобальное среднегодовое соотношение между изотопными отношениями δD и δ^{18}O (рис. 3а) в природных метеорных водах уравнением $\delta D = 8.0\cdot\delta^{18}O + 10$. Линия LMWL, представляющая соотношение указанных изотопов в заданной области, может существенно отличаться от

GMWL. На момент исследования, данные по изотопным соотношениям δD и $\delta^{18}O$ вод НГА очень ограничены [38-39]. Они могут быть описаны уравнением $\delta D = 7.5 \cdot \delta^{18}O - 5$. Изотопный анализ отобранных образцов вод показал довольно широкую вариацию изотопных отношений δD (от -139 ‰ до -113 ‰) и $\delta^{18}O$ (от -19 ‰ до -15 ‰). Тем не менее, из рис. 3а хорошо видно, что для всех исследованных вод пара изотопных отношений δD-$\delta^{18}O$ располагается между локальной и глобальной линиями метеорных вод. Это позволяет сделать вывод об метеорном происхождении природных вод исследуемого региона.

Данные по изотопному составу растворенного неорганического углерода (dissolved inorganic carbon – DIC) вод $\delta^{13}C_{DIC}$ позволяют сделать выводы о взаимодействии вод с окружающей средой, обнаружить вероятные источники гидрокарбонат-иона в водах, среди которых можно выделить гидролиз карбонат-содержащих пород, так называемый почвенный CO_2, атмосферный диоксид углерода, а также органическую (биогенную) углекислоту [40-41]. Изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ исследованных вод НГА варьируют в диапазоне от -9,0 ‰ до -14,0 ‰ (рис. 3б). Согласно данным [42] значение $\delta^{13}C$ атмосферного CO_2 в широтах Новосибирской области в зависимости от времени года колеблется от -8,0 до -9,0 ‰. С учетом этого значения и обеднения соотношения $\delta^{13}C$ тяжелым изотопом на 1,2 ‰ за счет фракционирования при переходе из атмосферного CO_2 в гидрокарбонат-ион [43], ожидаемое значение $\delta^{13}C_{DIC}$ дождевой воды должно варьировать в диапазоне от -9,2 до -10,2 ‰. Очевидно, что ряд образцов (область I), представленных в настоящей работе, попадает в эти рамки и происхождение гидрокарбонат-иона этих вод, по-видимому, носит атмосферный характер.

Между тем, большая часть представленных вод имеет более легкие изотопные отношения $\delta^{13}C_{DIC}$ (область II). Наиболее вероятным источником легких изотопов углерода в поверхностных водах представляется почвенная углекислота, сформированная как при проникновении атмосферного CO_2 в почвы, так и в ходе биогенного распада углерод-содержащих органических остатков (в основном, растительного происхождения), содержащихся в почвах.

В зависимости от доминирования растений с определенным типом фотосинтеза (С3 или С4) в исследуемом ареале, изотопный состав углерода остатков этих растений может сильно варьировать. Согласно данным [33, 40] значения $\delta^{13}C_{DIC}$ в диапазоне от -9 до -14 ‰ характерны для вод, взаимодействующих с силикатными и карбонатными породами, содержащими остатки растений типа С3.

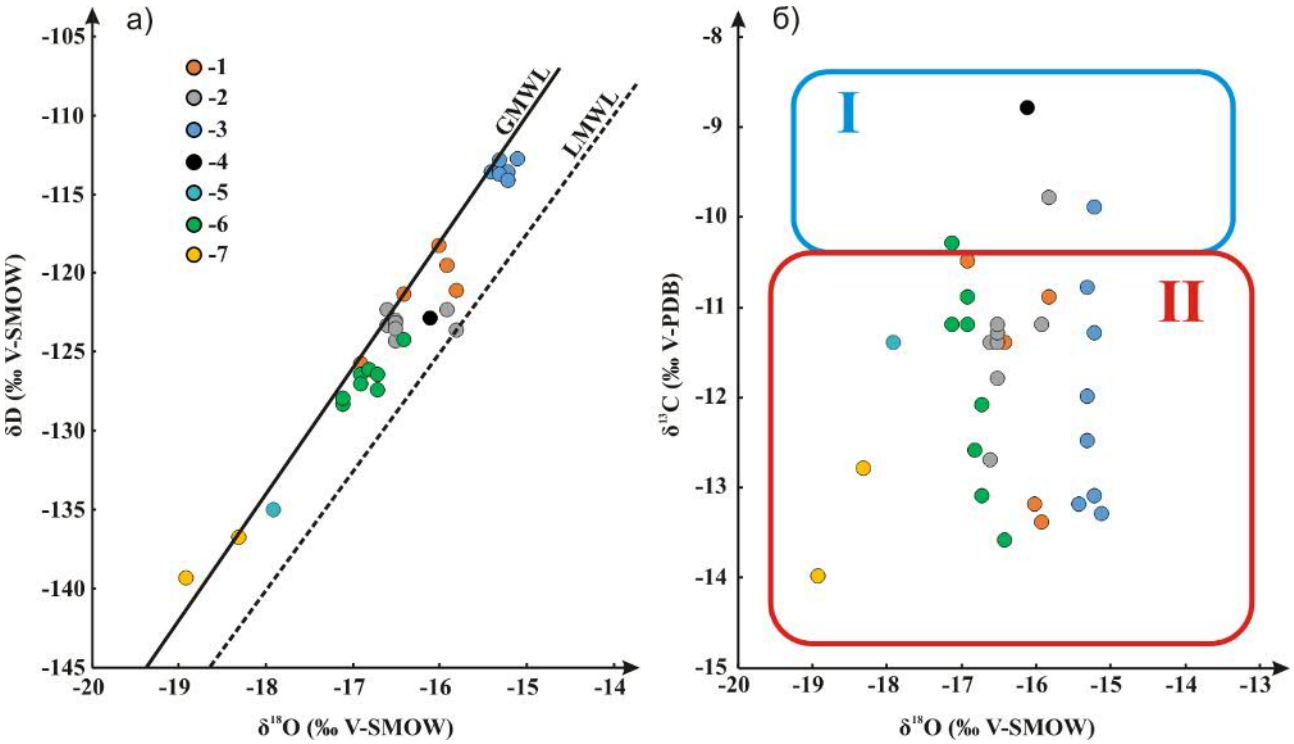


Рис. 3. Изотопный состав δD и $\delta^{18}O$ (а), $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ (б) в природных водах Новосибирской городской агломерации

Поверхностные воды: 1 – рек Обь, Иня и 2-я Ельцовка; подземные воды: 2 – карьера «Борок»; 3 – скважины в Городской больнице № 34, 4 – скважины в Покровском Александро-Невском женском монастыре (р.п. Колывань); 5 – скважины вблизи «Инских источников»; 6 – «Инских источников»; 7 – «Святого источника» в с. Верх-Тула.

Fig. 3. The isotopic composition of δD and $\delta^{18}O$ (a), $\delta^{13}C$ and $\delta^{18}O$ (b) in natural waters of the Novosibirsk city agglomeration

Surface waters: 1 - the Ob, Inya and 2nd Yeltsovka rivers; groundwater: 2 - open cuts «Borok»; 3 - wells in the City Hospital № 34, 4 - wells in the convent of Kolyvan; 5 - wells near Inskie sources; 6 - Inya springs; 7 - Holy spring in v. Verkh-Tula.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Варкасин Ю.Н., Свиридов В.Г., Росляков Н.А., Афанасьев А.Т., Вавилихин Г.А., Васильев И.П., Виниченко В.И., Леонов А.Н., Марус А.И., Михантьева Л.С., Нестеренко Г.В., Самсонов Г.Л., Сердюк З.Я. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – Т. 2. – 254 с.

2. Вериго Е.К., Быкова В.В., Гусев В.К. Заельцовское месторождение радоновых вод (Новосибирское Приобье) // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, 1979. – № 14. – С. 47–51.

3. Гусев В.К., Вериго Е.К. Радоновые воды Колывань-Томской складчатой зоны, их использование и охрана // Изменение природных условий под влиянием деятельности человека, 1984. – С. 99–107.

4. Сысо А.И., Артамонова В.С., Сидорова М.Ю., Ермолов Ю.В., Черевко В.С. Загрязнение атмосферы, снегового и почвенного покрова г. Новосибирска // Оптика атмосферы и океана. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения РАН, 2005. – Т. 18. – № 8. – С. 663–669.

5. Попова С.А., Макаров В.И., Куйбида Л.В. Сезонная изменчивость Н-Алканов и полиядерных ароматических углеводородов в атмосфере Новосибирска и его пригорода // Оптика атмосферы и океана. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения РАН, 2008. – Т. 21. – № 6. – С. 536–539.

6. Бортникова С.Б., Рапута В.Ф., Девятова А.Ю., Юдахин Ф.Н. Методы анализа данных загрязнения снегового покрова в зонах влияния промышленных предприятий (на примере г. Новосибирск) // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – Москва: Изд-во Российская академия наук, 2009. – № 6. – С. 515–525.

7. Рапута В.Ф., Коковкин В.В., Девятова А.Ю. Сравнительная оценка состояния длительного загрязнения атмосферы и снежного покрова г. Новосибирска на сети стационарных постов гидрометеослужбы // Оптика атмосферы и океана. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения РАН, 2010. – Т. 23. – № 6. – С. 499–504.

8. Келяшова Р.Е., Токарев В.М. Анализ временных рядов атмосферных примесей в городе Новосибирске // Труды Сибирского регионального научно-исследовательского гидрометеорологического института. – Новосибирск: Изд-во Сибирский региональный научно-исследовательский гидрометеорологический институт, 2011. – № 106. – С. 159–167.

9. Селегей Т.С., Куценогий К.П., Филоненко Н.Н., Попова С.А., Ленковская Т.Н., Бизин М.А. Оценка качества атмосферного воздуха Новосибирска по массовой концентрации твердых частиц // Химия в интересах устойчивого развития. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения РАН, 2011. – Т. 19. – № 4. – С. 401–407.

10. Артамонова С.Ю. Уран в техногенных аэрозолях промышленных районов Новосибирска // Химия в интересах устойчивого развития, 2012. – Т. 20. – С. 507–513.

11. Конарбаева Г.А. Бром и йод в почвах г. Новосибирск // Агрохимия. – Москва: Изд-во Российская академия наук, 2012. – № 7. – С. 62–67.

12. Рапута В.Ф., Ахматова Н.П., Ярославцева Т.В., Турбинский В.В. Исследование выпадений пыли в окресностях ТЭЦ г. Новосибирска // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: сб. материалов в 4 т., Новосибирск, 13-25 апр. 2015 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – Т. 4. – № 1. – С. 125–129.

13. Артамонова С.Ю. Уран и торий в техногенных аэрозолях в районе г. Новосибирска // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. Материалы V Международной конференции, г. Томск, 2016. – С. 74–79.

14. Сафатов А.С., Буряк Г.А., Олькин С.Е., Резникова И.К., Вечканов В.А., Макаров В.И., Попова С.А. Результаты пятнадцатилетнего мониторинга концентраций биогенных компонентов в аэрозоле приземного слоя атмосферы в п. Ключи в окрестности г.

Новосибирска // Интерэкспо Гео-Сибирь-2016. Междунар. науч. конф. «Недропользование. горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений»: сб. материалов в 6 т., Новосибирск, 18-22 апр. 2016 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – Т. 4, № 1. – С. 130–135.

15. Седых В.А., Рощина Е.В. Оценка уровня загрязнения малых рек в черте города Новосибирска нефтепродуктами // Водные и экологические проблемы Сибири и Центральной Азии. Труды III Всероссийской научной конференции с международным участием. Институт водных и экологических проблем СО РАН, 2017. – С. 190–195.

16. Золотухина К.А., Мельгунов М.С. Особенности поступления 7BE и 210PB в составе снеговых выпадений юга Западной Сибири (Новосибирск) // Интерэкспо Гео-Сибирь-2018. XIV Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб. материалов в 6 т. 23–27 апр. 2018 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2018. – Т. 3. – С. 227–233.

17. Мальцев А.Е., Леонова Г.А., Богуш А.А., Булычева Т.М. Эколого-геохимическая оценка степени антропогенного загрязнения экосистем обводненных карьеров г. Новосибирска // Экология промышленного производства. – Москва: Изд-во Научно-технический центр оборонного комплекса "Компас", 2014. – № 2 (86). – С. 44–53.

18. Кравченко В.В. Расчет течений в новосибирском водохранилище // Интерэкспо Гео-Сибирь-2016. Междунар. науч. конф. «Недропользование. горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений»: сб. материалов в 6 т., Новосибирск, 18-22 апр. 2016 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – Т. 4, № 1. – С. 115–119.

19. Котовщиков А.В., Яныгина Л.В. Пространственная неоднородность содержания хлорофилла А в новосибирском водохранилище // Известия алтайского отделения русского географического общества. – Барнаул: Изд-во Алтайское краевое отделение Всероссийской общественной организации «Русское географическое общество», 2018. – № 3 (50). – С. 46–52.

20. Корнеева Т.В., Новиков Д.А. Механизмы накопления микроэлементов в радоновых водах Заельцовского месторождения (юг Западной Сибири) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием) (г. Новосибирск, 18-22 июня 2018 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 270–276.

21. Сухорукова А.Ф., Новиков Д.А. Гидрогеология Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (г. Новосибирск) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием) (г. Новосибирск, 18-22 июня 2018 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 473–480.

22. Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В. Гидрогеология и гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (юг Западной Сибири) // Геодинамика и тектонофизика, 2018. – Т. 9. – № 4. – С. 1255–1274.

23. Novikov D.A., Korneeva T.V. Microelements in radon waters of the Zaelsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series, 2019. – V. 1172. 012096.

24. Новиков Д.А., Деркачев А.С., Сухорукова А.Ф. Гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. XV Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 24-26 апреля 2019 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 125–132.

25. Кругликов Н.М. Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. – Л.: Недра, 1964. – 165 с.

26. Гидрогеология СССР. Т. XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области. – М.: Недра, 1970. – 368 с.

27. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.

28. Кох А.А., Новиков Д.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы, 2014. – Т. 41. – № 4. – С. 375–386.

29. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. Arabian // Journal of Geosciences, 2015. – V. 8 (10). – PP. 8703–8719.

30. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development, 2017. – V. 44 (5). – PP. 780–788.

31. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы. – М.: Научный мир, 2009. – 632 с.

32. Boral S., Sen I.S., Ghosal D., Peucker-Ehrenbrink B., Hemingway J.D. Stable water isotope modeling reveals spatio-temporal variability of glacier meltwater contributions to Ganges River headwaters // Journal of Hydrology. – 2019. – V. 577. – № 123983.

33. Cartwright I., Weaver T., Tweed S., Ahearne D., Cooper M., Czapnik C., Tranter J. O, H, C isotope geochemistry of carbonated mineral springs in central Victoria, Australia: sources of gas and water–rock interaction during dying basaltic volcanism // Journal of Geochemical Exploration. – 2000. – V. 69–70. – PP. 257-266.

34. Wu H., Wu J., Song F., Abuduwaili J., Saparov A.S., Chen X., Shen B. Spatial distribution and controlling factors of surface water stable isotope values (δ18O and δ2H) across Kazakhstan, Central Asia // Science of the Total Environment. – 2019. – V. 678. – PP. 53–61.

35. Soulsby C., Birkel C., Geris J., Dick J., Tunaley C., Tetzlaff D. Stream water age distributions controlled by storage dynamics and nonlinear hydrologic connectivity: modeling with high-resolution isotope data // Water Resour. Res. – 2015. – V. 51. – PP. 7759–7776.

36. Chafouq D., Mandour A.E., Elgettafi M., Himi M., Chouikri I., Casas A. Hydrochemical and isotopic characterization of groundwater in the Ghis-Nekor plain (northern Morocco) // Journal of African Earth Sciences. – 2018. – V. 139. – PP. 1-13.

37. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – PP. 1702–1703.

38. Shemelina O., Sanchaa A., Faguet A. Isotopic characteristics (δ18O and δD) of surface and groundwater as an additional tool for searching quality drinking water (Western part of Novosibirsk Region, Russia) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 12019.

39. The GNIP Database. https://nucleus.iaea.org/wiser

40. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // Earth and Planetary Science Letters. – 2005. – V. 236. – PP. 419-429.

41. Deirmendjian L., Abril G. Carbon dioxide degassing at the groundwater-stream-atmosphere interface: isotopic equilibration and hydrological mass balance in a sandy watershed // Journal of Hydrology. – 2018. – V. 558. – PP. 129-143.

42. Лаборатория глобальных наблюдений http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/

43. Zhang J., Quay P.D., Wilbur D.O. Carbon isotope fractionation during gas-water exchange and dissolution of CO2 // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V. 59. – Issue 1. – PP. 107-114.

REFERENCES

1. Varkasin YU.N., Sviridov V.G., Roslyakov N.A., Afanas'ev A.T., Vavilihin G.A., Vasil'ev I.P., Vinichenko V.I., Leonov A.N., Marus A.I., Mihant'eva L.S., Nesterenko G.V., Samsonov G.L., Serdyuk Z.YA. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoj Sibiri. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, NIC OIGGM, 1998. – T. 2. – 254 s.

2. Verigo E.K., Bykova V.V., Gusev V.K. Zael'covskoe mestorozhdenie radonovyh vod

(Novosibirskoe Priob'e) // Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zapadnoj Sibiri, 1979. – № 14. – S. 47–51.

3. Gusev V.K., Verigo E.K. Radonovye vody Kolyvan'-Tomskoj skladchatoj zony, ih ispol'zovanie i ohrana // Izmenenie prirodnyh uslovij pod vliyaniem deyatel'nosti cheloveka, 1984. – S. 99–107.

4. Syso A.I., Artamonova V.S., Sidorova M.YU., Ermolov YU.V., CHerevko V.S. Zagryaznenie atmosfery, snegovogo i pochvennogo pokrova g. Novosibirska // Optika atmosfery i okeana. – Novosibirsk: Izd-vo Sibirskogo otdeleniya RAN, 2005. – T. 18. – № 8. – S. 663–669.

5. Popova S.A., Makarov V.I., Kujbida L.V. Sezonnaya izmenchivost' N-Alkanov i poliyadernyh aromaticheskih uglevodorodov v atmosfere Novosibirska i ego prigoroda // Optika atmosfery i okeana. – Novosibirsk: Izd-vo Sibirskogo otdeleniya RAN, 2008. – T. 21. – № 6. – S. 536–539.

6. Bortnikova S.B., Raputa V.F., Devyatova A.YU., YUdahin F.N. Metody analiza dannyh zagryazneniya snegovogo pokrova v zonah vliyaniya promyshlennyh predpriyatij (na primere g. Novosibirsk) // Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya. – Moskva: Izd-vo Rossijskaya akademiya nauk, 2009. – № 6. – S. 515–525.

7. Raputa V.F., Kokovkin V.V., Devyatova A.YU. Sravnitel'naya ocenka sostoyaniya dlitel'nogo zagryazneniya atmosfery i snezhnogo pokrova g. Novosibirska na seti stacionarnyh postov gidrometeosluzhby // Optika atmosfery i okeana. – Novosibirsk: Izd-vo Sibirskogo otdeleniya RAN, 2010. – T. 23. – № 6. – S. 499–504.

8. Kelyashova R.E., Tokarev V.M. Analiz vremennyh ryadov atmosfernyh primesej v gorode Novosibirske // Trudy Sibirskogo regional'nogo nauchno-issledovatel'skogo gidrometeorologicheskogo instituta. – Novosibirsk: Izd-vo Sibirskij regional'nyj nauchno-issledovatel'skij gidrometeorologicheskij institut, 2011. – № 106. – S. 159–167.

9. Selegej T.S., Kucenogij K.P., Filonenko N.N., Popova S.A., Lenkovskaya T.N., Bizin M.A. Ocenka kachestva atmosfernogo vozduha Novosibirska po massovoj koncentracii tverdyh chastic // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya. – Novosibirsk: Izd-vo Sibirskogo otdeleniya RAN, 2011. – T. 19. – № 4. – S. 401–407.

10. Artamonova S.YU. Uran v tekhnogennyh aerozolyah promyshlennyh rajonov Novosibirska // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya, 2012. – T. 20. – S. 507–513.

11. Konarbaeva G.A. Brom i jod v pochvah g. Novosibirsk // Agrohimiya. – Moskva: Izd-vo Rossijskaya akademiya nauk, 2012. – № 7. – S. 62–67.

12. Raputa V.F., Ahmatova N.P., YAroslavceva T.V., Turbinskij V.V. Issledovanie vypadenij pyli v okresnostyah TEC g. Novosibirska // Interekspo GEO-Sibir'-2015. XI Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geoekologiya»: sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 13-25 apr. 2015 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2015. – T. 4. – № 1. – S. 125–129.

13. Artamonova S.YU. Uran i torij v tekhnogennyh aerozolyah v rajone g. Novosibirska // Radioaktivnost' i radioaktivnye elementy v srede obitaniya cheloveka. Materialy V Mezhdunarodnoj konferencii, g. Tomsk, 2016. – S. 74–79.

14. Safatov A.S., Buryak G.A., Ol'kin S.E., Reznikova I.K., Vechkanov V.A., Makarov V.I., Popova S.A. Rezul'taty pyatnadcatiletnego monitoringa koncentracij biogennyh komponentov v aerozole prizemnogo sloya atmosfery v p. Klyuchi v okrestnosti g. Novosibirska // Interekspo Geo-Sibir'-2016. Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 18-22 apr. 2016 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2016. – T. 4, № 1. – S. 130–135.

15. Sedyh V.A., Roshchina E.V. Ocenka urovnya zagryazneniya malyh rek v cherte goroda Novosibirska nefteproduktami // Vodnye i ekologicheskie problemy Sibiri i Central'noj Azii. Trudy III Vserossijskoj nauchnoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem. Institut vodnyh i ekologicheskih problem SO RAN, 2017. – S. 190–195.

16. Zolotuhina K.A., Mel'gunov M.S. Osobennosti postupleniya 7BE i 210PB v sostave

snegovyh vypadenij yuga Zapadnoj Sibiri (Novosibirsk) // Interekspo Geo-Sibir'-2018. XIV Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya»: sb. materialov v 6 t. 23–27 apr. 2018 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2018. – T. 3. – S. 227–233.

17. Mal'cev A.E., Leonova G.A., Bogush A.A., Bulycheva T.M. Ekologo-geohimicheskaya ocenka stepeni antropogennogo zagryazneniya ekosistem obvodnennyh kar'erov g. Novosibirska // Ekologiya promyshlennogo proizvodstva. – Moskva: Izd-vo Nauchno-tekhnicheskij centr oboronnogo kompleksa "Kompas", 2014. – № 2 (86). – S. 44–53.

18. Kravchenko V.V. Raschet techenij v novosibirskom vodohranilishche // Interekspo Geo-Sibir'-2016. Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 18-22 apr. 2016 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2016. – T. 4, № 1. – S. 115–119.

19. Kotovshchikov A.V., YAnygina L.V. Prostranstvennaya neodnorodnost' soderzhaniya hlorofilla A v novosibirskom vodohranilishche // Izvestiya altajskogo otdeleniya russkogo geograficheskogo obshchestva. – Barnaul: Izd-vo Altajskoe kraevoe otdelenie Vserossijskoj obshchestvennoj organizacii «Russkoe geograficheskoe obshchestvo», 2018. – № 3 (50). – S. 46–52.

20. Korneeva T.V., Novikov D.A. Mekhanizmy nakopleniya mikroelementov v radonovyh vodah Zael'covskogo mestorozhdeniya (yug Zapadnoj Sibiri) // Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem) (g. Novosibirsk, 18-22 iyunya 2018 g.). – Novosibirsk: IPC NGU, 2018. – S. 270–276.

21. Suhorukova A.F., Novikov D.A. Gidrogeologiya Zael'covsko-Mochishchenskogo proyavleniya radonovyh vod (g. Novosibirsk) // Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem) (g. Novosibirsk, 18-22 iyunya 2018 g.). – Novosibirsk: IPC NGU, 2018. – S. 473–480.

22. Novikov D.A., Suhorukova A.F., Korneeva T.V. Gidrogeologiya i gidrogeohimiya Zael'covsko-Mochishchenskogo proyavleniya radonovyh vod (yug Zapadnoj Sibiri) // Geodinamika i tektonofizika, 2018. – T. 9. – № 4. – S. 1255–1274.

23. Novikov D.A., Korneeva T.V. Microelements in radon waters of the Zaelsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series, 2019. – V. 1172. 012096.

24. Novikov D.A., Derkachev A.S., Suhorukova A.F. Gidrogeohimiya Zael'covsko-Mochishchenskogo proyavleniya radonovyh vod // Interekspo GEO-Sibir'-2019. XV Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 24-26 aprelya 2019 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 9 t. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 125–132.

25. Kruglikov N.M. Gidrogeologiya severo-zapadnogo borta Zapadno-Sibirskogo artezianskogo bassejna. – L.: Nedra, 1964. – 165 s.

26. Gidrogeologiya SSSR. T. XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti. – M.: Nedra, 1970. – 368 s.

27. Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., YAkovlev O.N. Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna i osobennosti formirovaniya zalezhej uglevodorodov. – L.: Nedra, 1985. – 279 s.

28. Koh A.A., Novikov D.A. Gidrodinamicheskie usloviya i vertikal'naya gidrogeohimicheskaya zonal'nost' podzemnyh vod v zapadnoj chasti Hatangskogo artezianskogo bassejna // Vodnye resursy, 2014. – T. 41. – № 4. – S. 375–386.

29. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. Arabian // Journal of Geosciences, 2015. – V. 8 (10). – PP. 8703–8719.

30. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins //

Petroleum Exploration and Development, 2017. – V. 44 (5). – PP. 780–788.

31. Ferronskij V.I., Polyakov V.A. Izotopiya gidrosfery. – M.: Nauchnyj mir, 2009. – 632 s.

32. Boral S., Sen I.S., Ghosal D., Peucker-Ehrenbrink B., Hemingway J.D. Stable water isotope modeling reveals spatio-temporal variability of glacier meltwater contributions to Ganges River headwaters // Journal of Hydrology. – 2019. – V. 577. – № 123983.

33. Cartwright I., Weaver T., Tweed S., Ahearne D., Cooper M., Czapnik C., Tranter J. O, H, C isotope geochemistry of carbonated mineral springs in central Victoria, Australia: sources of gas and water–rock interaction during dying basaltic volcanism // Journal of Geochemical Exploration. – 2000. – V. 69–70. – PP. 257-266.

34. Wu H., Wu J., Song F., Abuduwaili J., Saparov A.S., Chen X., Shen B. Spatial distribution and controlling factors of surface water stable isotope values (δ18O and δ2H) across Kazakhstan, Central Asia // Science of the Total Environment. – 2019. – V. 678. – PP. 53–61.

35. Soulsby C., Birkel C., Geris J., Dick J., Tunaley C., Tetzlaff D. Stream water age distributions controlled by storage dynamics and nonlinear hydrologic connectivity: modeling with high-resolution isotope data // Water Resour. Res. – 2015. – V. 51. – PP. 7759–7776.

36. Chafouq D., Mandour A.E., Elgettafi M., Himi M., Chouikri I., Casas A. Hydrochemical and isotopic characterization of groundwater in the Ghis-Nekor plain (northern Morocco) // Journal of African Earth Sciences. – 2018. – V. 139. – PP. 1-13.

37. Craig H. Isotopic variations in meteoric waters // Science. – 1961. – V. 133. – PP. 1702–1703.

38. Shemelina O., Sanchaa A., Faguet A. Isotopic characteristics (δ18O and δD) of surface and groundwater as an additional tool for searching quality drinking water (Western part of Novosibirsk Region, Russia) // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98. – № 12019.

39. The GNIP Database. https://nucleus.iaea.org/wiser

40. Das A., Krishnaswami S., Bhattacharya S.K. Carbon isotope ratio of dissolved inorganic carbon (DIC) in rivers draining the Deccan Traps, India: Sources of DIC and their magnitudes // Earth and Planetary Science Letters. – 2005. – V. 236. – PP. 419-429.

41. Deirmendjian L., Abril G. Carbon dioxide degassing at the groundwater-stream-atmosphere interface: isotopic equilibration and hydrological mass balance in a sandy watershed // Journal of Hydrology. – 2018. – V. 558. – PP. 129-143.

42. Laboratoriya global'nyh nablyudenij http://www.cmdl.noaa.gov/ccgg/iadv/

43. Zhang J., Quay P.D., Wilbur D.O. Carbon isotope fractionation during gas-water exchange and dissolution of CO2 // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V. 59. – Issue 1. – PP. 107-114.

© Д.А. Новиков, А.Н. Пыряев, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, А.Ф. Сухорукова, 2020

УДК 553.98(571.1) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-019

ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Елена Владимировна Пономарева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-71, e-mail: Rizhkovasv@ipgg.sbras.ru

В работе рассматриваются три типа коллекторов баженовской свиты: трещинный, трещинно-кавернозный, трещинно-поровый. На основе современных представлений о литологии баженовской свиты и анализе результатов испытаний пород свиты в юго-восточной и южной частях Западно-Сибирского осадочного бассейна сделан вывод, что в пределах Колтогорско-Нюрольского жёлоба и прилегающих положительных тектонических элементов продуктивный горизонт $Ю_0$ приурочен к коллектору преимущественно трещинно-порового типа.

Ключевые слова: баженовская свита, Западная Сибирь, типы коллекторов, перспективы нефтеносности.

TYPES OF RESERVOIRS IN THE BAZHENOV FORMATION

Elena V. Ponomareva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, research associate, tel. (383)3639193; PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Ryzhkova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Ph.D., senior researcher, tel. (383)3066371; RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

The paper considers three types of reservoirs in the Bazhenov formation: fractured, fractured-cavernous, and fractured-porous. Analysis of modern ideas about the Bazhenov Formation lithology and results of the formation testing in the southeastern and southern parts of the West Siberian sedimentary basin allowed to conclude that productive horizon Yu_0 is confined to a reservoir of mainly fractured-porous type within the Koltogor-Nyrolka trench and adjacent positive tectonic elements.

Keywords: Bazhenov Formation, Western Siberia, reservoir types, oil and gas-bearing potential.

Баженовская свита, как известно, представляет собой нефтематеринскую породу и коллектор – одновременно. Впервые высказанное в 1961 г. предположение Ф.Г. Гурари о возможной нефтеносности баженовской пачки в

составе марьяновской свиты было подтверждено в 1967 году открытием нефтяной залежи на Салымском месторождении. Для определения перспектив нефтеносности горизонта $Ю_0$ баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна важнейшей проблемой, начиная с 70-х годов XX века, являлось определение природы коллектора и ловушек. Отсутствие очевидной связи между продуктивностью пород свиты и ее геологическим строением способствовало многообразию мнений геологов-нефтяников на проблему прогноза емкостного пространства в толще баженовской свиты.

Исследуемая территория находится на юге и юго-востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна в пределах Колтогорско-Нюрольского жёлоба и прилегающих тектонических элементов (рис. 1). Опробование баженовской свиты на этой территории проводилось на этапе поисково-разведочных работ. Испытания проведены в 89 скважинах на 50 площадях, которые расположены как в пределах положительных, так и отрицательных структур разного порядка. Среди положительных структур I порядка наибольшей изученностью характеризуются Пологрудинский мегавал, Каймысовский и Александровский своды и Северо-Межовский структурный мегамыс. Среди отрицательных – Нюрольская мегавпадина.

В настоящее время в юго-восточной и южной частях бассейна промышленная нефтеносность горизонта $Ю_0$ доказана на Снежном, Западно-Квензерском и Южно-Фестивальном месторождениях, а также на Баклянской, Федюшкинской, Восточно-Моисеевской и др. площадях.

Цель работы – для прогноза нефтеносности горизонта $Ю_0$ в юго-восточной и южной частях Западно-Сибирского осадочного бассейна провести комплексное обобщение геолого-геофизической информации на основе анализа результатов испытаний баженовской свиты с учетом современных представлений о выявленных в ней типах коллекторов.

Согласно наиболее распространенным точкам зрения [1, 2, 3, 4, и др.], существовавшим до 80-х годов прошлого века, формирование емкостного пространства в баженовской свите связано со следующими факторами:

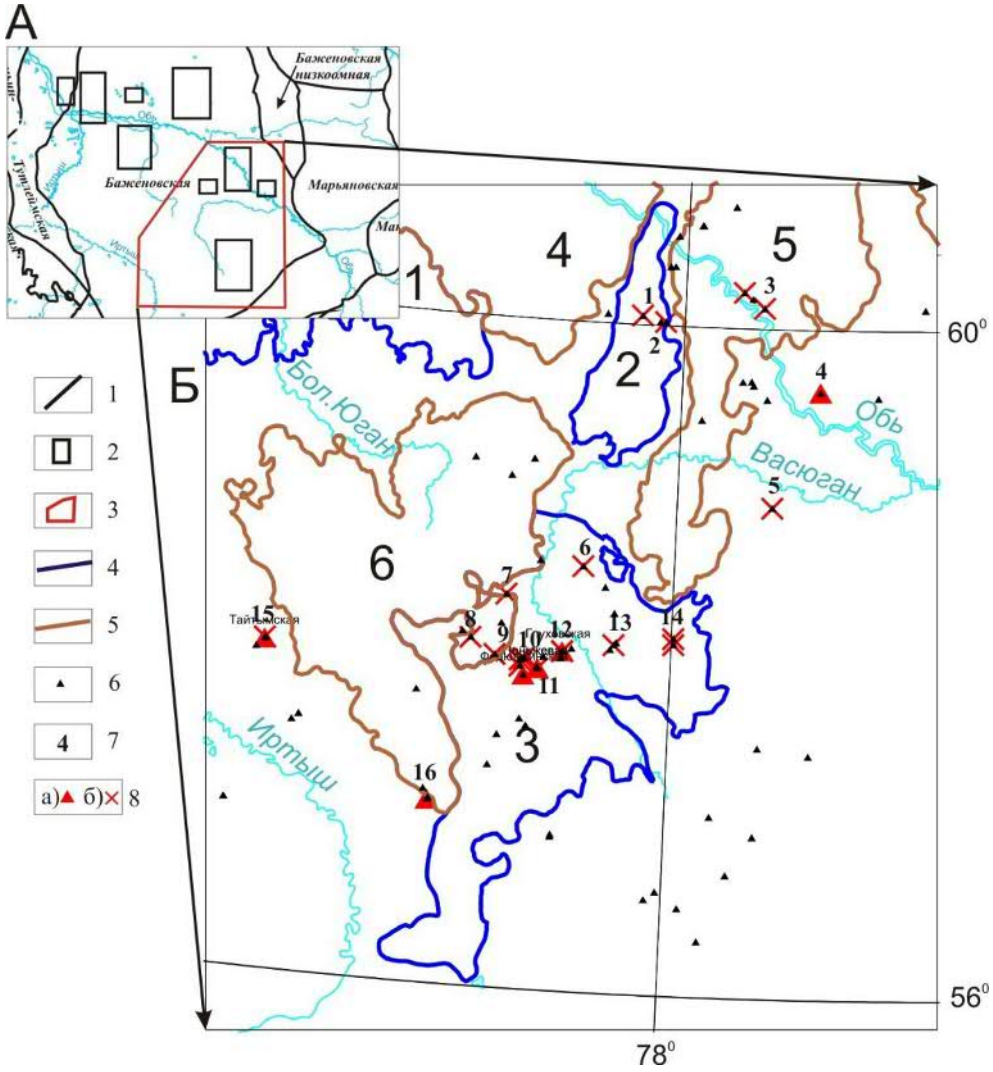


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования

А) 1 – фрагмент фациально-стратиграфического районирования баженовского горизонта по [Рыжкова и др., 2018], 2 – территории, по которым опубликованы результаты изучения коллекторов по керну скважин, 3 – территория исследований;

Б) тектонические элементы юрского структурного яруса по [Конторович и др., 2001]: 4 – отрицательные (1 - Мансийская синеклиза, 2 – Колтогорский мезопрогиб, 3 – Нюрольская мезовпадина), 5 – положительные (4 – Нижневартовский свод, 5 – Александровский свод, 6 – Верхневасюганская антеклиза); 6 – скважины, в которых проведено опробование и испытание баженовской свиты; 7 – площади, на которых получены признаки и притоки нефти из баженовской свиты (1 – Саймовская, 2 – Колтогорская, 3 – Назинская, 4 – Мурасовская, 5 – Лесная, 6 – Чворовая, 7 – Северо-Моисеевская, 8 – Крапивинская, 9 – Тагайская, 10 – Восточно-Моисеевская, 11 – Поньжевая, 12 – Глуховская, 13 – Южно-Фестивальная, 14 – Западно-Квензерская, 15 – Тай-Тымская, 16 – Баклянская); 8 – способ изучения флюидонасыщения: а) – по результатам ИП, б) – в колонне.

Fig. 1. Overview map of the study area

A) 1 - a fragment of the facies-stratigraphic zoning of the Bazhenov horizon according to [Ryzhkova et al., 2018], 2 - the areas on which the results of reservoirs study by core samples are published, 3 - the research area;

B) tectonic elements of the Jurassic structural layer according to [Kontorovich et al., 2001]: 4 - negative (1 - Mansiysk syneclise, 2 - Koltogorsky mesoscale, 3 - Nyrola mezovapadina), 5 - positive (4 - Nizhnevartovsk arch, 5 - Alexandrov arch , 6 - Verkhnevasyugansk anteclise); 6 - wells in which the Bazhenov formation was tested; 7 - areas where signs and oil inflows from the Bazhenov formation were obtained (1 - Saimovskaya, 2 - Koltogorskaya, 3 - Nazinskaya, 4 - Murasovskaya, 5 - Lesnaya, 6 - Chvorovaya, 7 - Severo-Moiseevskaya, 8 - Krapivinskaya, 9 - Tagayskaya, 10 - East Moiseevskaya, 11 - Ponzhevaya, 12 - Glukhovskaya, 13 - South Festival, 14 - West Kvenzerskaya, 15 - Tai-Tymskaya, 16 - Baklyanskaya); 8 - a method for studying fluid saturation: a) DST, b) cased hole testing.

- перераспределением минеральных компонентов в стадию диагенеза, за счет растворения силицитов с образованием на их месте карбонатов и пирита;

- с разрушением при повышении температуры органо-минеральных соединений, в том числе за счет гидрослюдизации монтмориллонита;

- с выщелачиванием по стенкам трещин в микрослоистых породах;

- с перекристаллизацией и выщелачиванием микрофауны в породах, содержащих значительные прослои с радиоляритами;

- с выщелачиванием по карбонатным минералам и обломкам макрофауны, в результате чего образовались поры, каверны, щелевидные и чечевицеобразные полости, образовавшиеся под действием CO_2;

- с трещиноватостью пород по напластованию и гидроразрывом под воздействием аномально высокого пластового давления.

В 1979 году И.И. Нестеровым [5], было высказано предположение, что емкость в новом типе коллектора – бажените, выявленном в баженовской, тутлеймской и мулымьинской свитах, сформировалась в результате преобразования органического вещества (ОВ) в нефть на этапе катагенетических преобразований пород. Коллектор представляет собой микролинзовидное неравномерное переслаивание ОВ с глинистыми и кремнисто-известковистыми слойками.

Анализ современных исследований баженовского коллектора, подтвердивших и уточнивших существовавшие ранее представления о типах

коллекторов в баженовской свите, позволил прийти к выводу о том, что в баженовской свите выделяются три морфологических типа коллекторов, емкостное пространство которых определяется тремя типами пустот: трещинный, трещинно-кавернозный, трещинно-поровый.

1 тип – трещинный тип коллектора развит в массивных породах баженовской свиты, содержащих значительное количество карбонатных микростяжений [6].

2 тип – трещинно-кавернозный тип коллектора приурочен к кремнистым и глинисто-кремнисто-карбонатным породам «с высокой литологической микро-неоднородностью» в нижней части баженовской свиты и на контакте баженовской и абалакской свит [6, 7, и др.]. К поровому пространству пустот микрокавернозного типа, образованному за счет растворения скелетов радиолярий относится большое количество более мелких пустот, приуроченных к чисто-кремнистым участкам породы, которые сложены микрокристаллами кварца и агрегатами кварца-халцедона. Пористость трещинно-кавернозных интервалов, согласно результатам макротомографической съемки, изменяется от 5-8% до 10% [7]. В скважинах, изученных Г.А. Калмыковым с соавторами, трещины и каверны, не смотря на значительные размеры, слабо сообщаются между собой.

3 тип – трещинно-поровый тип коллектора, характерен для пород с высоким содержанием органического вещества [4, 8, 7, 9, и др.]. Емкостное пространство этого коллектора, представляющее собой незакономерное сочетание пустот в матрице и горизонтальной трещиноватости, сформировалось в результате преобразования керогена. Пустоты образовались при катагенезе за счет химической деструкции (псевдофазовых превращений) керогена с новообразованием нафтидов и других неуглеводородных жидких и газообразных («летучих») соединений. Трещиноватость, заложенная в седиментогенезе (присыпки органического вещества при заморах биоты), сформирована при катагенезе за счет того же процесса, что и пустотность.

Деструкция керогена с новообразованием различных соединений, действуя аналогично гидроразрыву, приводит к нарушению целостности пород. Пустотное пространство состоит из маленьких пор (первые микроны и доли микрона) и незначительного количества крупных пор выщелачивания (первые микроны и доли микрона). Особенностью описываемого типа коллектора является наличие двух самостоятельных объектов добычи нефти. Первый связан с емкостным пространством, содержащим подвижную, т.е. извлекаемую нефть, а второй – с трудноизвлекаемой нефтью, содержащейся в ультрапорах и в сорбционной емкости [8, 7, 9]. Емкость коллектора формирует поровое пространство, а фильтрацию – трещиноватость, которая «создается в результате раздвига флюидом с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) (автофлюидоразрыва по слоистости)» [9].

Анализ промыслово-геологических характеристик пород баженовской свиты, полученных в результате бурения разведочных и эксплуатационных скважин Салымского месторождения, позволил разным исследователям выявить критерии нефтеносности свиты [4, 10, 11, 12, 13, и др.], главными из которых являются содержание ОВ в породах не ниже 7% и пластовые температуры до 110-130^{0}С и выше

Концентрация ОВ в породах баженовской свиты на территории исследования изменяется от 6 до 12 % [14]. Притоки нефти, согласно результатам испытания, получены при температуре пласта от 90^{0}С. По данным В.Г. Эдер с соавторами [15] содержание карбонатной и кремнистой компонент в баженовской свите на юге и юго-востоке осадочного бассейна существенно понижено.

Поскольку ведущую роль в преобразовании пород, благодаря которым породы приобретают коллекторские свойства, играет увеличение пластовой температуры [4], то для качественного анализа результатов испытания баженовской свиты в южных и юго-восточных районах осадочного бассейна

авторами была использована зависимость притока нефти и величины дебита от температуры пласта.

На территории исследования изучение флюидонасыщения баженовской свиты проводились как в процессе бурения испытателем пластов (ИП), так и в колонне с разной плотностью перфорации (рис. 1).

Признаки нефтеносности в виде пленки нефти в ходе опробования ИП получены на Западно-Катыльгинской и Мурасовской площадях Каймысовского свода и Усть-Тымской впадины, соответственно. Притоки нефти дебитом от 1,1 до 6,7 м^3/сут получены на Баклянской, Тай-Тымской и Глуховской площадях. Наибольшими притоками характеризуются площади, расположенные в пределах Нюрольской мегавпадины или в непосредственной близости от неё (Баклянская и Глуховская).

Притоки нефти после перфорации интервала баженовской свиты получены на площадях, расположенных в пределах Пологрудовского мегавала, Крапивинско-Моисеевского куполовидного поднятия Верхневасюганской антеклизы, Нюрольской мегавпадины, Колтогорского прогиба, Александровского свода и Парабельского наклонного мегавала. При дополнительных мероприятиях по увеличению нефтеотдачи дебиты нефти не превышали 1 м^3/сут.

На Тай-Тымской и Восточно-Моисеевской площадях в результате опробования ИП притока из интервала баженовской свиты не получено. После уменьшения интервала испытания и его перфорирования получен непромышленный приток нефти.

Таким образом, учитывая литологию, концентрации ОВ в породах баженовской свиты, информацию о дебитах и пластовых температурах, можно предположить на территории южных и юго-восточных районов осадочного бассейна наличие в свите трещинно-поровых коллекторов, т.к. согласно данным о литологии свиты на территории исследования не предполагается широкое

распространение кремнистых и карбонатных пород, к которым могут быть приурочены трещинные и трещинно-кавернозные типы коллекторов.

Анализ материалов исследования позволяет прогнозировать получение притоков нефти на Киев-Еганской, Трассовой, Первомайской, Поселковой, Поньжевой, Глуховской, Межовской и Веселовской площадях. На Тай-Тымской и Восточно-Моисеевской площадях, где опробование проводилось только ИП объект можно считать недоизученным.

При планировании повторного опробования баженовской свиты на Киев-Еганской, Трассовой, Первомайской, Поселковой, Поньжевой, Глуховской, Межовской, Веселовской, Тай-Тымской и Восточно-Моисеевской площадях необходимо учитывать промыслово-геологические особенности трещинно-порового коллектора, выявленные в ходе эксплуатации баженовской свиты на Салымском месторождении.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0019 «Геология, условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами в Западно-Сибирском мегабассейне».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Прозорович Г.Э., Соколовский А.П., Малых А.Г. Новые данные о трещинных коллекторах баженовской свиты // Проблемы нефти и газа Тюмени. Научно-технический сборник. Выпуск 18. Тюмень. – 1973. – С. 7-9.
2. Зарипов О.Г., Нестеров И.И. Закономерности размещения коллекторов в глинистых отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западной Сибири // Советская геология. – 1977. – № 3. – С. 19-25.
3. Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Т.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 20-23.
4. Лебедев Б.А., Дорофеева Т.В., Краснов О.Г., Лебедева Г.В., Петрова Г.В. Вещественный состав и природа емкости глинисто-сапропелево-кремнистых нефтеносных отложений баженовской свиты (верхняя юра) Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. – 1979. – № 2. – С. 90-101.
5. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26-29.
6. Зубков М.Ю., Сонич В.П., Зарипов О.Г. Геологические и литолого-геохимические критерии промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты Западной Сибири // Сборник научн. тр. ИГиРГИ «Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири». – М., 1986. – С. 5-14.

7. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белохин В.С., Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 64-71.

8. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Н.И. Коробова, Д.В. Корост, Е.В. Соболева, А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Р.А. Хамидуллин, Т.А. Шарданова Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 48-61.

9. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 61–73.

10. Краснов С.Г., Беликова А.Г., Галишев И.Р. Условия формирования автохтонных нефтяных залежей баженовской свиты Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1981. – № 10. – С. 3-10.

11. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10. – С. 27-31.

12. Толстолыткин В.П., Зубарев Б.Н. Промыслово-геофизические исследования скважин // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 38-43.

13. Билибин С.И., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Былевский А.Г., Юканова Е.А., Бачин С.И., Валова Л.Н. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 34-45.

14. Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357-371.

15. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Ян П.А. Закономерности распространения кремнистых пород и "кокколитовой" пачки баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 511-521.

REFERENCES

1. Prozorovich G.E., Sokolovskiy A.P., Malykh A.G. Novyye dannyye o treshchinnykh kollektorakh bazhenovskoy svity // Problemy nefti i gaza Tyumeni. Nauchno-tekhnicheskiy sbornik. Vypusk 18. Tyumen'. – 1973. – S. 7-9.

2. Zaripov O.G., Nesterov I.I. Zakonomernosti razmeshcheniya kollektorov v glinistykh otlozheniyakh bazhenovskoy svity i yeye vozrastnykh analogov v Zapadnoy Sibiri // Sovetskaya geologiya. – 1977. – № 3. – S. 19-25.

3. Dorofeyeva T.V., Lebedev B.A., Petrova T.V. Osobennosti formirovaniya kollektorskikh svoystv bazhenovskoy svity Salymskogo mestorozhdeniya // Geologiya nefti i gaza. – 1979. – № 9. – S. 20-23.

4. Lebedev B.A., Dorofeyeva T.V., Krasnov O.G., Lebedeva G.V., Petrova G.V. Veshchestvennyy sostav i priroda yemkosti glinisto-sapropelevo-kremnistykh neftenosnykh otlozheniy bazhenovskoy svity (verkhnyaya yura) Zapadnoy Sibiri // Litologiya i poleznyye iskopayemyye. – 1979. – № 2. – S. 90-101.

5. Nesterov I.I. Novyy tip kollektora nefti i gaza // Geologiya nefti i gaza. – 1979. – № 10. – S. 26-29.

6. Zubkov M.YU., Sonich V.P., Zaripov O.G. Geologicheskiye i litologo-geokhimicheskiye kriterii promyshlennoy neftenosnosti otlozheniy bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri // Sbornik nauchn. tr. IGiRGI «Problemy neftenosnosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri». Moskva, 1986. – S. 5-14.

7. Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belokhin V.S., Bilibin S.I., D'yakonova T.F., Isakova T.G. Pustotnoye prostranstvo porod bazhenovskoy svity i nasyshchayushchiye yego flyuidy // Nedropol'zovaniye XXI vek. – 2015. – № 1. – S. 64-71.

8. Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kiryukhina T.A., N.I. Korobova, D.V. Korost, Ye.V. Soboleva, A.V. Stupakova, N.P. Fadeyeva, R.A. Khamidullin, T.A. Shardanova Zakonomernosti stroyeniya bazhenovskogo gorizonta i verkhov abalakskoy svity v svyazi s perspektivami dobychi nefti // Geologiya nefti i gaza. – 2013. – № 3. – S. 48-61.

9. Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshteyn L.M., Kostyreva Ye.A., Ryzhkova S.V., Yan P.A. Poristost' i neftenasyshchennost' porod bazhenovskoy svity // Geologiya nefti i gaza. – 2018. – № 5. – S. 61–73.

10. Krasnov S.G., Belikova A.G., Galishev I.R. Usloviya formirovaniya avtokhtonnykh neftyanykh zalezhey bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri // Geologiya i geofizika. – 1981. – № 10. – S. 3-10.

11. Belkin V.I., Yefremov Ye.P., Kaptelinin N.D. Model' kollektorov nefti bazhenovskoy svity Salymskogo mestorozhdeniya // Neftyanoye khozyaystvo. – 1983. – № 10. – S. 27-31.

12. Tolstolytkin V.P., Zubarev B.N. Promyslovo-geofizicheskiye issledovaniya skvazhin // Neftyanoye khozyaystvo. – 1984. – № 6. – S. 38-43.

13. Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Bylevskiy A.G., Yukanova Ye.A., Bachin S.I., Valova L.N. K otsenke zapasov i resursov slantsevoy nefti // Nedropol'zovaniye XXI vek. – 2015. – № 1 (51). – S. 34-45.

14. Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtein L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov horizon (West Siberia) // Russian Geology and Geophysics. – 2018. – T. 59. – № 3. – S. 285-298.

15. Eder V.G., Zamirailova A.G., Yan P.A. The regularities of the distribution of siliceous mudstones and "coccolith" member of the Bazhenov Formation // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – T. 58. – № 3-4. – S. 416-424.

© Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, 2020

УДК 551.762.3+550.4 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-020

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИТОГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАКСИНСКОГО И НИЖНЕЛЕНСКОГО ФАЦИАЛЬНЫХ РАЙОНОВ (СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ)

Алексей Юрьевич Попов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383) 330-85-57, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Проведен сравнительный анализ литогеохимических особенностей состава пород верхней юры нижнего течения р. Анабар и мыса Урдюк-Хая (полуостров Нордвик). Выявлен ряд общих черт, различий и закономерностей изменения по разрезу литогеохимических характеристик изученных толщ. Наибольшими отличиями от выше- и нижележащих обладают породы киммериджского яруса и верхне-средневолжского подъярусов, для которых характерно возрастание содержаний целого ряда элементов-примесей (Co, Ni, Zn, U, некоторых РЗЭ). Выявленные особенности могут быть использованы в корреляционных целях при сопоставлении фаунистически немых толщ в рассматриваемой части осадочного бассейна.

Ключевые слова: литогеохимия, верхняя юра, Сибирская Арктика.

COMPARATIVE CHARACTERISTICS OF LITHOGEOCHEMICAL FEATURES OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE PAKSA AND LOWER LENA FACIES REGIONS (NORTH OF CENTRAL SIBERIA)

Aleksey Yu. Popov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD, Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel.: +7 (383) 330-85-57, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

A comparative analysis of lithogeochemical features of Upper Jurassic rock composition of the lower reaches of the Anabar river and the Urdyukh-Haya cape (Nordvik peninsula) was performed. Several common features, differences and regularities of changes in the section of lithogeochemical characteristics of the studied strata were revealed. The rocks of the Kimmeridgian and upper-middle Volgian have the greatest differences from the higher and lower layers. They are characterized by an increase in the content some of impurity elements (Co, Ni, Zn, U, and some TR). The identified features can be used for correlation when comparing faunal mute strata in the considered part of the sedimentary basin.

Keywords: lithochemistry, Upper Jurassic, Siberian Arctic.

В рамках продолжающихся исследований мезозойских терригенных отложений арктических территорий Средней Сибири был проведен сравнительный анализ литогеохимических характеристик пород верхней юры нижнего течения р. Анабар и мыса Урдюк-Хая (п-ов Нордвик). На схеме

фациального районирования верхней части бата – верхней юры [2] рассматриваемые разрезы располагаются в Нижнеленском и Паксинском фациальных районах Обь-Ленской фациальной области соответственно. В нижнем течении р. Анабар изученные отложения сложены алеврито-песчаной содиемыхаинской свитой (келловей-оксфорд), базальным пластом глауконитового песчаника буолкалахской свиты (киммеридж) и алеврито-глинистой частью буолкалахской свиты (волжский ярус – низы бореального берриаса). На мысе Урдюк-Хая п-ова Нордвик изученные отложения представлены в значительной степени глинистой урдюк-хаинской свитой (верхнеоксфордский – средневолжский подъярусы). Био- и литостратиграфическое расчленение толщ приводится по работам [1; 2].

Всего изучено 32 образца из нижнеанабарского и 14 образцов из урдюк-хаинского разрезов, для которых был выполнен анализ валового химического состава пород с определением содержания основных породообразующих окислов и элементов-примесей. Целью исследований являлся поиск схожих закономерностей изменения литогеохимических характеристик в верхнеюрских разрезах смежных фациальных районов. В связи с некоторыми различиями в вещественном и гранулометрическом составах пород изученных разрезов для сравнения их литогеохимических характеристик преимущественно анализировались содержания элементов-примесей.

Литогеохимические особенности алеврито-песчаных пород содиемыхаинской свиты и базального пласта глауконитового песчаника буолкалахской свиты были освещены ранее [3; 4]. По результатам нормирования содержания в содиемыхаинской свите элементов-примесей относительно средней мезо-кайнозойской граувакки [8] отмечены, в целом, близкие к эталонным содержания элементов с положительными экскурсами для Cr, Ni, Zr, Hf и отрицательными для Rb, Th. Содержание редкоземельных элементов (РЗЭ) в породах содиемыхаинской свиты, в целом, достаточно выдержано по всему разрезу и близко к эталонным со слабым снижением относительного содержания

тяжелых РЗЭ. Базальный пласт глауконитового песчаника буолкалахской свиты отличается существенно повышенным содержанием транзитных элементов и U. Также для него характерны слегка повышенные, относительно эталонных, общие содержания РЗЭ.

Для вышележащих алеврито-глинистых пород буолкалахской свиты было выполнено нормирование содержания элементов-примесей относительно постархейского австралийского глинистого сланца (PAAS) [5]. От эталонных изученные породы отличаются повышенными содержаниями Sr и значительным отрицательным экскурсом для Cs. Для нижних слоев свиты характерны также повышенные содержания транзитных элементов (кроме Cu) и U. Содержание РЗЭ близко к эталонным при слегка пониженном тяжелых РЗЭ. Для нижних слоев свиты характерно несколько повышенное относительное содержание Eu, Gd и Tb.

Изученные алеврито-глинистые породы урдюк-хаинской свиты обладают, в целом, близкими геохимическими характеристиками. Сравнивая содержания в них элементов-примесей с PAAS, можно отметить повышенные, относительно эталонных, содержания Sc, V, в большей степени – Ni, Zn, а также пониженное – Cs. Причем возрастные аналоги содиемыхаинской свиты отличаются от вышележащих менее выраженными экскурсами для Ni и Zn. Также характерны несколько повышенные, относительно эталонных, содержания тяжелых РЗЭ для пород, соответствующих самым верхам оксфордского, киммериджскому и волжскому ярусам.

Сравнивая между собой алеврито-глинистые породы буолкалахской свиты и волжскую часть урдюк-хаинской свиты можно отметить сходство их геохимических характеристик. Отличительной особенностью последних является отсутствие положительных пиков в содержании Sr. По содержанию транзитных элементов и U рассматриваемые породы урдюк-хаинской свиты близки к алевро-аргиллитам основной части буолкалахской свиты, однако, отличаются несколько большими концентрациями тяжелых РЗЭ.

Полученные данные о валовом химическом составе и значения ряда индикаторных отношений элементов-примесей алеврито-глинистых пород были использованы для некоторых генетических реконструкций. На диаграмме La/Sc-Th/Co [9], позволяющей оценить состав материнских толщ, к области значений, характерных для продуктов разрушения пород кислого состава, приурочены фигуративные точки алеврито-глинистых пород основной части буолкалахской свиты, а также пород верхнеоксфордской части урдюк-хаинской свиты. К области значений, характерных для продуктов разрушения пород основного состава, близки фигуративные точки пород нижних слоев буолкалахской свиты, а также пород урдюк-хаинской свиты, соответствующие нижне- и средневерхневолжскому подъярусам. Следует отметить, что на диаграмме F3-F4 [7] фигуративные точки алеврито-песчаных пород содиемыхаинской свиты (оксфорд) сосредоточились в области изверженных пород среднего состава, а базального пласта глауконитовых песчаников буолкалахской свиты (киммеридж) в области изверженных пород основного состава. Таким образом, в обоих разрезах прослеживается тренд на увеличение доли материала изверженных основных пород на рубеже оксфорда-киммериджа.

При реконструкции окислительно-восстановительных обстановок придонных вод морского палеобассейна рассмотрено отношение V/Cr [6]. Установлено, что отложения буолкалахской и большей части урдюк-хаинской свит формировались в восстановительных условиях (среднее значение отношения 1,5). А в период формирования отложений урдюк-хаинской свиты, соответствующих самым верхам оксфордского, киммериджскому, частично волжскому ярусам значение отношения, повышается (в среднем 2,4), что указывает на более восстановительную среду придонных вод в этот период.

В результате проведенных исследований удалось сопоставить литогеохимические особенности состава верхнеюрских толщ низовьев р. Анабар и мыса Урдюк-Хая. Выявлен ряд общих черт, различий и закономерностей изменения по разрезу литогеохимических характеристик. В урдюк-хаинском

разрезе на границе самых верхов оксфордской части с вышележащими отложениями отмечается возрастание содержаний Co, Ni, Zn, U, некоторых РЗЭ. Следует отметить, что в алеврито-песчаных отложениях анабарского разреза на границе оксфорда и киммериджа также фиксируется увеличение доли транзитных элементов, и, кроме этого, Sr, Nd, U. Нижне-средневолжские алеврито-глинистые отложения обоих изученных толщ обладают схожими геохимическими характеристиками, за исключением меньших содержаний некоторых транзитных элементов (V, Co, Cr) в урдюк-хаинской свите. Рассмотренные в анабарском разрезе вышележащие отложения верхней части волжского и берриасского ярусов отличаются от нижележащих значительным снижением доли всех транзитных элементов и U.

Таким образом, наибольшими отличиями от выше- и нижележащих обладают породы киммериджского яруса и верхне-средневолжского подъярусов, для которых характерно возрастание содержаний целого ряда элементов-примесей (Co, Ni, Zn, U, некоторых РЗЭ). Выявленные особенности могут быть использованы в корреляционных целях при сопоставлении фаунистически немых толщ в рассматриваемой части осадочного бассейна.

Работа выполнена при поддержке проектов РНФ № 18-17-00038 и ФНИ №0331-2019-0021.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каширцев В.А., Никитенко Б.Л., Пещевицкая Е.Б., Фурсенко Е.А. Биогеохимия и микрофоссилии верхней юры и нижнего мела Анабарского залива моря Лаптевых // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 4. – С. 481-501.

2. Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Л., Князев В.Г., Меледина С.В., Дзюба О.С., Лебедева Н.К., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А., Горячева А.А., Хафаева С.Н. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1047-1082.

3. Попов А.Ю. Литогеохимические особенности юрюнгтумусской и содиемыхинской свит (бат-оксфорд) нижнего течения реки Анабар // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием) (Казань, 30 сентября – 3 октября 2019 г.). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019а. – С. 363-364.

4. Попов А.Ю. Петрографические и литохимические особенности пород верхов средней – верхней юры нижнего течения реки Анабар // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. XV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2:

Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2019б. № 1. – С. 163-169.

5. Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М. Континентальная кора: ее состав и эволюция. – М.: Мир, 1988. 384 с.

6. Эрнст В. Геохимический анализ фаций. – Л.: Недра, 1976. 127 с.

7. Bhatia M.R., Crook K.A.W. Trace element characteristics of graywackes and tectonic setting discrimination of sedimentary basins // Contrib. Mineral. Petrol. – 1986. – V. 92. – P. 181–193.

8. Condie K.C. Chemical composition and evolution of the upper continental crust: contrasting results from surface samples and shales // Chem. Geol. – 1993. – V. 104. – P. 1–37.

9. Cullers R.L. Implications of elemental concentrations for provenance, redox conditions, and metamorphic studies of shales and limestones near Pueblo, CO, USA // Chem. Geol. – 2002. – V. 191. – P. 305 –327.

REFERENCES

1. Kashirtsev V.A., Nikitenko B.L., Peshchevitskaya E.B., Fursenko E.A., Biogeokhimiya i mikrofossilii verkhnei yury i nizhnego mela Anabarskogo zaliva moray Laptevykh // Geologiya i geofizika. – 2018. – T. 59. – № 4. – C. 481-501.

2. Nikitenko B.L., Shurygin B.L., Knyazev V.G., Meledina S.V., Dzyuba O.S., Lebedeva N.K., Peshchevitskaya E.B., Glinskikh L.A., Goryacheva A.A., Khafaeva S.N. Stratigrafiya yury i mela Anabarskogo raiona (Arkticheskaya Sibir', poberezh'e morya Laptevykh) i boreal'nyi zonal'nyi standart // Geologiya i geofizika. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1047-1082.

3. Popov A.Yu. Litogeokhimicheskie osobennosti yuryungtumusskoi i sodiemykhainskoy svit (bat-oksford) nizhnego techeniya reki Anabar // Litologiya osadochnykh kompleksov Evrazii i shel'fovykh oblastei: materialy IX Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia (s mezhdunarodnym uchastiem) (Kazan', 30 sentyabrya – 3 oktyabrya 2091 g.). – Kazan' : Izdatel'stvo Kazanskogo universiteta, 2019a. – C. 363-364.

4. Popov A.Yu. Petrograficheskie I litokhimicheskie osobennosti porod verkhov srednei – verkhnei yury nizhnego techeniya reki Anabar // Interjekspo GEO-Sibir'. XI Mezhdunar. nauch. kongr., 24-26 aprelya 2019 g. – g. Novosibirsk : sb. materialov v 9 t. T. 2 : Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya I tehnologii poiska, razvedki I razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya». – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. № 1. – C. 163-169.

5. Teilor S.R., MakLennan S.M. Kontinental'naya kora: ee sostav I evolyutsiya. – M.: Mir, 1988. 384 c.

6. Ernst V.G. Geokhimicheskii analiz fatsyi. – L.: Nedra, 1976. 127 c.

7. Bhatia M.R., Crook K.A.W. Trace element characteristics of graywackes and tectonic setting discrimination of sedimentary basins // Contrib. Mineral. Petrol. – 1986. – V. 92. – P. 181–193.

8. Condie K.C. Chemical composition and evolution of the upper continental crust: contrasting results from surface samples and shales // Chem. Geol. – 1993. – V. 104. – P. 1–37.

9. Cullers R.L. Implications of elemental concentrations for provenance, redox conditions, and metamorphic studies of shales and limestones near Pueblo, CO, USA // Chem. Geol. – 2002. – V. 191. – P. 305 –327.

© А.Ю. Попов, 2020

УДК (551.243:550.83):553.98.04(571.5-12) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-021

ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ НОВАЯ ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА ЮГО-ВОСТОЧНОМ ПРОДОЛЖЕНИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Александр Сергеевич Сальников
АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, доктор геолого-минералогических наук, заведующий отделом региональной геофизики, 8-913-901-73-36, assalnikov@mail.ru

Валерий Степанович Старосельцев
АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, доктор геолого-минералогических наук, профессор, научный руководитель, (383)230-94-38, bogatova@sniiggims.ru

При тектоническом районировании крупных регионов последние традиционно делятся на платформенные и складчатые территории, которые оцениваются, соответственно, как потенциально нефтегазоносные и бесперспективные на нефть и газ. Наращивание площади Сибирской платформы на юго-востоке за счет территории более сложного геологического строения нуждается в проведении анализа предпосылок ее возможной нефтегазоносности как по имеющимся материалам, так и по результатам дополнительных региональных исследований.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Сетте-Дабанская складчато-надвиговая система, архейский фундамент; рифейско-нижнепротерозойские комплексы, тектоническое районирование, зона нефтегазонакопления.

SUGGESTED NEW OIL AND GAS RESERVATION AREA ON THE SOUTHEAST CONTINUED SIBERIAN PLATFORM

Alexandr S. Salnikov
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 67, Krasny Prospect, Novosibirsk, 630091, Russia, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Regional Geophysics Department, 8-913-901-73-36, assalnikov@mail.ru

Valery S. Staroseltsev
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 67, Krasny Prospect, Novosibirsk, 630091, Russia, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, professor, scientific director, (383)230-94-38, bogatova@sniiggims.ru

In tectonic zoning of large regions, the latter are traditionally made into platform and folded territories, which are estimated, respectively, as potentially oil and gas bearing and unpromising for oil and gas. The expansion of the Siberian platform in the southeast due to the territory of a more complex geological structure requires an analysis of the prerequisites for its possible oil and gas potential both from available materials and from the results of additional regional studies.

Keywords: Siberian platform, Sette-Daban fold-thrust system, Archean foundation; Riphean-Lower Proterozoic complexes, tectonic zoning, oil and gas accumulation zone.

Полученные по опорному геолого-геофизическому профилю 3-ДВ (Северо-западный участок) результаты существенно изменили ранее существующие представления о строении земной коры не только под Сетте-Дабаном, но и восточнее его на 500 км (рис. 1). Оказалось, что архейский цоколь Сибирской платформы, погружаясь к Сетте-Дабану, непрерывно проходит не только под Сетте-Дабаном, увеличивая суммарную толщину почти до 30 км, но и далеко на восток. Правда, после 1800 км профиля он уменьшается в толщине и интенсивно нарушен наклоненными на запад разрывами, нередко надвиговой природы. Таким образом, архейский цоколь Сибирской платформы с некоторыми изменениями суммарной толщины и сложности строения прослеживается по опорному профилю на восток от принятых на юго-востоке ее границ, по крайней мере, на 500 км (до пикета 2100 км на профиле). В чехол Сибирской платформы на профиле 3-ДВ до 2050 км входят нижнепалеозойские (PZ_1) и каменноугольно-пермские (C-P) отложения, затронутые разрывами, наклоненными как на запад, так и на восток. Для оценки распространения платформенных условий на прилегающих к опорному профилю площадях проанализированы схемы тектонического районирования, приводимые на геологических картах рассматриваемой территории масштаба 1:1 000 000.

На первом из этих вариантов [1] на «Схеме тектонического районирования» к югу от опорного профиля расположен Охотский микроконтинент с выходами на поверхность архейских пород. Вокруг него расположены (рис. 2) поля альб-позднемелового вулканоплутонического пояса, ограниченного с запада, севера и востока Верхояно-Колымской раннемеловой пассивной окраиной Сибирского континента, северо-западнее которой расположена пассивная окраина Сибирского континента. Такая геологическая ситуация не противоречит возможности продолжения тела Сибирской платформы на восток от надвиговой зоны Сетте-Дабана.

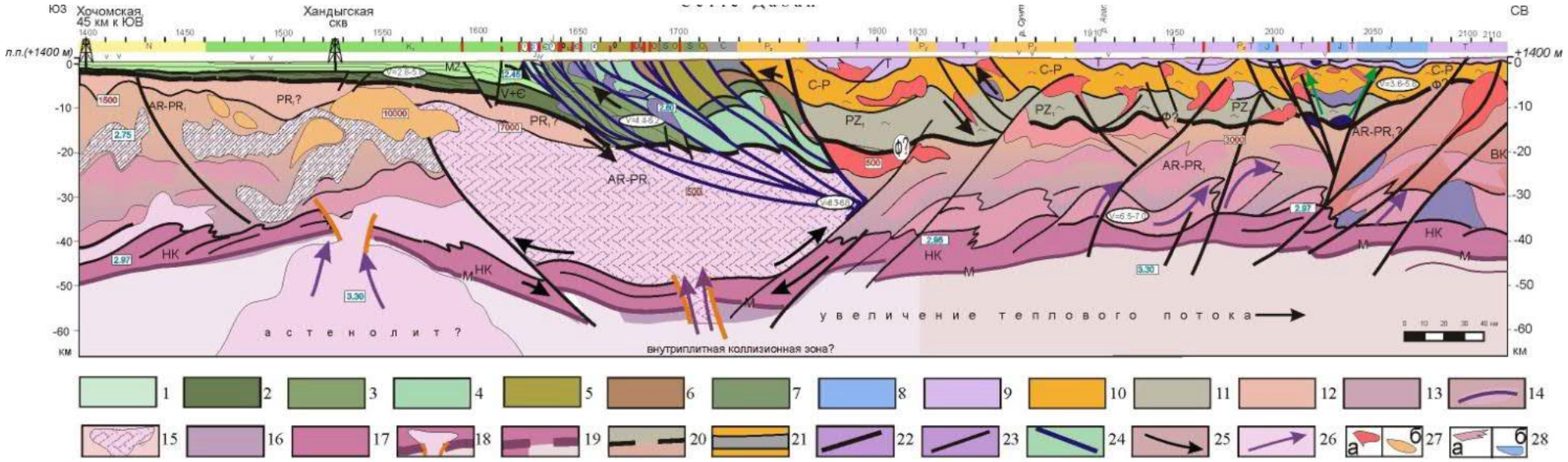


Рис. 1 Профиль 3-ДВ (Северо-западный участок). Глубинная геолого-геофизическая модель земной коры и верхней мантии (Н.Г. Заможняя, 2013).

Сибирская платформа (осадочный чехол): 1 - нерасчлененные мезозойские отложения, 2 - нерасчлененные венд-кембрийские отложения. Сетте-Дабанская складчато-надвиговая зона (осадочные образования): 3 - нерасчлененные венд-кембрий-ордовикские образования, 4 - нерасчлененные кембрий-ордовикские образования, 5 - нерасчлененные ордовик-силурийские образования, 6 - девонские образования, 7 - силурийские образования. Верхояно-Колымская складчатая область (осадочно-вулканогенные образования): 8 - юрские отложения, 9 - триасовые отложения, 10 - пермо-карбон нерасчлененный, 11 - нерасчлененные нижнепалеозойские образования.. Кристаллическая кора и верхняя мантия: 12 - предположительно нижнепротерозойские образования, 13 - предположительно архейско-нижнепротерозойские образования, 14 - области повышенной расслоенности в кристаллической коре, 15 - гомогенные базифицированные области в кристаллической коре, 16 - зона полной переобработки кристаллической коры, 17 - нижняя кора, 18 - верхняя мантия и участки проникновения ее в кору. Региональные отражающие границы: 19 - поверхность верхней мантии (граница М), 20 - поверхность фундамента (граница Ф), 21 - прочие границы. Разломы разного ранга: 22 - мантийные, 23 - коровые, 24 - основные сдвиго-надвиговые дислокации Сетте-Дабанской склодчато-надвиговой зоны. Направления движений: 25 - блоков, 26 - коромантийных масс.Интрузии предположительно: 27 - кислого (а), щелочного (б) состава; 28 - среднего (а), основного (б) состава.

Fig. 1 Profile 3-DV (Northwest section). Deep geological and geophysical model of the earth's crust and upper mantle (N.G. Zamozhnaya, 2013).

Siberian platform (sedimentary cover): 1 - undivided Mesozoic sediments, 2 - undivided Vendian-Cambrian sediments. Sette-Dabanskaya fold-thrust zone (sedimentary formations): 3 - undivided Vendian-Cambrian-Ordovician formations, 4 - undivided Cambrian-Ordovician formations, 5 - undivided Ordovician-Silurian formations, 6 - Devonian formations, 7 - Silurian formations. Verkhoyan-Kolyma folded region (sedimentary-volcanogenic formations): 8 - Jurassic deposits, 9 - Triassic deposits, 10 - Permian-Carboniferous undivided, 11 - undivided Lower Paleozoic formations.

Crystalline crust and upper mantle: 12 — presumably Lower Proterozoic formations, 13 — presumably Archean – Lower Proterozoic formations, 14 — regions of increased stratification in the crystalline crust, 15 — homogeneous base regions in the crystalline crust, 16 — zone of complete processing of the crystalline crust, 17 — lower crust , 18 - the upper mantle and its penetration into the crust. Regional reflecting boundaries: 19 - the surface of the upper mantle (boundary M), 20 - the surface of the basement (boundary F), 21 - other borders. Faults of various ranks: 22 — mantle, 23 — crustal, 24 — main shear-thrust dislocations of the Sette-Daban shear-thrust zone. Directions of movements: 25 - blocks, 26 - coromancy masses. Intrusions presumably: 27 - acidic (a), alkaline (b) composition; 28 - medium (a), basic (b) composition.

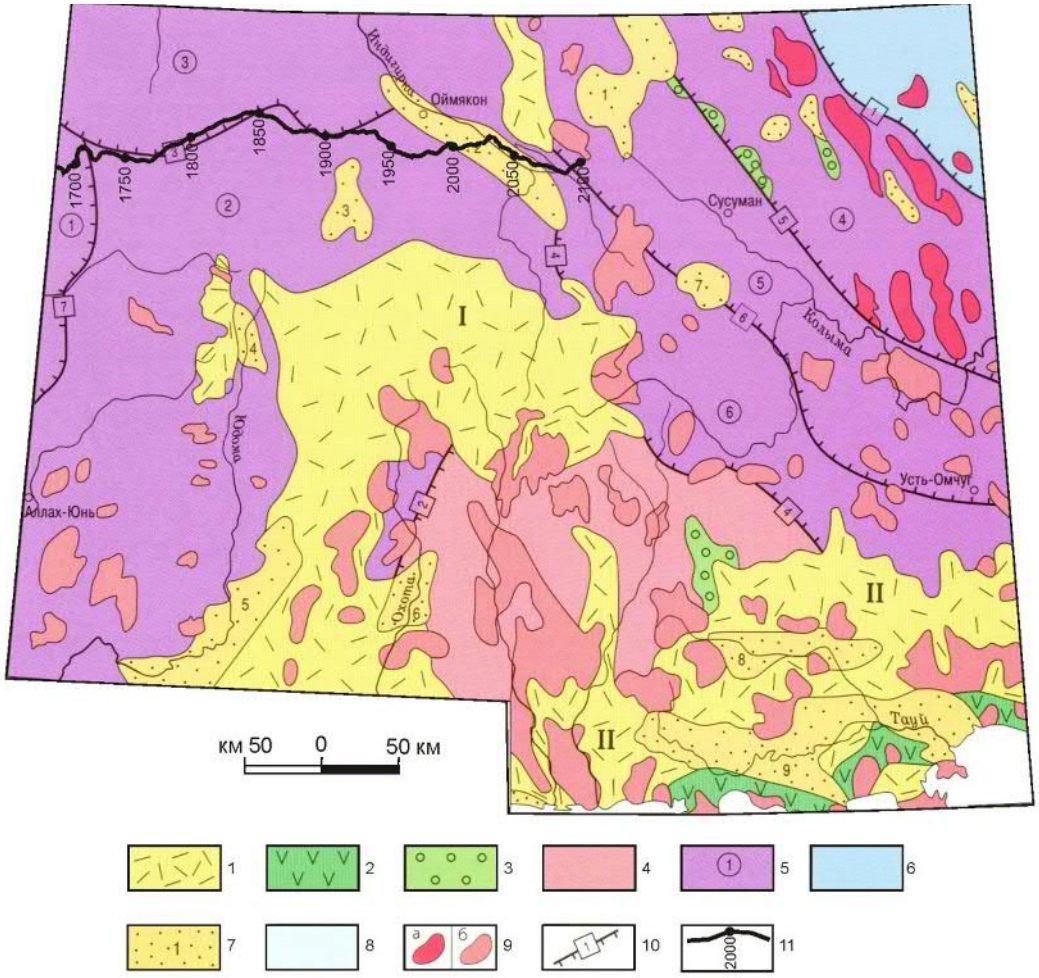


Рис. 2 Схематическая карта тектонического районирования [2]

Позднемезозойские структуры активных окраин: 1 - Альб-позднемеловой вулкано-плутонический пояс: (I - Кетанда-Куйдусунская ветвь, II - Магаданская ветвь); 2 - Позднеюрский-раннемеловой Тауйский вулкано-плутонический пояс (фрагмент); 3 - меловые угленосные впадины. Доальбские коллизионные структуры гетерогенного основания активных окраин: 4 - Охотский микроконтинент; 5 - Верхояно-Колымская раннемеловая (пассивная окраина Сибирского континента) (1 - Сетте-Дабанское поднятие, 2 - Южно-Верхоянский синклинорий, 3 - Адыча-Тарынская антиклинальная зона, 4 - Иньяли-Дебинский антиклинорий, 5 - Аян-Юряхский антиклинорий, 6 - Верхнеколымский синклинорий); 7 - Черско-Полоусненская (фрагмент) познеюрской островодужной системы. Кайнозойские наложенные структуры: 7 - континентальные впадины (1 - Верхненерская, 2 - Оймяконская, 3 - Агаяканская, 4 - Верхнеюдомская, 5 - Юдомская, 6 - Среднеохотская, 7 - Хиникенская, 8 - Челомджинская, 9 - Кава-Туйская); 8 - Охотоморский шельф; 9 - тела мелких гранитоидов (а - коллизионные, б - субдукционные); 10 - главнейшие зоны разломов (1 - Дарпирская, 2 - Хизинда-Кухтуйская, 3 - Кюбюминская, 4 - Хейджанская, 5 - Чай-Юрюинская, 6 - Колымо-Индигирская, 7 - Сетте-Дабанская); 11 - фрагмент 3-ДВ с километровой отметкой.

Fig. 2 Schematic map of tectonic zoning [2]

Late Mesozoic structures of active margins: 1 - Albian-Late Cretaceous volcanic-plutonic belt: (I - Ketanda-Kuidusun branch, II - Magadan branch); 2 - Late Jurassic-Early Cretaceous Taui volcanic-plutonic belt (fragment); 3 - Cretaceous coal-bearing basins. Pre-Albian collision structures of the heterogeneous base of active margins: 4 - Okhotsk microcontinent; 5 - Verkhoyan-Kolyma

Early Cretaceous (passive margin of the Siberian continent) (1 - Sette-Daban Uplift, 2 - South Verkhoyansk Synclinorium, 3 - Adycha-Taryn Anticline Zone, 4 - Inyali-Debinsky Anticlinorium, 5 - Ayan-Yuryakhsky Anticlinorium, 6 - Verkhnekolymsky synclinorium); 7 - Chersko-Polousnenskaya (fragment) of the Pozneurian island arc system Cenozoic superimposed structures: 7 - continental depressions (1 - Verkhnyenerskaya, 2 - Oymyakonskaya, 3 - Agayakanskaya, 4 - Verkhneyudomskaya, 5 - Yudomskaya, 6 - Sredneokhotskaya, 7 - Khinikenskaya, 8 - Chelomdzhinsky, 9 - Kava-Tuy); 8 - Sea of Okhotsk shelf; 9 - bodies of small granitoids (a - collision, b - subduction); 10 - the most important fault zones (1 - Darpirskaya, 2 - Khizinda-Kukhtuyskaya, 3 - Kyubyuminskaya, 4 - Kheydzhanskaya, 5 - Chay-Yuryuinskaya, 6 - Kolymo-Indigirskaya, 7 - Sette-Dabanskaya); 11 - fragment of 3-DW with a kilometer mark.

На втором более позднем варианте геологической карты [2] на схеме тектонического районирования также отражен Охотский микроконтинент, окруженный вулканоплутоническим поясом и его тыловой зоной. С северо-запада последний окружен Аллах-Юнской тектонической зоной, переходящей на западе в Сетте-Дабанскую тектоническую зону. Для тектонического районирования земной коры в целом на области платформенного и складчатого или комбинированного строения надо иметь представительную информацию о дислоцированности и интенсивности метаморфизма разновозрастных образований всей толщи земной коры. Полученные результаты были сравнены с хорошо изученными (эталонными) регионами.

Как видно из принятой геолого-геофизической модели земной коры и верхней мантии (см. рис. 1), архейский фундамент Сибирской платформы не обрывается при подходе к сложным дислокациям надвигового типа, залегающим на поверхности рифейско-палеозойских горизонтов Сетте-Дабана, а продолжается далеко на восток (порядка 500 км). Известно, что аналогичный опорный профиль «Батолит», пересекая юго-западную границу Сибирской платформы со складчатыми образованиями Енисейского кряжа, не фиксирует под ними продолжения архейского фундамента, а, напротив, до границы Мохоровичича отражает интенсивно дислоцированные рифейско-нижнепротерозойские комплексы, пронизаннные интрузивными телами.

Кроме того, на опорном профиле 3-ДВ над фундаментом Сибирской платформы на восток продолжаются нарушенные разрывами палеозойские и мезозойские преимущественно терригенные отложения, аналогичные чехлу

Сибирской платформы, но пронизанные интрузиями преимущественно кислого, реже основного состава.

Наращивание площади Сибирской платформы на юго-востоке за счет территории более сложного геологического строения, нуждается в проведении дополнительного анализа предпосылок ее возможной нефтегазоносности как по имеющимся к настоящему времени материалам, так и по результатам дополнительного регионального, а затем и поисково-оценочного этапов. Наиболее интересным для оценки перспектив нефтегазоносности уже сейчас по имеющимся на опорном профиле 3-ДВ материалам может являться его отрезок между 1800- 1900 км, где намечаются крупные положительные структуры палеозойских горизонтов (см. рис. 1).

В целом восточнее Сетте-Дабана условия залегания палеозойских и частично мезозойских отложений по материалам опорного профиля 3-ДВ характеризуются интенсивной нарушенностью наклонными разрывами и внедрением кислых, реже основных интрузий, что не очень типично для платформенных условий. Хотя Сибирская платформа в этом отношении заметно отличается от других интенсивным проявлением на западе интрузивного и эффузивного магматизма преимущественного основного, реже щелочного и крайне редко кислого состава. На участках интенсивного проявления на Сибирской платформе траппового магматизма картируются многочисленные, нередко крупноамплитудные сбросы, реже взбросы и пологие надвиги. Поэтому по нарушенности разрывами и проявлению фанерозойского магматизма территория вокруг опорного профиля 3-ДВ принципиально не отличается от некоторых окраинных районов Сибирской платформы.

В сложившейся геологической ситуации важно, что на опорном профиле 3-ДВ впервые зафиксировано под всеми фанерозойскими геологическими телами (см. рис. 1) наличие хотя и осложненного разрывами, но древнего цоколя, характерного для всей обширной территории Сибирской платформы. Наличие столь древнего цоколя сплошного и даже фрагментарного развития пока не

зафиксировано ни в одном окружающем Сибирскую платформу регионе ее складчатого обрамления.

Рассматривая же территорию к востоку от Сетте-Дабана, мы фиксируем такой архейский цоколь на глубине под фанерозойскими толщами не только вдоль опорного профиля 3-ДВ, но и гораздо южнее, где он по материалам упомянутых выше листов геологической карты выделяется на значительных по площади выходах на дневную поверхность в пределах выделяемого авторами геологических карт Охотского микроконтинента, террейна в их интерпретации.

Таким образом, геологическая ситуация на упомянутых листах позволяет предполагать распространение архейского цоколя на территории от Сетте-Дабана к востоку между опорным профилем 3-ДВ на севере и Охотским микроконтинентом включительно на юге. Эта территория распространения древнего архейского цоколя значительной толщины по существу является продолжением на восток Сибирской платформы. Согласно «Схеме тектонического районирования» листов геологической карты Р-54, 55 ее ограничением может являться Верхояно-Колымская пассивная окраина Сибирского континента, контактирующая на северо-востоке с фрагментом Черско-Полоусненской островодужной системы.

Можно предположить, что осадочный чехол этой территории близок к породам, слагающим юго-восточные области Лено-Вилюйской и Лено-Тунгусской нефтегазовых провинций.

Кроме того, необходимо учитывать, что территория от Сетте-Дабана к востоку лежит над зоной деструкции области перехода кора-мантия. Как показано в работах [3, 4] на примере месторождений Юрубченско-Тохомской зоны (Сибирская платформа), Самотлора (Западно-Сибирская плита), а также месторождения открытого в пределах Анадырской впадины Корякско-Чукотского складчатого пояса, именно с такими особенностями глубинного строения и геодинамическими процессами формирования земной коры, а также

с процессами ее дегазации связано становление крупных нефтегазоносных бассейнов мира (рис. 3).

Отрезок опорного профиля 3-ДВ на интервале от 1800 до 1900 км проходит по отложениям триаса и перми, закартированными на поверхности. В плане они представляют собой блоки, вытянутые с юго-запада на северо-восток. Протяженность блоков составляет первые десятки километров, ширина – 5-10 км. Указанный участок профиля расположен не наилучшем образом – вдоль границ блоков.

Об этом могут свидетельствовать и данные корреляционного метода преломленных волн (КМПВ). На участке профиля 1760-1850 км (рис. 4) сейсмический разрез характеризуется пологим залеганием границ и изолиний скорости. Пологое залегание слоев может быть связано с тем, что профиль проходит в основном по простиранию геологических структур. При этом на поверхности обнажены отложения перми с узкими впадинами, заполненными отложениями триаса.

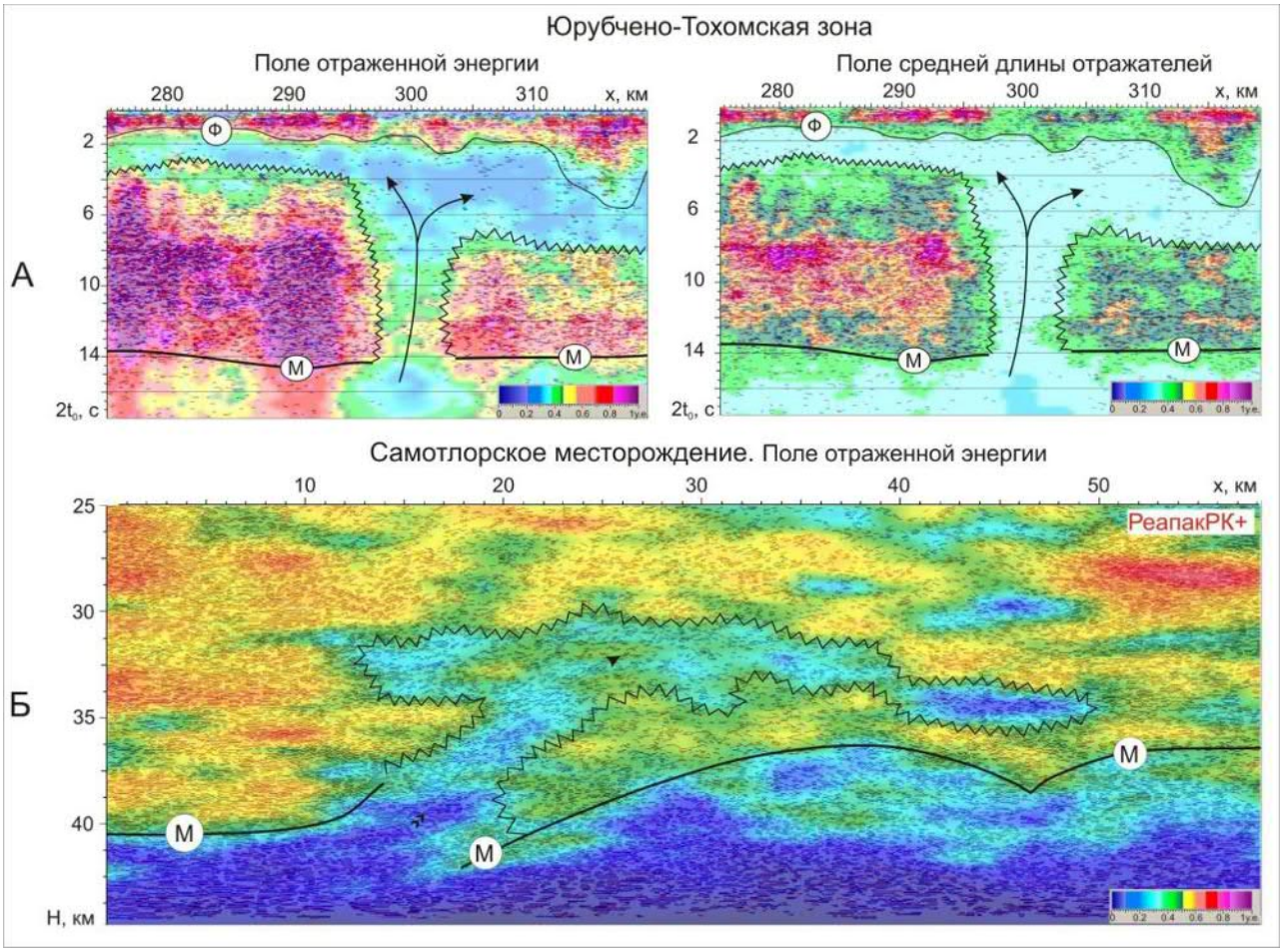


Рис. 3 Фрагменты макромоделей земной коры, относящиеся к территории крупных месторождений УВ

Fig. 3 Fragments of macromodels of the earth's crust related to the large hydrocarbon fields

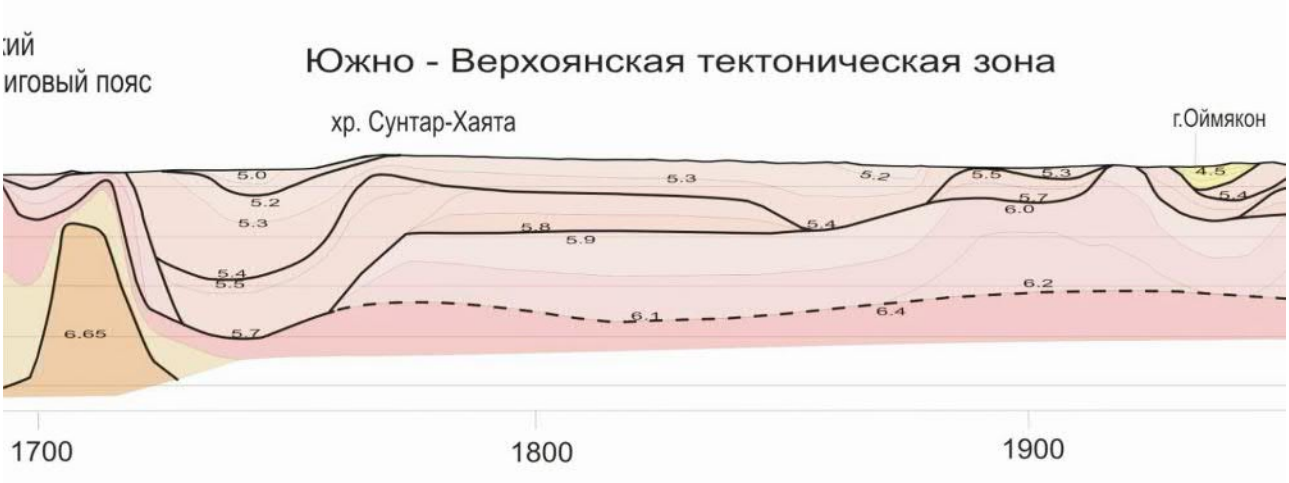


Рис. 4 Разрез верхней части земной коры фрагмента опорного профиля 3-ДВ (Северо-западный участок) по данным КМПВ

Fig. 4 Section of the upper part of the earth's crust of the North-Western part of the section 3-DW according to the refraction correlation shooting

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геологическая карта Российской Федерации (третье поколение) м–б 1:1 000 000, серия верхояно–колымская, лист P–54, 2011.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации (новая серия), м–б 1: 1 000 000, карта дочетвертичных образований, лист P–54, 55, 1999.
3. Старосельцев В.С., Рудницкая Д.И., Сальников А.С. Перспективы нефтегазоносности кембрийских отложений в северо–восточной части Предсеттедабанского прогиба // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 3 (11). – С. 44–50.
4. Рудницкая Д.И., Старосельцев В.С., Сальников А.С. Глубинные сейсмогеологические критерии регионального прогнозирования нефтегазоперспективных зон // Дегазация земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100–летию со дня рождения академика П.Н.Кропоткина. М., 2010, С.455–460.

REFERENCES

1. Geological map of the Russian Federation (third generation) of MB 1:1,000,000, series verkhoyano–Kolyma, sheet R–54, 2011
2. State geological map of the Russian Federation (new series), MB 1: 1,000,000, card dochetvertichnykh of educations, sheet R–54, 55, 1999
3. Staroseltsev V.S., Rudnitskaya D.I., Salnikov A.S. Prospects of oil and gas bearing of Cambrian deposits in the north–eastern part of Predsettedaban deflection //Geology and mineral–raw resources of Siberia. – 2012. – № 3 (11).
4. Rudnitskaya D.I., Staroseltsev V.S., Salnikov A.S. Deep seismogeological criteria of regional forecasting of oil and gas perspective zones //Land degassing: geotectonics, geodynamics, geofluids, oil and gas, hydrocarbons and life. Materials of the All–Russian Conference with International Participation Dedicated to the 100th Anniversary of the Birth of Academician P. N. Kropotkin. M., 2010, C.455–460.

© А.С. Сальников, В.С. Старосельцев, 2020

УДК 551.733(571.1) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-022

НАХОДКА КОМПЛЕКСА ИХНОФОССИЛИЙ В СРЕДНЕМ ОРДОВИКЕ ПРИТЕЛЕЦКОГО АЛТАЯ

Николай Валерианович Сенников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, зав. лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, заведующий кафедрой, тел. (383)330–88–47, e–mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

В статье приводятся данные по находке ихнофоссилий в среднем ордовике Прителецкой части Горного Алтая. В коллекции были определены ихнорода Taenidium Heer (или Opthogonium Gurich), Scoyenia White, ?Scolithos Haldeman, Rusophycus Hall, Megagrapton Książkiewicz (или ? Gorgia Emmons). Литологический анализ и ихнофоссилии позволили выделить различные ихнофации: Scoyenia, Cruziana и Nereites.

Ключевые слова: ихнофоссилии, ихнофации, средний ордовик, Горный Алтай.

THE FINDING OF ICHNOFOSSILS COMPLEX IN THE MIDDLE ORDOVICIAN OF TELETSKOE LAKESIDE OF THE GORNY ALTAI

Nikolay V. Sennikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk National Research State University, Pirogova St. 2, Novosibirsk, 630090, Russia, Head of Department, phone: (383)333–24–31, e–mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Data on the discovery of the Middle Ordovician ichnofossils from the Teletskoe Lakeside area of the Gorny Altai are presented. In the collection the following ichnogenus were identified: *Taenidium* Heer (or Opthogonium Gurich), Scoyenia White, ?Scolithos Haldeman, Rusophycus Hall and Megagrapton Książkiewicz (or ? Gorgia Emmons). Lithological analysis and found ichnofossils allowed to define various ichnofacies: Scoyenia, Cruziana, and Nereites.

Keywords**:** ichnofossils, ichnofacies, Middle Ordovician, Gorny Altai.

Вследствие значительной залесённости и труднодоступности территории Прителецкого Алтая палеонтолого–стратиграфическое изучение истории формирования слагающих его палеозойских осадочных образований сталкивалось со значительными трудностями. До недавнего времени имелись только разрозненные сведения о единичных находках различных групп кембрийской и ордовикской фауны [1; 2]. В последние годы специальными тематическими биостратиграфическими работами удалось значительно повысить степень достоверности геологической информации по ордовикскому

стратиграфическому интервалу [3; 4; 7; 9–11]. Были послойно описаны разрезы среднего и верхнего ордовика, выделены новые толщи, собраны и определены коллекции конодонтов, граптолитов, брахиопод, табулят, остракод, мшанок и других групп фауны. В дополнение к этим материалам в одном из разрезов были установлены следы жизнедеятельности организмов.

Ихнофоссилии были обнаружены в тозодовской толще, сопоставляемой с даррвильским ярусом среднего ордовика [3; 4]. В нижней части толщи, в её базальной пачке, представленной массивно–слоистыми, зеленовато–серыми мелко–среднезернистыми песчаниками, наблюдаются несколько типов ихнофоссилий. Первый из них – одиночный менисковый след на поверхности напластования, по конфигурации сходный с отпечатком сегментированного стебля криноидей (рис. 1–1). Мениски имеют различную толщину. Такие ихнофоссилии близки по конфигурации к ихнородам Taenidium Heer и Opthogonium Gurich. К другому типу ихнофоссилий низов тозодовской толщи относятся многочисленные, прямые, крупные, одиночные формы, составляющие этологическую группу Fodinichnia (следы питания на поверхности осадка) (рис.1–2, 1–4). Они близки к ихнороду Scoyenia White. Третий тип ихнофоссилий нижней части тозодовской толщи представляет неглубокие округлые норы (возможно, входы в норы) на верхней поверхности слоя, относящиеся к этологической группе Domichnia (следы обитания) (рис.1–3 – ?Scolithos Haldeman). Отсутствие морских фаунистических остатков в базальной пачке тозодовской толщи позволяет отнести изученные формы ихнофоссилий к ихнофации Scoyenia, характерной для прибрежной зоны моря [5; 8].

Вторая половина тозодовской толщи охарактеризована многочисленными находками таксономически разнообразных брахиопод, трилобитов, а также мшанок, гастропод, остракод, наутилоидей [3; 4; 7; 9–11]. Нижняя часть второй половины тозодовской толщи сложена неравномерным переслаиванием алевролитов, аргиллитов и мелкозернистых песчаников с включениями карбонатов стально–серого и буровато–серого цвета. В этой части тозодовской

толщи, на нижней поверхности слоя (положительный гипорельеф – Hypichnia) найден ихнород Rusophycus Hall, который относится к этологической группе

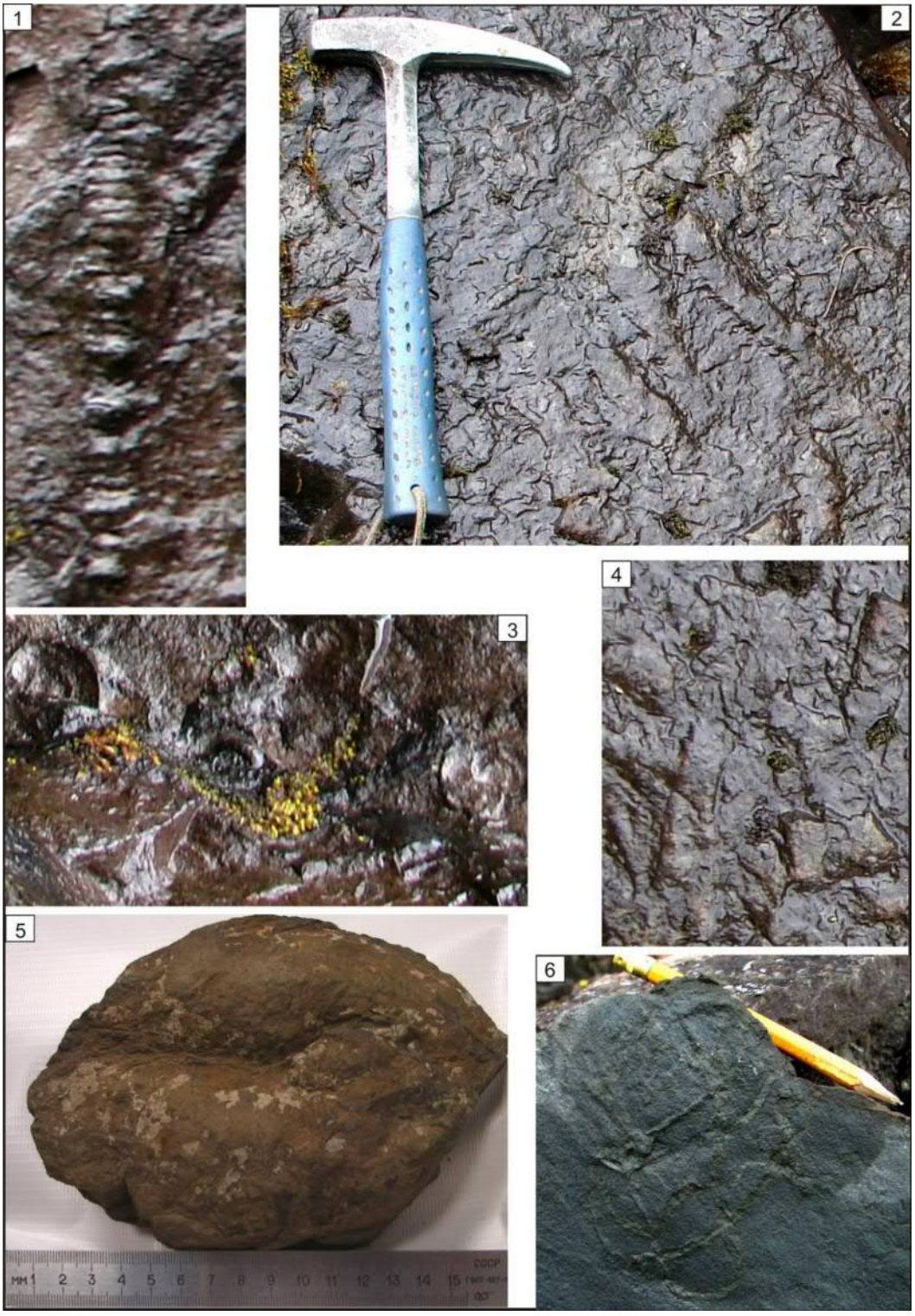


Рис. Ихнофоссилии среднеордовикской тозодовской толщи Алтая

1–6 – ихнорода: 1 – Taenidium (или Opthogonium), 3 – ?Scolithos, 2, 4 – Scoyenia, 5 – Rusophycus, 6 – Megagrapton (или ? Gorgia).

Fig. Ichnofossils from Middle Ordovician Tozodov Body of the Altai

1–6 – ichnogenus: 1 – Taenidium (or Opthogonium), 3 – ?Scolithos, 2, 4 – Scoyenia, 5 – Rusophycus, 6 – Megagrapton (or ? Gorgia).

Cubichnia (следы покоя–отдыха) (рис. 1–5). Ихнород Rusophycus Hall типичен для ихнофации Cruziana, характеризующей обстановки мелководного шельфа [5; 6; 8]. Наличие разнообразных морских фаунистических групп заставляет относить этот фрагмент тозодовской толщи к так называемой дистальной части ихнофации Cruziana, расположенной во внешней части палеобассейна, на максимальных глубинах воздействия волн [6]. Ихнофация дистальной Cruziana соседствует с ихнофацией Zoophycos, которая в свою очередь граничит с глубоководной ихнофацией Nereites [5].

Верхи тозодовской толщи, в которых пока не обнаружено органических остатков представлены тонкослоистыми темно–сероцветными глинистыми аргиллитами и алевролитами, реже глинистыми мелкозернистыми песчаниками. В этой терминальной части тозодовской толщи найден ихнород Megagrapton Książkiewicz (? Gorgia Emmons), представленный длинным, незакономерно пересекающимся следом, относящимся к этологической группе Pascichnia (следы поверхностного подвижного илоедения) (рис. 1–6). Представители ихнорода Megagrapton Książkiewicz (также, как и близкие по конфигурации следов ихнофоссилии, относимые к ихнороду *Gorgia* Emmons) являются показателями относительно глубоководных условий седиментации. Их выделяют в ихнофацию Nereites [5; 8]. Верхи тозодовской толщи, возможно, следует относить к этой отмеченной ихнофации.

В тозодовской толще снизу – вверх стратиграфически наблюдается смена трёх ихнофаций: Scoyenia, Cruziana и Nereites, свидетельствующие о постепенном углублении палеобассейна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, Новосибирск, 1979. Часть I. Верхний протерозой и нижний палеозой. – Новосибирск, 1983. – 215 с.

2. Сенников В.М. Ордовик Уйменско–Лебедского синклинория Горного Алтая //

Материалы по региональной геологии. Тр. СНИИГГиМС. – вып. 24, Москва: Изд–во Госгеолтехиздат, 1962. – С. 116–133.

3. Сенников Н.В., Обут О.Т., Гонта Т.В, Тимохин А.В., Модзалевская Т.Л., Лыкова Е.В., Толмачева Т.Ю. Ордовикские фаунистические ассоциации и осадочные комплексы Прителецкой части Горного Алтая // Труды Палеонтологического общества. – Том I. – Москва: Изд–во ПИН РАН, 2018 а. – С. 134–147.

4. Сенников Н.В., Обут О.Т., Изох Н.Г., Киприянова Т.П., Лыкова Е.В., Толмачева Т.Ю., Хабибулина Р.А. Региональная стратиграфическая схема ордовикских отложений западной части Алтае–Саянской складчатой области (новая версия) // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2018 б. – № 7. – С. 15–53.

5. Buatois L.A. and Mangano M.G. Ichnology. Organism–Substrate Interactions in Space and Time. – Cambridge. Cambridge University Press, 2011. – 358 p.

6. Knaust D., and Bromley R. Trace Fossils as indicators of sedimentary enviroments // Developments in Sedimentolgy. – N 64. Elsevier, 2012. – 101 p.

7. Koromyslova A.V. and Sennikov N.V. Dianulites (Bryozoa, Esthonioporata) from Late Ordovician (Sandbian) of the Teletskoe Lakeside in Gorny Altai // 13th International Symposium on the Ordovician System: Contributions of International Symposium. Novosibirsk, Russia (July 19–22, 2019) / Eds. O.T. Obut, N.V. Sennikov. Novosibirsk, Publishing House of SB RAS. – 2019. – P. 103–104.

8. Mangano M.G. and Droser M.L. The Ichnologic Record of the Ordovician Radiation // The Great Ordovician Biodiversification Event. (Eds Webby B., Paris F., Droser M.L. and Percival I.G.). – Columbia University Press. New York, 2004. – P. 369–379.

9. Sennikov N.V., O.T. Obut, E.V. Lykova, A.V. Timokhin, T.V. Gonta, R.A. Khabibulina, T.A. Sherbanenko, and T.P. Kipriyanova. Ordovician sedimentary basins and paleobiotas of the Gorny Altai. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS. – 2019. – 183 p.

10. Shcherbanenko T.A. Brachiopods from Upper Ordovician sections northeast of the Gorny Altai (Teletskoe Lakeside area) // 13th International Symposium on the Ordovician System: Contributions of International Symposium. Novosibirsk, Russia (July 19–22, 2019) / Eds. O.T. Obut, N.V. Sennikov. Novosibirsk, Publishing House of SB RAS. – 2019. – P. 189–191.

11. Khabibulina R.A. Upper Ordovician tabulate corals from Gorny Altai // 13th International Symposium on the Ordovician System: Contributions of International Symposium. Novosibirsk, Russia (July 19–22, 2019) / Eds. O.T. Obut, N.V. Sennikov. Novosibirsk, Publishing House of SB RAS. – 2019. – P. 99–101.

REFERENCES

1. Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoj sisteme Srednej Sibiri, Novosibirsk, 1979. CHast' I. Verhnij proterozoj i nizhnij paleozoj. – Novosibirsk, 1983. – 215 s.

2. Sennikov V.M. Ordovik Ujmensko–Lebedskogo sinklinoriya Gornogo Altaya // Materialy po regional'noj geologii. Tr. SNIIGGiMS. – vyp. 24, Moskva: Izd–vo Gosgeoltekhizdat, 1962. – S. 116–133.

3. Sennikov N.V., Obut O.T., Gonta T.V, Timohin A.V., Modzalevskaya T.L., Lykova E.V., Tolmacheva T.YU. Ordovikskie faunisticheskie associacii i osadochnye kompleksy Priteleckoj chasti Gornogo Altaya // Trudy Paleontologicheskogo obshchestva. – Tom I. – Moskva: Izd–vo PIN RAN, 2018 a. – S. 134–147.

4. Sennikov N.V., Obut O.T., Izoh N.G., Kipriyanova T.P., Lykova E.V., Tolmacheva T.YU., Habibulina R.A. Regional'naya stratigraficheskaya skhema ordovikskih otlozhenij zapadnoj chasti Altae–Sayanskoj skladchatoj oblasti (novaya versiya) // Geologiya i mineral'no–syr'evye resursy Sibiri. – 2018 b. – № 7. – S. 15–53.

5. Buatois L.A. and Mangano M.G. Ichnology. Organism–Substrate Interactions in Space and Time. – Cambridge. Cambridge University Press, 2011. – 358 p.

6. Knaust D., and Bromley R. Trace Fossils as indicators of sedimentary enviroments // Developments in Sedimentolgy. – N 64. Elsevier, 2012. – 101 p.

7. Koromyslova A.V. and Sennikov N.V. Dianulites (Bryozoa, Esthonioporata) from Late Ordovician (Sandbian) of the Teletskoe Lakeside in Gorny Altai // 13th International Symposium on the Ordovician System: Contributions of International Symposium. Novosibirsk, Russia (July 19–22, 2019) / Eds. O.T. Obut, N.V. Sennikov. Novosibirsk, Publishing House of SB RAS. – 2019. – P. 103–104.

8. Mangano M.G. and Droser M.L. The Ichnologic Record of the Ordovician Radiation // The Great Ordovician Biodiversification Event. (Eds Webby B., Paris F., Droser M.L. and Percival I.G.). – Columbia University Press. New York, 2004. – P. 369–379.

9. Sennikov N.V., O.T. Obut, E.V. Lykova, A.V. Timokhin, T.V. Gonta, R.A. Khabibulina, T.A. Sherbanenko, and T.P. Kipriyanova. Ordovician sedimentary basins and paleobiotas of the Gorny Altai. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS. – 2019. – 183 p.

10. Shcherbanenko T.A. Brachiopods from Upper Ordovician sections northeast of the Gorny Altai (Teletskoe Lakeside area) // 13th International Symposium on the Ordovician System: Contributions of International Symposium. Novosibirsk, Russia (July 19–22, 2019) / Eds. O.T. Obut, N.V. Sennikov. Novosibirsk, Publishing House of SB RAS. – 2019. – P. 189–191.

11. Khabibulina R.A. Upper Ordovician tabulate corals from Gorny Altai // 13th International Symposium on the Ordovician System: Contributions of International Symposium. Novosibirsk, Russia (July 19–22, 2019) / Eds. O.T. Obut, N.V. Sennikov. Novosibirsk, Publishing House of SB RAS. – 2019. – R. 99–101.

© Н.В. Сенников, 2020

УДК 553.7/78.082:543(571.1) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-023

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ РАДОНОВЫХ ВОД ОКРЕСТНОСТЕЙ ГОРОДА НОВОСИБИРСКА

Анна Федоровна Сухорукова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого– минералогических наук, доцент, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363– 80– 36, e–mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Дается краткий анализ состояния изученности радоновых вод в окрестностях города Новосибирска. Основные исследования состава радоновых вод были проведены в 70– 80е годы прошлого века силами «Новосибирскгеология», выявлены 12 месторождения радоновых вод. К настоящему времени практически нет научных публикаций по данным, полученным более 40 лет назад. В связи с этим крайне актуальны обобщение имеющегося уникального материала и исследования радоновых вод крупнейшего сибирского мегаполиса на современном уровне.

Ключевые слова: состояние изученности, радоновые воды, гранитные интрузии, концентрация радона, Новосибирск, Западная Сибирь

STATE OF STUDY OF RADON WATER IN THE SURROUNDINGS OF THE CITY OF NOVOSIBIRSK

Anna F. Sukhorukova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD, research associate of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel.: +7 (383) 363– 80– 36, e– mail SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

A brief analysis of the state of knowledge of radon waters in the vicinity of the city of Novosibirsk is given. The main studies of the composition of radon waters were carried out in the 70–80s of the last century by the efforts of «Novosibirskgeologiya»; 12 deposits of radon waters were identified.To date, there are no scientific publications on the synthesis of data obtained more than 40 years ago. In this regard, the task of studying the radon waters of the largest Siberian metropolis at the current level is extremely urgent.

Keywords: state of stady radon waters, radon concentration, granite intrusions, Novosibirsk, Western Siberia

Радон – это инертный одноатомный газ без цвета и запаха. О существовании радона человечество узнало сравнительно недавно. Впервые упоминания о нём встречаются в работах Пьера и Мари Кюри, которые при работе с радием в 1898 году заметили, что воздух, соприкасающийся с радиевым источником, становится радиоактивен, а воды радоновыми. В России, а в дальнейшем в СССР, первые исследования радиоактивности природных вод проводились на Южном

Урале в 1914–16 годах Академией наук под руководством Вернадского В.И., а позже, в 1947 году в Ильменским заповеднике.

Толчком возникновения и развития города Новосибирска послужило строительство Транссибирской железнодорожной магистрали, выбор места определили выходы гранита по обоим берегам реки Обь, которые являются основанием опор для первого железнодорожного и всех последующих мостов. Этот факт в конечном итоге привел к тому, что под большей частью выросшего мегаполиса (кроме Первомайского и Советского района) залегают породы Новосибирского гранитоидного массива (на глубинах от первых десятков до 100 и более метров). Массив является постоянно действующим источником эманации радона, который фиксируется в пониженных участках, цокольных и подвальных этажах, подземных сооружениях и, конечно, подземных водах. Его площадь составляет около 230 км^2, по форме похож на овал, вытянутый в северо – восточном направлении, согласно со складчатыми структурами, внедренными в породы позднедевонско– раннекаменноугольного возраста. Город расположен на надпойменных террасах р.Оби, водоразделах, изрезанных притоками Оби и большим количеством оврагов, которые часто замыты, но продолжают оставаться местами выхода радона и радоновых вод.

Радоновые воды в городе и его окрестностях широко распространены. На конец 80х годов прошлого века выявлено 12 месторождений радоновых вод [7], концентрация радона в подземных водах меняется в очень широких пределах: от 100 до 1300 эман (от 370 до 4800 Бк/л). Первые данные по концентрации радона в подземных водах были определены в эманах, современные единицы измерения Бк/л, в связи с этим в работе будут приведены данные 70–80–х годов и в эманах и переведенные в Бк/л.

Радон, радоновые воды, влияние их на качество жизни – этот вопрос всегда волновал жителей. Его изучение началось с момента возникновения города. Первые конкретные данные о геологическом строении города Новосибирска появились в 30–40–е годы 19 века, в работах Гусева А.И. [8], Берштерли М.К.

[1], Тюменцева К.Г. [14], Писцова А.Д. [12], в которых были описаны выходы гранитных пород на поверхность по берегам реки Обь. Первые сведения о гидрогеологических условиях появились в работах Бейрома С.Г. [2].

В рамках программы массовых поисков урана в СССР в 1958–1960–х годах «Спецпартией» Новосибирской геолого–поисковой экспедиции (НГПЭ) и организацией «Березовгеология» проведены комплексные радиогидрогеологические исследования в районе Колывани, некоторых новосибирских карьерах. В процессе работ проведено массовое опробование на радон и уран различных водопунктов (более 300 анализов на радон и 500 на уран), изучены карьеры «Мочище», «Борок» и «Вертковский». В карьере «Борок» концентрация радона в трещинных водах составила от 300 до 1200 эман (от 1100 до 4400 Бк/л), содержание урана 3* 10 – 5 г/л. Концентрация радона в воде источников карьера «Вертковский» достигала 340 эман при содержании урана 1*10 – 4 г/л. В отчетах «Спецпартии» изложена первая оценка радиогеохимических особенностей радоновых вод гранитоидных массивов, дана модель генетической природы и первые рекомендации на использование их в бальнеологических целях. Было показано расчетами, что неизмененные гранитоиды Новосибирского массива, потенциально могут отдавать в 1 л воды до 480 эман (1770 Бк/л). Более высокие концентрации радона возможны только в зонах высокого эманирования (зоны дробления) или на участках развития урановой минерализации (гидротермального изменения с привносом урана). Проведенные работы базировались на изучении экзогенной и тектонической трещиноватости, т.е. поиски радоновых вод ограничились лишь использованием структурно – тектонического критерия. Более успешные результаты получены при применении на поисковых участках съемки эманационно – трековым методом, позволяющие отслеживать благоприятные геохимические обстановки, что особенно проявилось на некоторых участках. Однако, эти материалы не были ни в каком объеме опубликованы и имели шифр ДСП.

В 60–е годы прошлого века район был покрыт геологической съемкой масштаба 1:200 000 под авторством специалистов Новосибирской серии: Вериго Е.К. (лист N – 44 – XI) и Васютинской Г.Ф**. (**лист N – 44 – XIV). В 1956–1962–х годах на территории города Новосибирска и его окрестностей была поведена комплексная геолого– гидрогеологическая съемка 1:50 000 под руководством Филлипова В.А., Борзенко Н.И. и Мареева С.К., при которой была выявлена повышенная концентрация радона до 165 эман (600 Бк/л), в колодцах, пройденных в четвертичных отложениях, в непосредственной близости от выходов гранитов в долине р. Каменка.

В 70–80–х годах прошлого века гидрогеологическими партиями и отрядами НГПЭ ПГО «Новосибирскгеология» был проведен большой объем поисковых работ на пресные и минеральные радоновые воды в городе и его окрестностях. Выполнялись буровые работы, опытные гидрогеологические работы, каротаж и расходометрия скважин геофизическими методами, лабораторные исследования в ПГО «Новосибирскгеология» и «Березовгеология». Выявлены основные месторождения радоновых вод. Получены данные по химическому составу подземных вод различных горизонтов (как четвертичного, так и палеозойского возраста), концентрации радона, торона и урана в водах и вмещающих породах, которые не были опубликованы в открытой печати, хранятся в фондах Территориального геологического управления по Сибирскому округу.

В этот же период Заельцовским отрядом НГПЭ проведены разведочные работы на поиск минеральных радоновых вод Заельцовкого–Мочищенской зоны города. В 1976–79 годах Новосибирским участком Гидрогеологической партии проведены поисковые работы в центральной части города (для проектируемой «Горводолечебницы») и на левобережье (Тулинский участок) для Областной клинической больницы. Скважинами вскрыты граниты на глубинах от 70 до 120 м, концентрация радона в воде 300 и более эман (более 1100 Бк/л).

В выполнении работ по поиску радоновых вод принимал участие широкий круг специалистов: геологи, гидрогеологи, геофизики Новосибирского

территориального геологического управления. Необходимо отметить большой вклад в изучении гидрогеологических условий города и области, и в частности особенностей распространения и состава радоновых вод, главного гидрогеолога Г.Л. Самсонова, старшего гидрогеолога Карпицкого И.П., гидрогеолов Ахмеджановой Н.К Вериго Е.К., Куксовой В.Г., Врабий Б.Л., Салимбаевой Д.Т., Плаксиной Н.А., Колтуновой Г.М., геологов Косс Л.Н, Костенко Г.Т., Маринич И.В., Батурина В.Ф, геофизиков Макидон П.Л., Бердникова В.А, Дубник Л.В. и многих других. Под руководством и при непосредственном участии этих специалистов были проведены комплексные гидрогеологические работы и получены данные об условиях залегания, составе и содержании радона в подземных водах Новосибирской области, подсчитаны их запасы. Этот материал на современном этапе изучения радоновых вод позволяет сравнивать некоторые параметры вод с данными 40– 50–летней давности.

Работы по поиску, разведке и оценке запасов радоновых вод на территории города Новосибирска выполнялись в связи с грандиозными планами по строительству нескольких объектов для оздоровления населения. Так уже 1983 г. были завершены работы по оценке участка для возведения «Горводолечебницы» в Центральном районе города на пересечении улиц Фрунзе и Семьи Шамшиных, строительство которой так не было реализовано. В 70–90-е годы прошлого века природные радоновые воды активно использовал санаторий «Заельцовский Бор» в Заельцовском районе, профилакторий Новосибирского завода химконцетратов в Калининском районе, водолечебница Областной клинической больницы в Кировском районе. В настоящее время единственная действующая скважина радоновых вод находится в 34 больнице Ленинского района. Непосредственно на территории, под лечебно–оздоровительным корпусом, пробурено 3 скважины глубиной до 150 м (еще в 1979–1989 гг., две из которых в настоящее время законсевированы), вскрывающие трещиноватые граниты на глубинах от 40 до 70 м, концентрация радона в воде составляет до 200 Бк/л.

Несмотря на существенное влияние продуктов распада урана радона и торона на здоровье населения города Новосибирска существует очень большой перерыв в их изучении. Все публикации сводились только к констатации факта наличия радоновых вод и некоторым сведениям о его содержании в подземных водах. Даже в фундаментальном гидрогеологическом труде Гидрогеология СССР [7] всего несколько строк посвящены радоновым водам Новосибирской области, также как и в монографии «Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири» [4].

В настоящее время в городской черте и области осуществляется контроль за состоянием радиоактивного загрязнения окружающей природной среды и за уровнем радиационной безопасности населения Федеральной службой Российской Федерации по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. В 80–90-е годы Новосибирская государственная геодезическая академия совместно с мэрией Новосибирска, санитарно–эпидемиологической службой области и ОАО «Березовгеология» проводили масштабные исследования, по результатам которых была разработана интегральная экологическая карта. С начала 2000–х годов для города Новосибирска и области разрабатываются подходы радиоэкологического картографирования сотрудниками Сибирской государственной геодезической академии (лаборатория медико–экологического картографирования) Николаевой О.Н., Ромашовой Л.А, Гавриловым Ю.В., при активном участии д.м.н. Суслина В.П., которые показывают, что радиационную обстановку в городе обуславливают природные источники (граниты), с которыми связано существование и выходы радоновых вод [13]. В 1996–2014 гг. специалисты отдела радиационной гигиены ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Новосибирской области» обследовали более 900 земельных участков с целью определения объемной активности и эксхаляции (мощности выделения) радона в почвенном воздухе и в почве. На основании результатов измерений было разработано 55 карт радоноопасности Новосибирска и его окрестностей, которые позволяют в общих чертах предполагать залегание

близко к поверхности грантов и выходов радоновых вод. Карты сведены в атлас природной радиоактивности и нигде не были опубликованы.

В рамках проекта РФФИ с 2018 года сотрудниками лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН и НГУ начаты планомерные и детальные исследования природных радоновых вод, их геохимических особенностей, концентраций радона, спектров распределения макро и микроэлементов, форм их миграции, возраста радоновых вод и многие другие вопросы. Опубликованы первые новые данные о радоновых водах в работах Новикова Д.А., Сухоруковой А.Ф., Корнеевой Т.В, Черных А.В., Дульцева Ф.Ф. и других [10, 14, 15, 16].

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0025 и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19–45–540004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бельштерли М.К. Граниты Новосибирска // Труды Петрографич. ин– та АН СССР, 1933. – Вып. 3. – С. 13–19.
2. Бейром С.Г. Инженерно– геологические условия Новосибирского промышленного района, канд. Диссер.– Новосибирск, 1944. – 16 с.
3. Варкасин Ю.Н., Свиридов В.Г., Росляков Н.А., Афанасьев А.Т., Вавилихин Г.А., Васильев И.П., Виниченко В.И., Леонов А.Н., Марус А.И., Михантьева Л.С., Нестеренко Г.В., Самсонов Г.Л., Сердюк З.Я. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Том II Полезные ископаемые. – Новосибирск: Изд– во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – 254 с.
4. Вериго Е.К., Карпицкий И.П., Самсонов Г.Л. Минеральные воды в окрестностях г. Новосибирска. Сборник «География Сибири в условиях научно– технического прогресса». – Ленинград: изд– во географ. Общества СССР, 1975. – С. 169– 174
5. Вериго Е.К., Быкова В.В., Гусев В.К. Заельцовское месторождение радоновых вод (Новосибирское Приобье) // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, 1979. – Выпуск 14. – С. 47– 51.
6. Д.А. Новиков, А.С. Деркачев, А.Ф. Сухорукова Гидрогеохимия Заельцовско– Мочищенского проявления радоновых вод // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2019. XV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2 : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2019. № 1. – С. 125–132.
7. Гидрогеология СССР, том XVI, Западно– Сибирская равнина (тюменская, омская, новосибирская и Томская области). – Москва: Издательство «Недра», 1970. – 368 с.
8. Гусев А.И. Геологическое строение и полезные ископаемые района

г. Новосибирска. – Томск: Издание Зап.– Сиб. Геолого – гидрогеодезического треста, 1934. – 101 с.

9. Гусев В.К., Вериго Е.К. К вопросу использования и охраны подземных радоновых вод Новосибирской области. Проблемы использования и охрана природных ресурсов Сибири. – Новосибирск: изд– во Наука, 1980 г. – С.102– 104

10. Корнеева Т.В., Новиков Д.А. Механизмы накопления микроэлементов в радоновых водах Заельцовского месторождения (юг Западной Сибири) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием) (г. Новосибирск, 18– 22 июня 2018 г.). Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 270– 276.

11. Писцов А.Д. Отчет №3 Новосибирской геолого – разведочной партии №1 по разведке Мощиченской гранитной сопки в 1930 г. (ОМР ЗСГГГТ).

12. О. Н. Николаева, Л. А. Ромашова, Ю. В. Гаврилов Особенности создания карт радиоэкологической обстановки // ГЕО– Сибирь – 2007. Т.1, Геодезия, геоинформатика, картография, маркшейдерия. Ч.2: сб. материалов междунар. науч.конгресса «ГЕ0– Сибирь– 2007», 23– 27 апр. 2007 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2007. – С. 204– 207.

13. Тюменцев К.Г. Разведка Мочищенской гранитной сопки Новосибирского округа (ОМР ЗСГГГТ), 1929. – 57 с.

14. Сухорукова А.Ф., Новиков Д.А. Гидрогеология Заельцовско– Мочищенского проявления радоновых вод (г. Новосибирск) // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием) (г. Новосибирск, 18– 22 июня 2018 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 473– 480.

15. D.A. Novikov, A.F. Sukhorukova, T.V. Korneeva Hydrogeology and hydrogeochemistry of the Zaeltsovsko-Mochishchensky zone of radon waters in the southern West Siberia // Geodynamics and Tectonophysics. – 2018. – V. 9 (4). – P. 1255– 1274.

16. D.A. Novikov, T.V. Korneeva Microelements in radon waters of the Zaelsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – V. 1172. 012096.

REFERENCES

1. Bel'shterli M.K. Granity Novosibirska // Trudy Petrografich. in– ta AN SSSR, 1933. – Vyp. 3. – S. 13–19.

2. Bejrom S.G. Inzhenerno– geologicheskie usloviya Novosibirskogo promyshlennogo rajona, kand. Disser.– Novosibirsk, 1944. – 16 s.

3. Varkasin YU.N., Sviridov V.G., Roslyakov N.A., Afanas'ev A.T., Vavilihin G.A., Vasil'ev I.P., Vinichenko V.I., Leonov A.N., Marus A.I., Mihant'eva L.S., Nesterenko G.V., Samsonov G.L., Serdyuk Z.YA. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoj Sibiri. Tom II Poleznye iskopaemye. – Novosibirsk: Izd– vo SO RAN, NIC OIGGM, 1998. – 254 c.

4. Verigo E.K., Karpickij I.P., Samsonov G.L. Mineral'nye vody v okrestnostyah g. Novosibirska. Sbornik «Geografiya Sibiri v usloviyah nauchno– tekhnicheskogo progressa». – Leningrad: izd– vo geograf. Obshchestva SSSR, 1975. – S. 169– 174

5. Verigo E.K., Bykova V.V., Gusev V.K. Zael'covskoe mestorozhdenie radonovyh vod (Novosibirskoe Priob'e) // Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zapadnoj Sibiri, 1979. – Vypusk 14. – S. 47– 51.

6. D.A. Novikov, A.S. Derkachev, A.F. Suhorukova Gidrogeohimiya Zael'covsko– Mochishchenskogo proyavleniya radonovyh vod // Interekspo GEO–Sibir'–2019. XV Mezhdunar. nauch. kongr., 24–26 aprelya 2019 g., Novosibirsk: sb. materialov v 9 t. T. 2 : Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya». – Novosibirsk : SGUGiT, 2019. № 1. – S. 125– 132.

7. Gidrogeologiya SSSR, tom XVI, Zapadno– Sibirskaya ravnina (tyumenskaya, omskaya, novosibirskaya i Tomskaya oblasti). – Moskva: Izdatel'stvo «Nedra», 1970. – 368 s.

8. Gusev A.I. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye rajona g. Novosibirska. – Tomsk: Izdanie Zap.– Sib. Geologo – gidrogeodezicheskogo tresta, 1934. – 101 s.

9. Gusev V.K., Verigo E.K. K voprosu ispol'zovaniya i ohrany podzemnyh radonovyh vod Novosibirskoj oblasti. Problemy ispol'zovaniya i ohrana prirodnyh resursov Sibiri. – Novosibirsk: izd– vo Nauka, 1980 g. – S.102– 104

10. Korneeva T.V., Novikov D.A. Mekhanizmy nakopleniya mikroelementov v radonovyh vodah Zael'covskogo mestorozhdeniya (yug Zapadnoj Sibiri) // Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem) (g. Novosibirsk, 18– 22 iyunya 2018 g.). Novosibirsk: IPC NGU, 2018. – S. 270– 276.

11. Piscov A.D. Otchet №3 Novosibirskoj geologo – razvedochnoj partii №1 po razvedke Moshchichenskoj granitnoj sopki v 1930 g. (OMR ZSGGGT).

12. O. N. Nikolaeva, L. A. Romashova, YU. V. Gavrilov Osobennosti sozdaniya kart radioekologicheskoj obstanovki // GEO– Sibir' – 2007. T.1, Geodeziya, geoinformatika, kartografiya, markshejderiya. CH.2: sb. materialov mezhdunar. nauch.kongressa «GE0– Sibir'– 2007», 23– 27 apr. 2007 g., Novosibirsk. – Novosibirsk: SGGA, 2007. – S. 204– 207.

13. Tyumencev K.G. Razvedka Mochishchenskoj granitnoj sopki Novosibirskogo okruga (OMR ZSGGGT), 1929. – 57 s.

14. Suhorukova A.F., Novikov D.A. Gidrogeologiya Zael'covsko– Mochishchenskogo proyavleniya radonovyh vod (g. Novosibirsk) // Podzemnye vody Vostoka Rossii: Materialy Vserossijskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XXII Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem) (g. Novosibirsk, 18– 22 iyunya 2018 g.). – Novosibirsk: IPC NGU, 2018. – S. 473– 480.

15. D.A. Novikov, A.F. Sukhorukova, T.V. Korneeva Hydrogeology and hydrogeochemistry of the Zaeltsovsko-Mochishchensky zone of radon waters in the southern West Siberia // Geodynamics and Tectonophysics. – 2018. – V. 9 (4). – P. 1255– 1274.

16. D.A. Novikov, T.V. Korneeva Microelements in radon waters of the Zaelsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – V. 1172. 012096.

© А.Ф. Сухорукова, 2020

УДК 551.762:551.763+553.981/.982 (571.121/.511) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-024

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНО–ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ВЕНДА И КЕМБРИЯ НА ЗАПАДЕ СЕВЕРО–АЛДАНСКОЙ НГО

Андрей Михайлович Фомин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого– минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, e–mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого– минералогических наук ведущий научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, тел.: (383) 306–63–70, e–mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Роман Владимирович Маринов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого– минералогических наук, младший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, e–mail: marinovrv@ipgg.sbras.ru

В статье приведены данные анализа распределения фильтрационно–емкостных свойств вендско–кембрийских продуктивных горизонтов на территории западной части Северо–Алданской нефтегазоносной области. Построены карты пористости осинского и юряхского горизонтов. Выделены участки, где по своим коллекторским свойствам продуктивные горизонты могут представлять нефтегазогеологический интерес.

Ключевые слова: продуктивные горизонты, венд, нижний кембрий, Северо–Алданская НГО, емкостно–фильтрационные свойства.

DISTRIBUTION OF CAPACITY–FILTRATION PROPERTIES OF PRODUCTIVE HORIZONS OF WEND AND CAMBRIA IN THE WEST OF THE NORTH–ALDAN OIL AND GAS REGION

Andrei M. Fomin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD, senior research scientist of Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform, ph. (383)306–63–70, e–mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD, leading researcher of Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform, Novosibirsk National Research State University, Pirogova St. 2, Novosibirsk, 630090, Russia, ph. (383)306–63–70, e–mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Roman V. Marinov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk,

Koptyug Ave. 3, research scientist of Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform, ph. (383)306–63–70, e–mail: marinovrv@ipgg.sbras.ru

The article presents data from an analysis of the distribution of the filtration–capacity properties of the Vendian–Cambrian productive horizons in the western part of the North Aldan oil and gas region. The porosity maps of the Aspen and Yuryakh horizons were constructed. Areas have been identified where, by their reservoir properties, productive horizons may be of oil and gas geological interest.

Keywords: productive horizons, Vendian, Lower Cambrian, North Aldan NGO, capacitive–filtration properties.

Северо–Алданская нефтегазоносная область — это регион, в котором начало геологоразведочных работ на нефть и газ относится к 40–м годам XIX века. В 1934–1935 гг. в ходе геологических исследований был установлен региональный характер распространения битумопроявлений в нижнекембрийских отложениях на западном участке северного склона Алданского массива. В.М. Сенюковым в долине р. Толба была закартирована и предложена для постановки структурно–картировочного бурения Кучугей–Билляхская структура. Получение нефти в Ченкиямской скважине в 1937 г., стало поводом для углубленного изучения района среднего течения реки Лена. К началу 60–х годов на северо–западном склоне Алданской антеклизы было пробурено 116 структурно–картировочных скважин, 2 опорных и 5 поисково–разведочных скважин. В 70–е годы XX столетия геологоразведочные работы были прекращены и возобновились только в 2005 году, когда были выполнены сейсморазведочные работы за счет средств федерального бюджета РФ [1; 2]. В настоящее время активно проводится лицензирование недр. Основными недропользователями являются компании НК «Роснефть», АО «Туймаданефтегаз» [3; 4].

Интерес недропользователей к этой территории обусловлен главным образом прохождением здесь газотранспортной системы «Сила Сибири» и нефтяного трубопровода «ВСТО». При этом данные по распределению ресурсов нефти и газа позволяют говорить, что эта территория недоизучена геологоразведочными работами [5].

Выполненные в ИНГГ СО РАН работы позволили уточнить контуры Северо–Алданской НГО и выполнить типизацию разрезов для вендско–нижнекембрийских отложений [5; 6; 7].

Одним из ключевых моментов, на который следует обратить внимание, является характеристика распределения фильтрационно–емкостных свойств продуктивных горизонтов.

Выполнение этого исследования было основано на материалах по коллекторским свойствам глубоких скважин и на анализе статистических зависимостей для осинского и юряхского продуктивных горизонтов.

Осинский горизонт промышленно продуктивен на территории Непско–Ботуобинской НГО. В скважинах, пробуренных на территории Северо–Алданской НГО из осинского горизонта притоков углеводородов (УВ) не получено.

Согласно схемам корреляции и стратиграфическим разбивкам осинский горизонт отсутствует на Сунтарской площади и имеет максимальную толщину на Русско–Реченской и Ченкиямской площадях, где достигает 150 м (рис. 1).

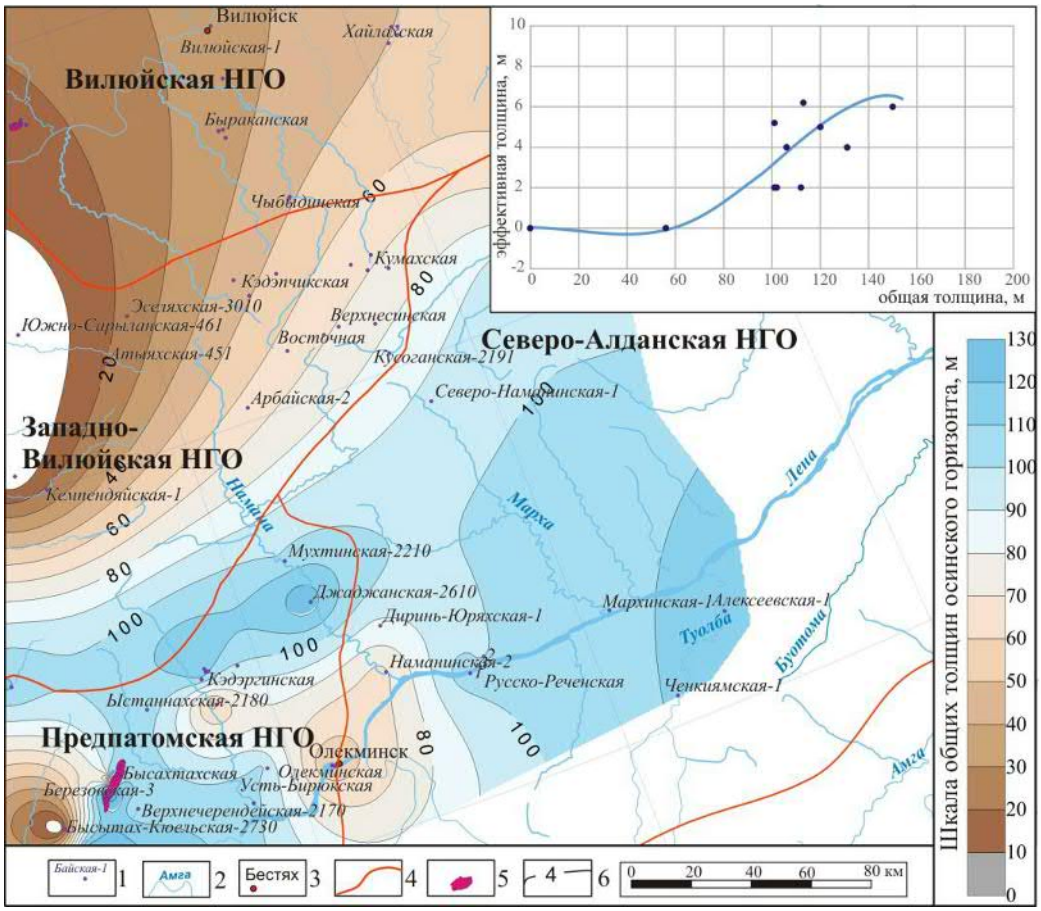


Рис. 1 Карта общих толщин и график зависимости эффективной толщины от общей толщины осинского горизонта

1 – скважины, 2 – реки, 3 – населенные пункты, 4 – границы нефтегазоносных областей, 5 – контуры месторождений, 6 – изопахиты

Fig. 1 Map of total thicknesses and effective thickness – total thickness curve of the Osinsky horizon

1 – wells, 2 – rivers, 3 – settlements, 4 – borders of oil and gas regions, 5 – field contours, 6 – isopach

Распределение общих и эффективных толщин горизонта подчинены той же тенденции уменьшения мощностей от южных районов Сибирской платформы к северо–восточным, которая наблюдается для всего венд–кембрийского бассейна [8]. Для построения карты эффективной мощности и карты пористости был использован регрессионный анализ.

На графике зависимости эффективной толщины от общей толщины осинского горизонта видно закономерное увеличение эффективной толщины до 9–10 м при значениях общей толщины горизонта 140–150 м (рис. 1). Полученные результаты позволили построить карту эффективных толщин осинского

горизонта. Наибольшая мощность горизонта наблюдается в скважине Джаджанская 2610, в направлении Сунтарского свода она уменьшается (рис. 2).

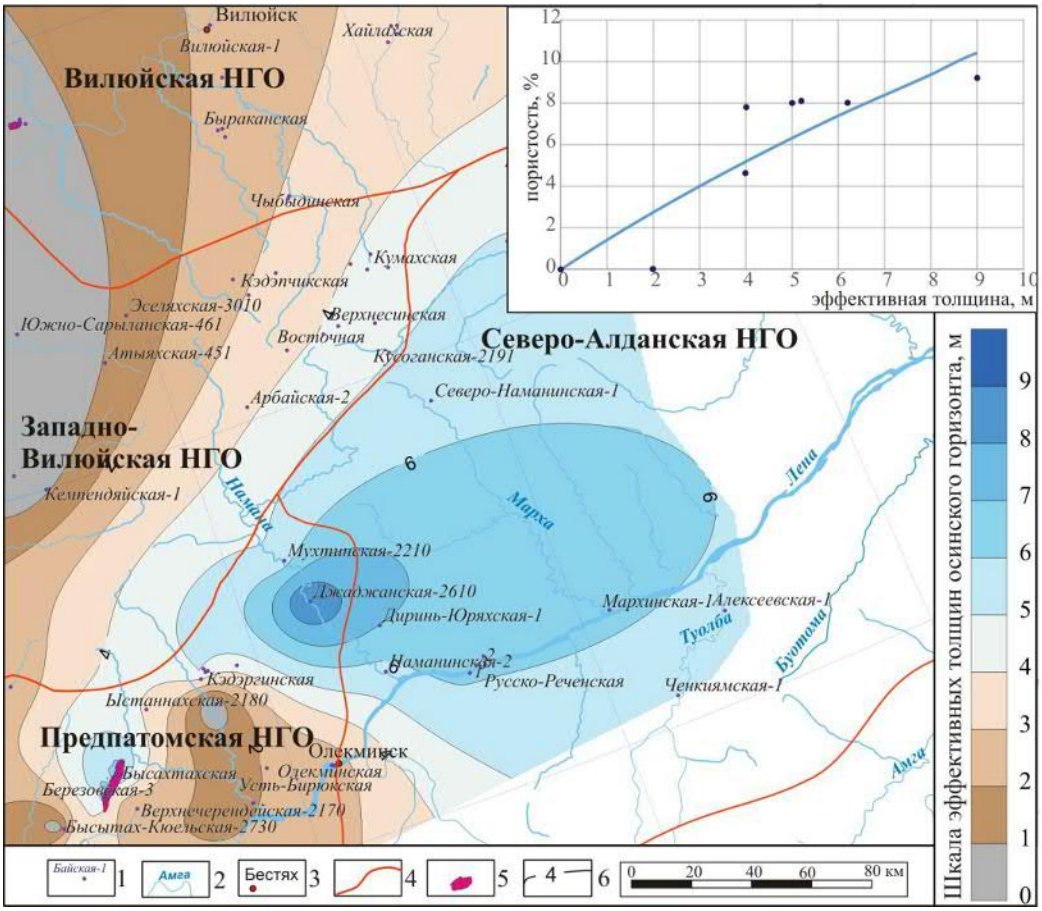


Рис. 2 Карта эффективных толщин и график зависимости пористости от эффективной толщины осинского горизонта

Условные обозначения: см. рис.1

Fig. 2 Map of effective thicknesses and porosity–effective thickness curve of the Osinsky horizon

Legend: fig.1

Зависимость между эффективной толщиной и пористостью приведена на рис. 2, на графике прослеживается линейная зависимость с хорошим коэффициентом корреляции. Основываясь на данной зависимости, была построена карта пористости осинского горизонта (рис. 3). Как можно видеть, пористость осинского горизонта относительно невелика и в большинстве случаев не превышает 6–7 %, что по опыту работ на Непско–Ботуобинской антеклизе и Вилючанской седловине может рассматриваться как граничные значения коллектор–неколлектор. Согласно приведенных построений, осинский

горизонт, как потенциально продуктивный, может представлять интерес в районе Джаджанской, Мухтинской и Северо–Наманинской площадей.

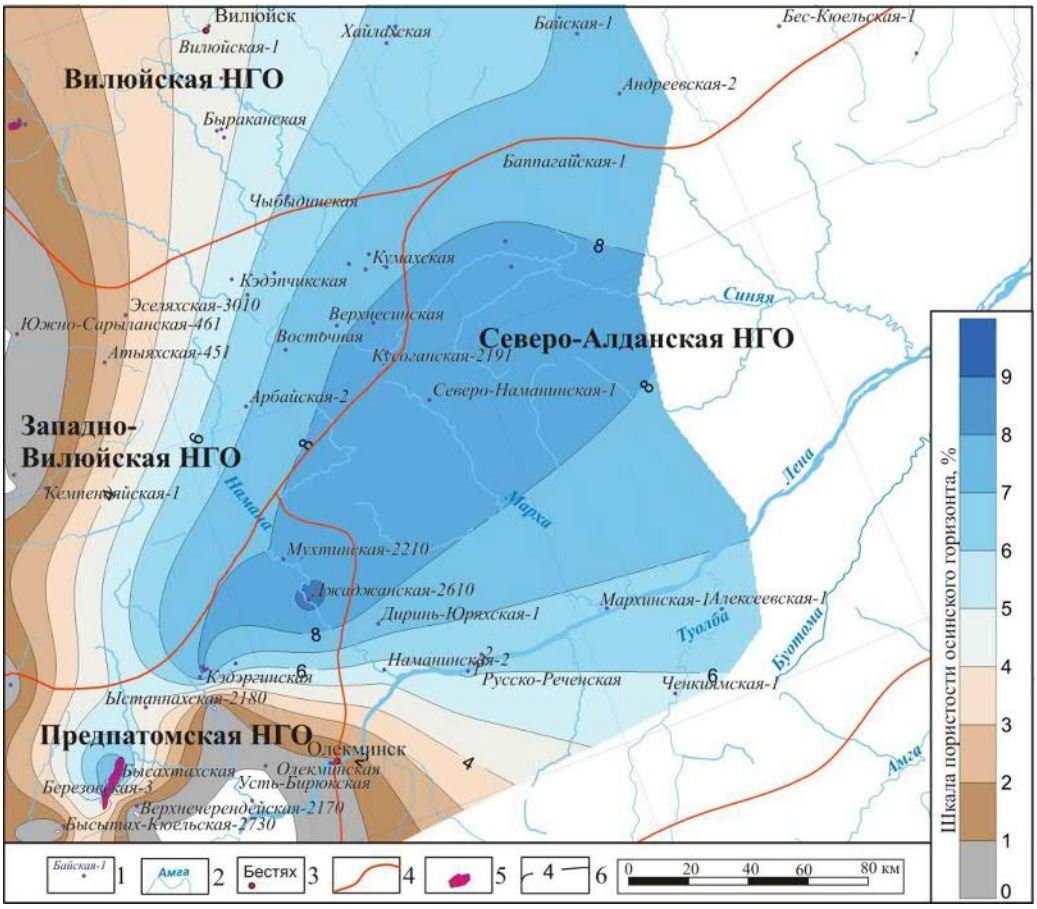


Рис. 3 Карта пористости осинского горизонта
Условные обозначения: см. рис.1
Fig. 3 The porosity map of the Osinsky horizon
Legend: fig.1

Юряхский горизонт промышленно продуктивен на Верхневилючанском, Бысахтахском месторождениях. Горизонт выдержан по мощности. В большинстве случаев мощность горизонта составляет 80–90 м. На карте общих толщин юряхского горизонта, отмечается зона аномально повышенных толщин в районе скв. Кусоганская 2191 (рис. 4).

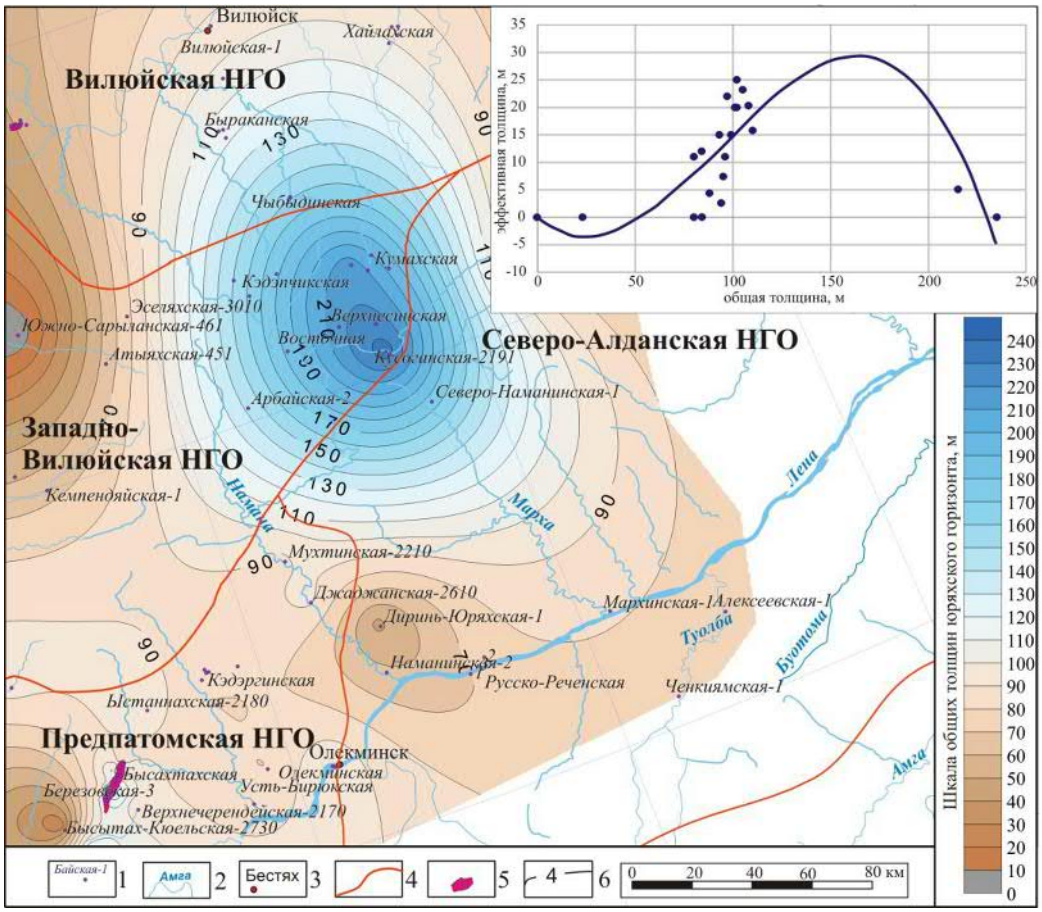


Рис. 4 Карта общих толщин и график зависимости эффективной толщины от общей толщины юряхского горизонта

Условные обозначения: см. рис.1

Fig. 4 Map of total thicknesses and effective thickness – total thickness curve of the Yuryakhsky horizon

Legend: fig.1

Эта аномалия связана не с увеличением мощности самого горизонта, а с внедрением траппового тела мощностью более 100 м. Практика геологоразведочных работ показывает, что внедрение трапповых тел как правило ухудшает коллекторские свойства пласта, что нашло своё отражение на графие рис. 4. График зависимости эффективной толщины от общей толщины юряхского горизонта показывает линейную зависимость в области обычных толщин горизонта – от 60 до 100 м. Заметное уменьшение эффективных толщин на Верхнесинской и Кусоганской площадях связаны с внедрением траппового тела. Карта эффективных толщин юряхского горизонта приведена на рис. 5, где выделяются как минимум две зоны повышенных толщин горизонта – это район Высахтахского месторождения и Джаджанская площадь. Некоторое увеличение

толщин наблюдается на севере территории на Хайлахской и Быраканской площадях, но это увеличение связано с эффектом структурных построений, так как на данных площадях юряхский горизонт залегает на глубине более 5 км.

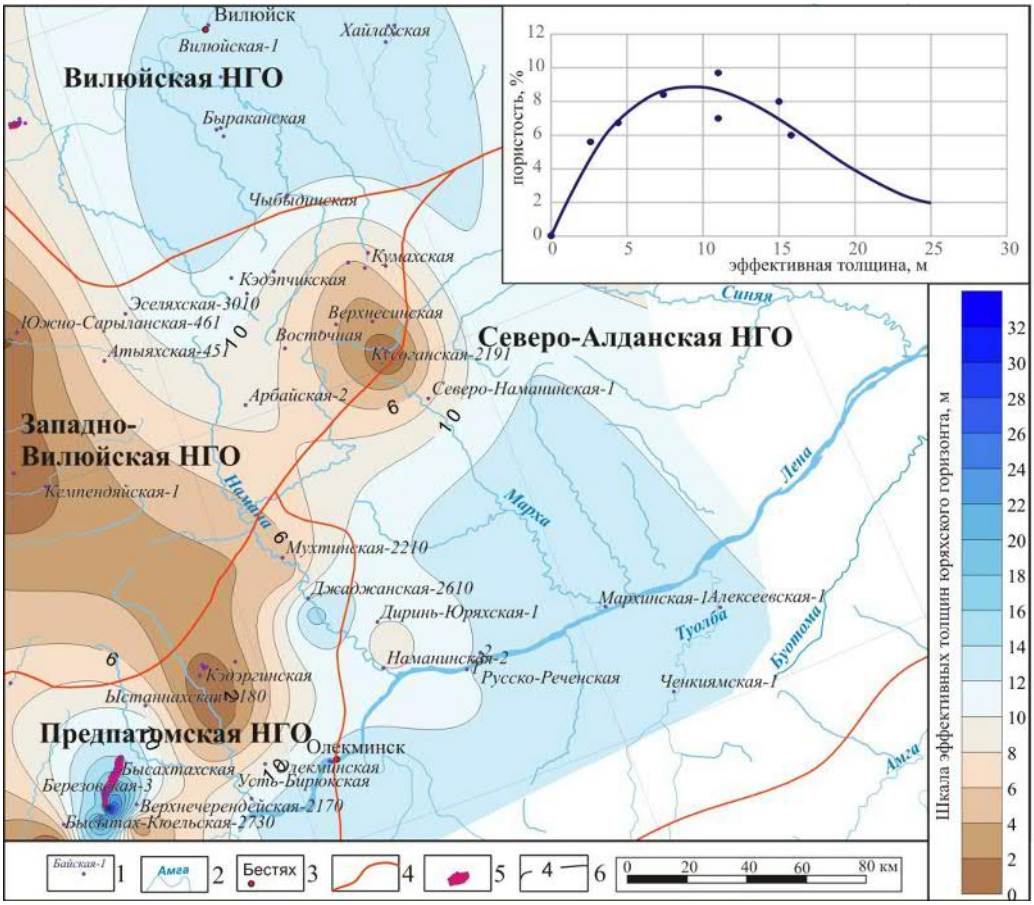


Рис. 5 Карта эффективных толщин и график зависимости пористости от эффективной толщины юряхского горизонта

Условные обозначения: см. рис.1

Fig. 5 Map of effective thicknesses and porosity–effective thickness curve of the Yuryakhsky horizon

Legend: fig.1

На графике рис. 5 приведена зависимость пористости от эффективных толщин, отчетливо просматривается параболическая зависимость. В отличие от зависимости эффективной и общей толщин зависимость пористости от эффективной толщины имеет геологическое объяснение. Как показано на примере Бысахтахского месторождения в ряде скважин увеличение эффективной толщины объясняется развитием трещиноватости, что заметно снижает средневзвешанную пористость по пласту в целом.

Карта пористости юряхского горизонта приведена на рис. 6. Как можно видеть, на большей части территории пористость юряхского горизонта превышает 8 %, что в целом выше граничных значений, но, как уже говорилось выше, на примере Бысахтахского месторождения, уменьшение пористости сопровождается увеличением эффективных толщин. Это существенным образом осложняет интерпретацию ГИС и требует обоснование для выделения различных видов пористости (кавернозную, поровую и т.д.). Такая работа требует детального анализа кернового материала и в рамках региональных построений ее выполнение проблематично.

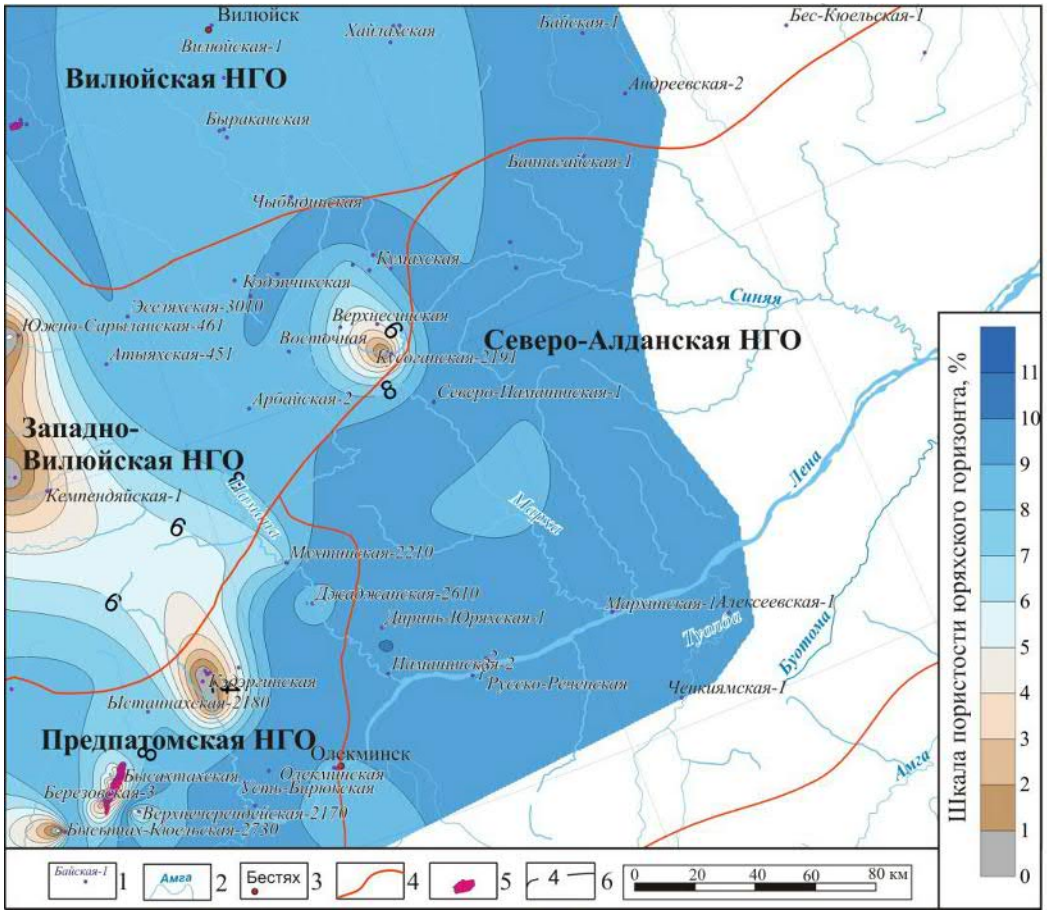


Рис. 6 Карта пористости юряхского горизонта
Условные обозначения: см. рис.1
Fig. 6 The porosity map of the Yuryakhsky horizon
Legend: fig.1

Исследования проводились в рамках проекта НИР 0331–2019–0018 «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив

нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено–Тунгусской НГП для формирования программы геологоразведочных работ и лицензирования недр» (№ гос. регистрации АААА–А19–119111490040–5).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Константинова Л.Н., Гордеева А.О., Белова Е.В., Бобкова Е.В., Единархова Н.Е., Кузнецова Е.Н., Моисеев С.А., Фомин А.М. Анализ результатов геологоразведочных работ за счет средств недропользователей и федерального бюджета за 2000–2018 годы на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Интерэкспо ГЕО–Сибирь: XV Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 24–26 апреля 2019 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 73–80.

2. Филимонова И.В., Моисеев С.А., Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Фомин А.М. Кто освоит новый регион? Анализ недрапользования в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 13 (457). – С. 8–17.

3. Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О., Белова Е.В., Бобкова Е.В., Единархова Н.Е., Константинова Л.Н., Маринов Р.В., Моисеев С.А., Фомин А.М. Анализ лицензирования недр за 2000–2018 годы на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Интерэкспо ГЕО–Сибирь: XV Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 24–26 апреля 2019 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. – 2019. – Т. 2. – № 5. – С. 154–161.

4. Кузнецова Е.Н., Моисеев С.А., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Филимонова И.В., Фомин А.М. Мониторинг выполнения лицензионных обязательств недропользователями на территории Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия) Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом 2019. – № 9. – С. 12–20.

5. Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Топешко В.А., Фомин А.М. Распределение ресурсов нефти и газа на территории Лено–Тунгусской нефтегазоносной провинции по нефтегазоносным комплексам // Экологический вестник России. – 2016. – № 7. – С. 4–11.

6. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н., Конторович В.А., Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Фомин А.М. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 57–64.

7. Фомин А.М., Моисеев С.А. Типизация разрезов вендско–кембрийских отложений западной части Северо–Алданской НГО // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 46–51.

8. Мельников Н.В. Венд–кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). МПР РФ, СНИИГГИМС. Новосибирск: Изд. СО РАН, 2009. 148 с.

REFERENCES

1. Konstantinova L.N., Gordeeva A.O., Belova E.V., Bobkova E.V., Edinarhova N.E., Kuznecova E.N., Moiseev S.A., Fomin A.M. Analiz rezul'tatov geologorazvedochnyh rabot za schet sredstv nedropol'zovatelej i federal'nogo byudzheta za 2000–2018 gody na territorii Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Interekspo GEO–Sibir': XV Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 24–26 aprelya 2019 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 9 t. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 73–80.

2. Filimonova I.V., Moiseev S.A., Kuznecova E.N., Gordeeva A.O., Konstantinova L.N., Fomin A.M. Kto osvoit novyj region? Analiz nedrapol'zovaniya v Vostochnoj Sibiri i Respublike Saha (YAkutiya) // Neftegazovaya vertikal'. – 2019. – № 13 (457). – S. 8–17.

3. Kuznecova E.N., Gordeeva A.O., Belova E.V., Bobkova E.V., Edinarhova N.E., Konstantinova L.N., Marinov R.V., Moiseev S.A., Fomin A.M. Analiz licenzirovaniya nedr za 2000–2018 gody na territorii Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Interekspo GEO–Sibir': XV Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 24–26 aprelya 2019 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 9 t. – 2019. – T. 2. – № 5. – S. 154–161.

4. Kuznecova E.N., Moiseev S.A., Gordeeva A.O., Konstantinova L.N., Filimonova I.V., Fomin A.M. Monitoring vypolneniya licenzionnyh obyazatel'stv nedropol'zovatelyami na territorii Krasnoyarskogo kraya, Irkutskoj oblasti i Respubliki Saha (YAkutiya) Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom 2019. – № 9. – S. 12–20.

5. Moiseev S.A., Skuzovatov M.YU., Topeshko V.A., Fomin A.M. Raspredelenie resursov nefti i gaza na territorii Leno–Tungusskoj neftegazonosnoj provincii po neftegazonosnym kompleksam // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2016. – № 7. – S. 4–11.

6. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Val'chak V.I., Gubin I.A., Gordeeva A.O., Kuznecova E.N., Kontorovich V.A., Moiseev S.A., Skuzovatov M.YU., Fomin A.M. Neftegazogeologicheskoe rajonirovanie Sibirskoj platformy (utochnennaya versiya) // Interekspo GEO–Sibir'–2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 17–21 aprelya 2017): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 4 t. – Novosibirsk: SGUGiT, 2017. – T. 1. – S. 57–64.

7. Fomin A.M., Moiseev S.A. Tipizaciya razrezov vendsko–kembrijskih otlozhenij zapadnoj chasti Severo–Aldanskoj NGO // Interekspo GEO–Sibir'–2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 17–21 aprelya 2017): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 4 t. – Novosibirsk: SGUGiT, 2017. – T. 1. – S. 46–51.

8. Mel'nikov N.V. Vend–kembrijskij solenosnyj bassejn Sibirskoj platformy. (Stratigrafiya, istoriya razvitiya). MPR RF, SNIIGGIMS. Novosibirsk: Izd. SO RAN, 2009. 148 c.

© А. М. Фомин, С. А. Моисеев, Р. В. Маринов, 2020

УДК 551.7.022.4 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-025

ТИПИЗАЦИЯ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В НАДЫМ–ОБСКОМ МЕЖДУРЕЧЬЕ НА ОСНОВЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГИС

Михаил Александрович Фомин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, кандидат геолого–минералогических наук, заведующий лабораторией, тел. (383) 306–63–70, e–mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Рашид Маратович Саитов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, младший научный сотрудник, тел. (383) 306–63–70, e–mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

В результате интерпретации комплекса ГИС, представленного электрическим, радиоактивным и акустическим каротажем, установлено что таркосалинский тип разреза баженовской свиты распространен шире в западном направлении, чем было показано ранее и выделяется также на Апакапурской, Вэнгаяхинской, Ярайнерской и Южно–Ярайнерской площадях, на востоке Новогодней площади. Нижневартовский тип, наоборот, имеет более узкое распространение и выделяется непосредственно в пределах одноименного свода.

Ключевые слова: баженовская свита, Западная Сибирь, типы разрезов

TYPIZATION OF THE BAZHENOV FORMATION SECTIONS IN THE NADYM–OB INTERFLUVE BASED ON THE INTERPRETATION OF THE WELL–LOG DATA

Mikhail A. Fomin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, head of Laboratory of Geology problems, exploration and development of hard–to–recover oil fields, ph. (383) 306–63–70, e–mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Rashid M. Saitov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, junior researcher of Laboratory of Geology problems, exploration and development of hard–to–recover oil fields, ph. (383) 306–63–70, e–mail: SaitovRM@ipgg.sbras.ru

As a result of the interpretation of the well–logging data, represented by electric, radioactive and acoustic logging, it was found that the Tarkosalinsky type of section of the Bazhenov Formation is wider in the western direction than was shown earlier and is also distinguished in the Apakapursky, Vengayakhinsky, Yaraynerskaya and South–Yarainerskaya areas, in the east of New Year's area. The Nizhnevartovsk type, on the contrary, has a narrower distribution and stands out directly within the arc of the same name.

Keywords: Bazhenov Formation, West Siberia, types of sections.

Систематизация накопленного за последние годы аналитического материала по литологии баженовской свиты и геохимии содержащегося в ней органического вещества позволила разным научным коллективам независимо

друг от друга разработать классификации ее пород на основе процентного содержания в них главных породообразующих компонентов [2; 4; 5].

В центральной и западной частях изучаемой территории выделяется салымский тип разреза [1]. На севере Хантейской гемиантеклизы [3] в его нижней части преобладают темно–бурые массивные силициты и силициты керогеновые с прослоями радиоляритов [9]. В северном направлении наблюдается постепенное уменьшение, вплоть до исчезновения мощности силицитовой пачки [10]. На Повховской площади в нижней части свиты выделяется пачка радиоляритов [9]. Средняя часть разреза состоит из темно–серых микститов кероген–кремнистых с прослоями силицитов–радиоляритов с частыми прослоями реликтов раковин двустворок. Верхняя часть свиты представлена переслаиванием микститов кероген–глинистых и кероген–кремнисто–карбонатных с реликтами кокколитофорид [9]. В этой же части разреза выделяется кокколитовая пачка, для которой характерны высокие значения на кривых БК и КС, ГК. Эта пачка выделяется также и севернее, на Присклоновой площади [10; 11], в таркосалинском типе разреза баженовской свиты. На севере Нижневартовского свода одноименный тип разреза баженовской свиты представлен глинисто–кремнистыми породами, кокколитовая пачка в верхней части разреза не выделяется [8].

Наибольшие толщины баженовской свиты в разрезах салымского типа наблюдаются в осевой части Хантейской гемиантеклизы и достигают 30–32 м (Рис. 1). Они уменьшаются до 10–12 м в наиболее приподнятой части Сургутского свода [3]. Еще одна зона низких толщин выделяется в районе Северного свода, а также к югу и к западу от него. На севере изучаемого региона в восточном направлении происходит увеличение в разрезе доли терригенных осадков, что сопровождается постепенным ростом мощности баженовской свиты – салымский тип разреза переходит в таркосалинский, толщины которого на изучаемой территории превышают 55 м (Рис. 1). На юго–востоке региона салымский тип разреза сменяется нижневартовским, что сопровождается

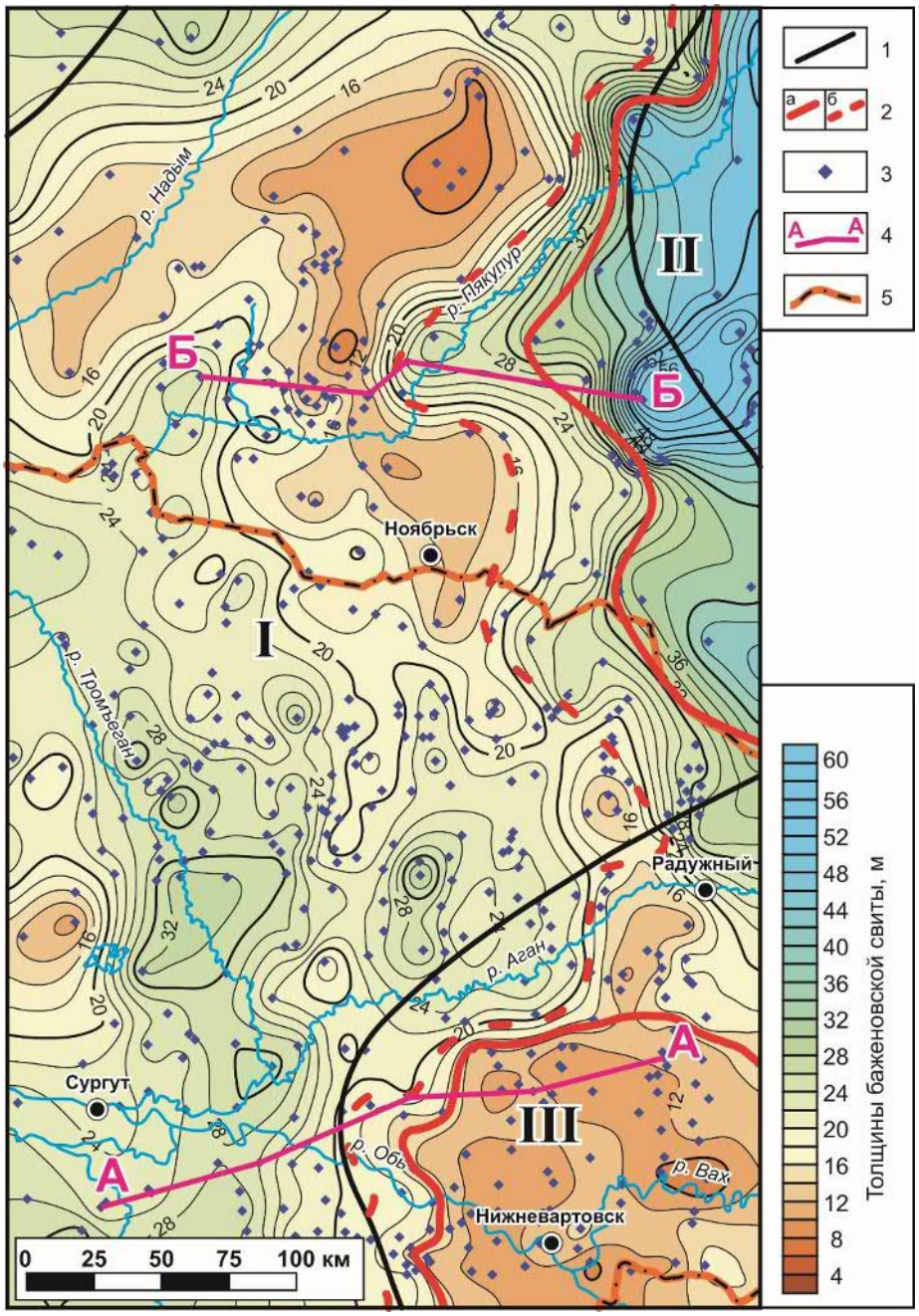


Рис. 1. Карта толщин баженовской свиты

1 – границы между типами разрезов по (Брадучан и др., 1986): I – Салымский, II – Таркосалинский, III – Нижневартовский; 2 – авторские а) границы распространения типов разрезов баженовской свиты; б) границы зон переходов между ними; 3 – скважины с разбивками авторов, используемые для картопостроения; 4 – линии корреляционных профилей; 5 – административные границы

Fig. 1. The map of the Bazhenov Formation thickness

1 – boundaries between the types of sections according to (Braduchan et al., 1986): I – Salymsky, II – Tarkosalinsky, III – Nizhnevartovsk; 2 – author's a) distribution boundaries of the types of sections of the Bazhenov Formation; b) the boundaries of the zones of transitions between them; 4 – wells with breakdowns of the authors, used for mapping; 5 – lines of correlation profiles; 6 – administrative boundaries.

сокращением мощности баженовской свиты на одноименном своде до 12–14 м и меньше и, скорее всего, связано с его высоким гипсометрическим положением в волжское время. Толщины баженовской свиты использовались авторами в качестве одного из основных критериев для уточнения границ распространения разрезов разных типов и выделения переходных областей между ними.

Радиоактивность черносланцевых пород находится в тесной связи с содержанием в них органического вещества [6; 7], которое является сорбентом урана из морской воды. Соответственно, чем выше в толще концентрация органического вещества, тем выше будет радиоактивность таких отложений.

Для баженовской свиты салымского типа повышенная радиоактивность характерна для средней части разреза и составляет 50–60 мкР/час, достигая в отдельных скважинах 75–80 мкР/час; в приподошвенной и прикровельной частях свиты ее значения уменьшаются. В нижневартовском типе высокая радиоактивность (до 80–90 мкР/час) отмечается по всему разрезу (Рис. 2). Лишь в разрезах некоторых скважин Ватинской, Мыхпайской, Усть–Вахской площадей ее средние значения уменьшаются до 25–30 мкР/час. В таркосалинском типе разреза радиоактивность распределена так же, как и в салымском, но ее максимальные значения существенно ниже; чаще всего они изменяются в интервале 20–25 мкР/час (Рис. 3), а в центральной части разреза не превышает 10–12 мкР/час. Такое уменьшение радиоактивности, по–видимому, связано с увеличение в разрезе доли терригенных осадков.

В тесной связи с радиоактивностью находится и электрическое сопротивление горных пород. На кривой кажущегося удельного сопротивления (КС) салымский тип разреза в южной и центральной части региона характеризуется двучленным строением, максимальные значения достигают 500 Ом*м (Рис. 2). В юго–восточном направлении сопротивление верхней части разреза постепенно падает до 30 Ом*м, а нижней – до 200 Ом*м – это является еще одним критерием для уточнения границы между салымским и

нижневартовским типами разрезов. В северной части региона кривая КС салымского типа разреза также имеет двучленное строение, максимальные значения на западе достигают 1000 Ом*м, постепенно уменьшаясь на восток. На Вынгапуровской, Западно– и Южно–Вынгапуровской площадях на этой кривой появляется третий пик, характерный для таркосалинского типа разреза; такие разрезы являются переходными.

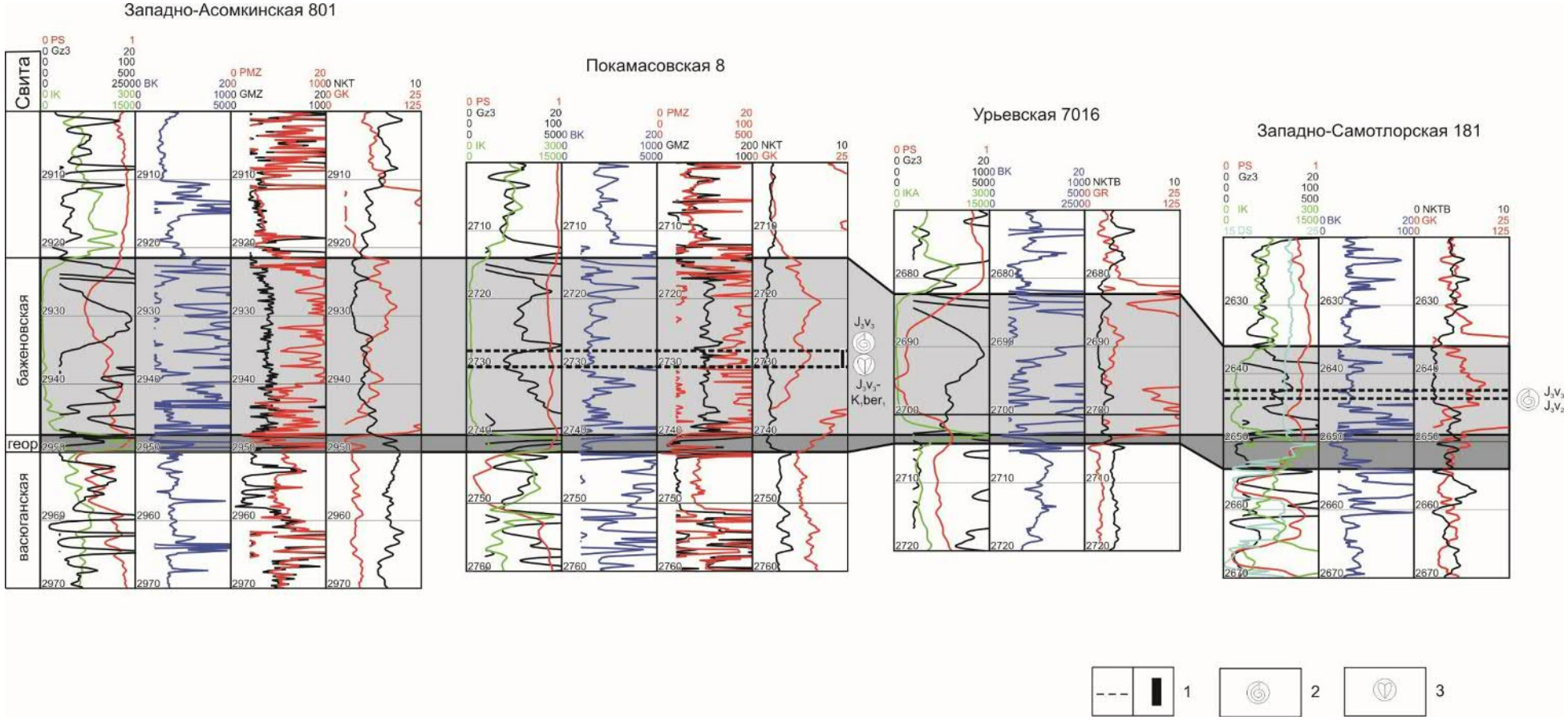


Рис. 2. Корреляционный профиль по линии А–А
1 – уровни с палеонтологическими находками; 2 – аммониты; 3 – двустворки.

Fig. 2. Line correlation profile A–A
1 – levels with paleontological findings; 2 – ammonites; 3 – bivalves.

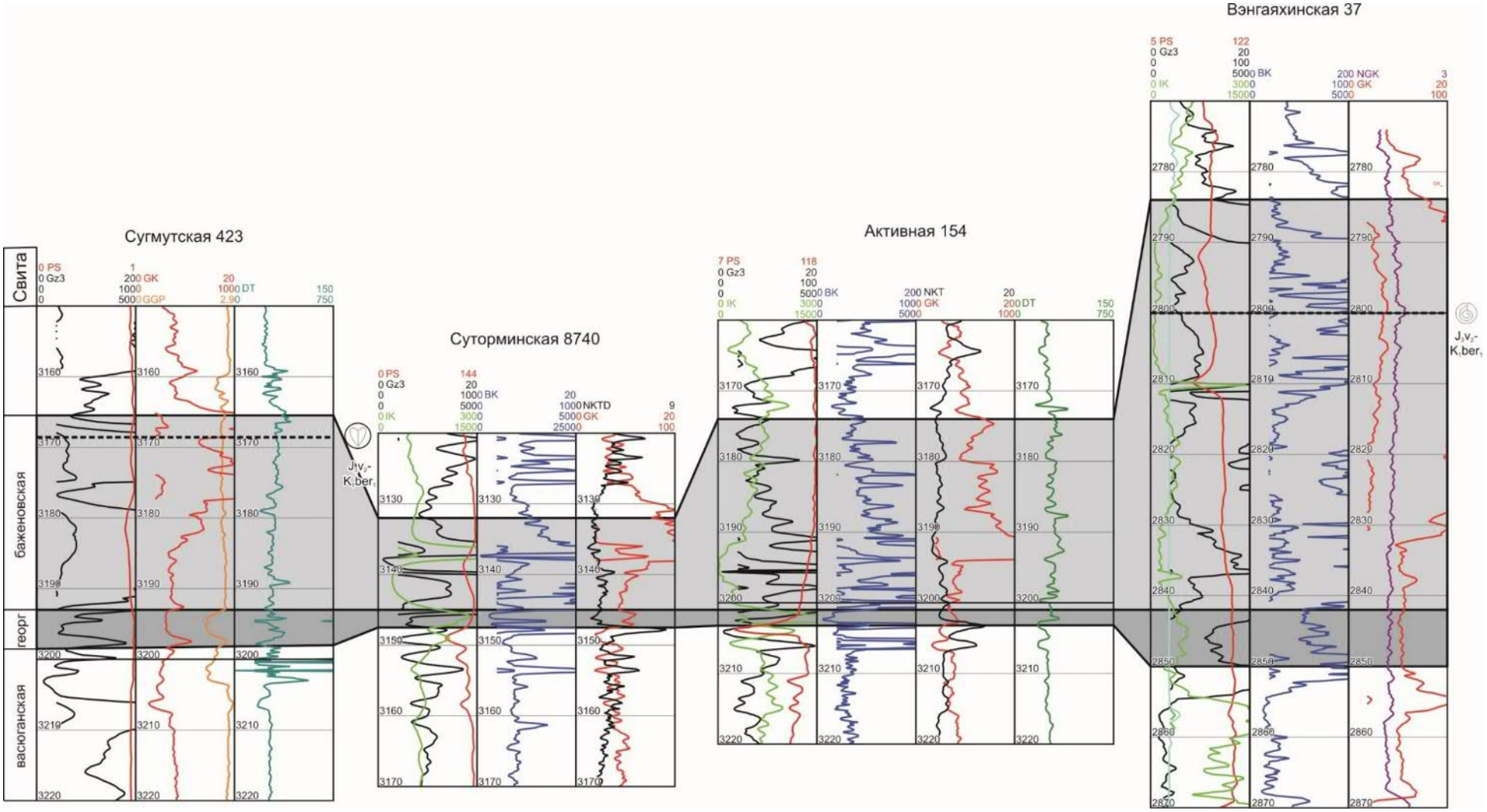


Рис. 3. Корреляционный профиль по линии Б–Б. Условные обозначения см. на рисунке 2

Fig. 3. Line correlation profile Б–Б. Conventions see fig. 2

Восточнее выделяется собственно таркосалинский тип разреза, для которого характерно трехчленное строение кривой КС, максимальные значения до 200–250 Ом*м в верхней части разреза. В средней части разреза они изменяются от 60 Ом*м на Ярайнерской площади до 200 Ом*м на Вынгапуровской и Вэнгаяхинской (Рис. 3) площадях.

Таким образом, установлено, что таркосалинский тип распространен шире в западном направлении, чем было показано ранее [1] и выделяется также на Апакапурской, Вэнгаяхинской, Ярайнерской и Южно–Ярайнерской площадях, на востоке Новогодней площади. Нижневартовский тип по мнению авторов, наоборот, имеет более узкое распространение и выделяется непосредственно в пределах одноименного свода, сменяясь на юг и восток вахским типом разреза.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Проекта 0266–2019–0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудноизвлекаемой нефти в углеродистых карбонатно–глинисто–кремнистых, карбонатных и засолоненных песчаных коллекторах» Программы ФНИ IX.131.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брадучан Ю. В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука, 1986. – 216 с.
2. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – т. 57. – № 11. – С. 2034 – 2043.
3. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно–Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – №11–12. – С. 1832 – 1845.
4. Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белохин В.С., Козлова Е.В., Косоруков В.Л., Мануилова Е.А. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях // Георесурсы. – 2017. Спецвыпуск. Ч.2. – С. 155–164.
5. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17.
6. Неручев С.Г. Эпохи радиоактивности в истории Земли и развитие биосферы // Геология и геофизика. – 1976. – № 5. – С. 3–13.
7. Неручев С.Г. Взаимосвязь эпох накопления органического вещества и урана с рубежами развития органического мира // Геохимия современных ископаемых осадков: сб. материалов VIII Международного конгресса по органической геохимии. 1982. – С. 5–15.
8. Эдер. В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Жигульский И.А. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 96 – 106.

9. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И.А. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиантеклизы и Межовского мегамыса Западно–Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 87–96.

10. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Ян П.А. Закономерности распространения кремнистых пород и "кокколитовой" пачки баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 511–521.

11. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 129–142.

REFERENCES

1. Braduchan Yu. V., Gurari F.G., Zakharov V.A. Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost'). – Novosibirsk: Nauka, 1986. – 216 s.

2. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Klassifikatsiya porod bazhenovskoi svity // Geologiya i geofizika. – 2016. – t. 57. – № 11. – S. 2034 – 2043.

3. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tektonicheskoe stroenie i istoriya tektonicheskogo razvitiya Zapadno–Sibirskoi geosineklizy v mezozoe i kainozoe // Geologiya i geofizika. – 2001. – T. 42. – №11–12. – S. 1832 – 1845.

4. Makarova O.M., Korobova N.I., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belokhin V.S., Kozlova E.V., Kosorukov V.L., Manuilova E.A. Osnovnye tipy porod bazhenovskoi svity na Surgutskom svode i sopredel'nykh territoriyakh // Georesursy. – 2017. Spetsvypusk. Ch.2. – S. 155–164.

5. Nemova V.D. Mnogourovnevaya litologicheskaya tipizatsiya porod bazhenovskoi svity // Neftyanoe khozyaistvo. – 2019. – № 8. – S. 13–17.

6. Neruchev S.G. Epokhi radioaktivnosti v istorii Zemli i razvitie biosfery // Geologiya i geofizika. – 1976. – № 5. – S. 3–13.

7. Neruchev S.G. Vzaimosvyaz' epokh nakopleniya organicheskogo veshchestva i urana s rubezhami razvitiya organicheskogo mira // Geokhimiya sovremennykh iskopaemykh osadkov: sb. materialov VIII Mezhdunarodnogo kongressa po organicheskoi geokhimii. 1982. – S. 5–15.

8. Eder. V.G., Zamirailova A.G., Zanin Yu.N., Zhigul'skii I.A. Osobennosti litologicheskogo sostava osnovnykh tipov razrezov bazhenovskoi svity // Geologiya nefti i gaza. – 2015. – № 6. – S. 96 – 106.

9. Eder V.G., Zamirailova A.G., Zhigul'skii I.A. Litologiya bazhenovskoi svity v raionakh Khanteiskoi gemianteklizy i Mezhovskogo megamysa Zapadno–Sibirskogo neftegazonosnogo basseina // Geologiya nefti i gaza. – 2016. – № 6. – S. 87–96.

10. Eder V.G., Zamirailova A.G., Yan P.A. Zakonomernosti rasprostraneniya kremnistykh porod i "kokkolitovoi" pachki bazhenovskoi svity // Geologiya i geofizika. – 2017. – T. 58. – № 3–4. – S. 511–521.

11. Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamirailova A.G., Savchenko N.I. Novye dannye o litologii, organicheskoi geokhimii i usloviyakh formirovaniya bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri // Georesursy. – 2019. – T. 21. – № 2. – S. 129–142.

© М.А. Фомин, Р.М. Саитов, 2020

УДК [551.31:551.732.2]:550.845(22.511/.116) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-026

ОСОБЕННОСТИ ПАЛЕОГИДРОГЕОХИМИИ НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Анатолий Витальевич Черных
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, e–mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Александрович Токарев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, e–mail: TokarevDA@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1., доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, e–mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Федор Федорович Дульцев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, e–mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты палеогидрогеохимических реконструкций нижнекембрийских отложений Сибирской платформы. Дана характеристика основных групп биоты раннекембрийского времени Сибирского палеобассейна. Рассмотрены условия формирования и особенности состава сингенетичных вод. Современный химизм межсолевых рассолов носит в основном унаследованный характер, при этом появление сверхкрепких рассолов хлоридного кальциевого состава обязано процессам глубокого взаимодействия исходной морской рапы с вмещающими горными породами. На основе анализа гидрогеохимических особенностей нижнекембрийских отложений дан прогноз зон распространения калийных солей.

Ключевые слова: палеогидрогеохимия, палеонтология, солеродный бассейн, нижний кембрий, Сибирская платформа, Арктика.

FEATURES OF PALEOHYDROGEOCHEMISTRY OF THE LOWER CAMBRIAN DEPOSITS OF THE SIBERIAN PLATFORM

Anatoly V. Chernykh
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, e–mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Tokarev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, PhD, senior researcher of the laboratory of paleozoic stratigraphy and paleontology, e–mail: TokarevDA@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, PhD, Head of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia; Novosibirsk State University 630090, Novosibirsk, Pirogov str. 1, Associate professor of the general and regional geology and geology of petroleum fields departments, e–mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug ave. 3, associated researcher of the laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, e–mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

The results of paleohydrogeochemical reconstructions of the Lower Cambrian deposits of the Siberian platform are presented. The characteristic of the main biota groups of the Early Cambrian time of the Siberian paleobasin is given. The conditions of formation and compositional features of syngenetic waters are considered. The modern chemistry of the inter–salt brines is mainly of an inherited nature, while the appearance of super–strong brines of calcium chloride composition is due to the processes of deep interaction of the initial sea brine with the host rocks. Based on the analysis of the hydrogeochemical features of the Lower Cambrian sediments, the prediction of the zones of distribution of potassium salts is given.

Keywords: paleohydrogeochemistry, paleontology, salt basin, Lower Cambrian, Siberian platform, Arctic.

Палеогидрогеологические реконструкции играют огромную роль при восстановлении условий формирования химического состава подземных вод, протекания процессов нефте– и газообразования, рудообразования и т.д. Среди наиболее значимых работ этого направления следует отметить исследования А.М. Никанорова, Л.А. Абуковой, К.И. Макова, А.М. Овчинникова, Е.А. Баскова, Е.В. Пиннекера, Е.А. Барса, Я.А. Ходжакулиева, Л.Г. Борзасековой, А.Н. Семихатова, Р.И. Быкова, Г.П. Якобсона, С.Б. Вагина, М.А. Гатальского, А.А. Карцева, А.А. Розина, А.Д. Назарова, В.М. Матусевича, Е.И. Сороковой, В.П. Шугрина и многих других [1–7]. Из последних исследований по палеогидрогеологическим реконструкциям осадочных бассейнов Сибири следует отметить публикации сотрудников ИНГГ СО РАН [8–12].

Соленосный бассейн, существовавший на территории Восточной Сибири в раннекембрийское время, является уникальным и крупнейшим на планете наравне с Ирано–Пакистанским [13–15]. Изучение условий его формирования, особенностей состава сингенетичных вод поможет в решении многих вопросов связанных с объяснением природы вертикальной гидрогеохимической зональности, протекания процессов нефтегазообразования и многих других.

В основу палеогидрогеохимических реконструкций нижнекембрийских отложений положены методика восстановления солевого состава вод древних бассейнов [5], палеогеографические карты на нижнекембрийский период [16–17], информационный банк данных лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН по Сибирской платформе, представленный результатами испытания более 700 нижнекембрийских объектов 66 поисковых площадей, включая материалы по гидрогеохимическому опробованию.

Результаты многолетних палеонтологических исследований говорят о том, что в раннекембрийскую эпоху началось время развития и становления организмов способных строить минеральный скелет: археоциаты, водоросли, трилобиты, брахиоподы, губки, моллюски и мелкораковинная фауна (SSF). В начале раннего кембрия связи Сибирского эпиконтинентального бассейна с Палеоазиатским океаном и Панталассой стали шире, чем с Палеоатлантикой (Япетусом). Именно в это время Сибирский бассейн являлся центром происхождения и расселения основных групп фауны [18].

В раннем кембрии на территории Сибирского палеобассейна сформировались три области, характеризующиеся различными физико–географическими условиями осадконакопления (рис. 1). В настоящее время на этих территориях выделены фациальные регионы. В западных районах Сибирской платформы выделяется Туруханo–Иркутско–Олекминский фациальный регион. Отложения, развитые на территории этого региона представлены эвапоритовыми породами, в разрезах присутствуют гипс, ангидрит, мощные солевые прослои (усольский горизонт). Комплексы фауны

довольно редки и эндемичны. В редких карбонатных прослоях встречаются бедные комплексы археоциат, водорослей, брахиопод, единичные трилобиты.

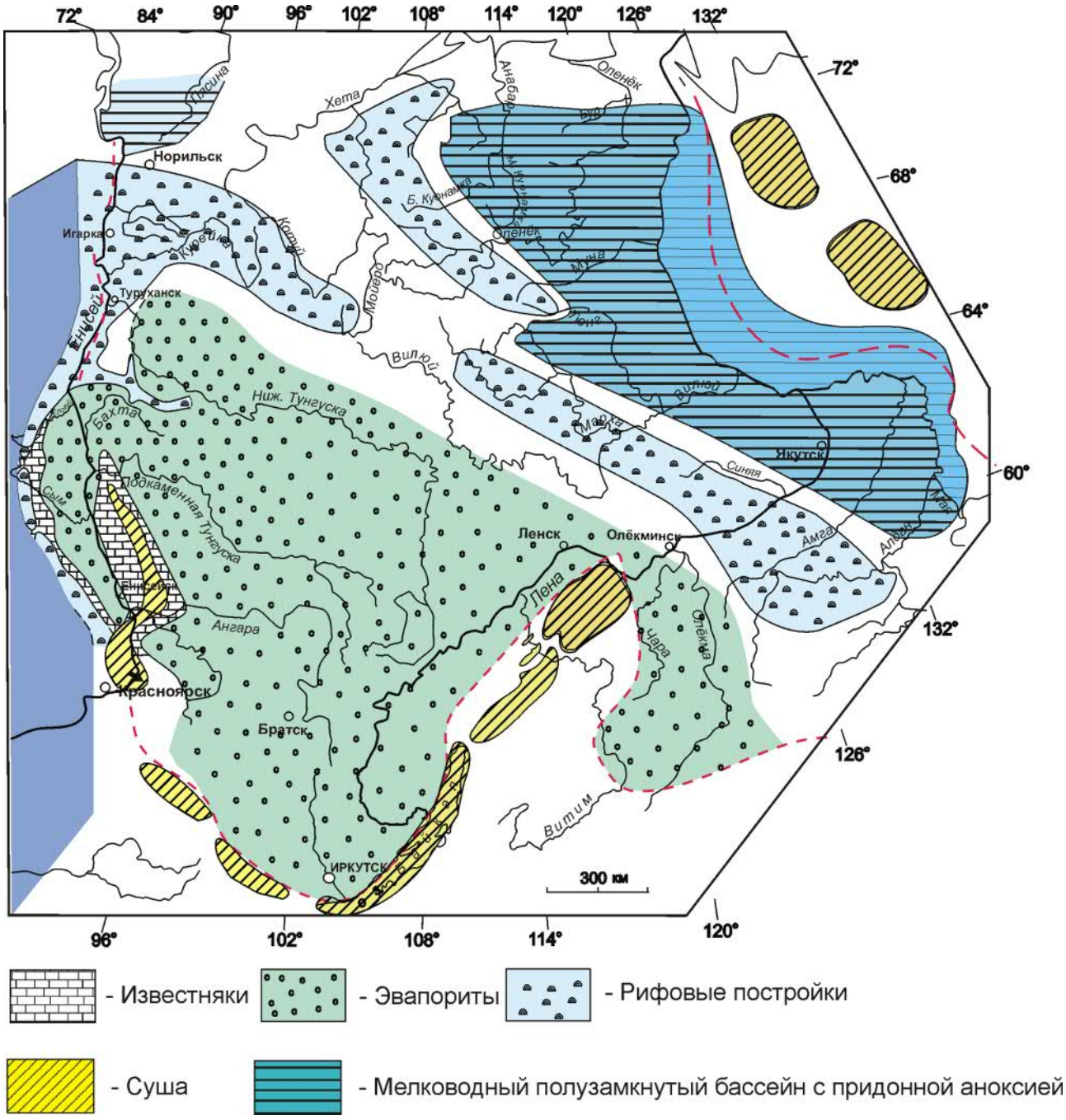


Рис. 1. Палеогеографическая схема Сибирской платформы в раннем кембрии [22–25]

Fig. 1. Paleogeographic scheme of the Siberian platform in early Cambrian [22–25]

На востоке Сибирской платформы выделяется Юдомо–Оленекский фациальный регион. Он характеризуется нормально морскими обстановками и представлен в основном темноцветными, пестроцветными глинисто–известняковыми,

черносланцевыми отложениями. Фаунистические комплексы развиты широко. Между этими фациальными регионами находится узкая переходная зона – Анабаро–Синский фациальный регион [19–21]. Отложения представлены светлыми рифогенными водорослево–археоциатовыми известняками. В нижнекембрийское время эта переходная зона (Сахайская органогенная полоса) была мелководной, а рифогенные постройки давали положительные структуры, что затрудняло водообмен между восточной и западной частями Сибирского палеобассейна.

Рост Сахайской органогенной полосы стимулировался преимущественно археоциатами и водорослями: заметно увеличилась высота их построек. В начале томмотского века на место биостромных пластов, которые были характерны для немакит–далдынского века пришли мелкие биогермы, которые были образованы археоциатами зоны Nochoroicyathus sunnaginicus, известковыми водорослями (мелкие колонии Renalcis и вертикально ориентированными кустиками Epiphyton), которые стали преобладать во всех органогенных постройках мира, а также большого разнообразия достигла мелкораковинная фауна (SSF) и моллюски [22].

В условиях, неблагоприятных для археоциат, постройки формировались только из известковых водорослей, имевших более широкий диапазон обитания, что значительно увеличивало территорию, занятую биогермами. Максимальное разнообразие биоты наблюдается в отложениях Анабаро–Синского и Юдомо–Оленекского фациальных регионов. На их территории находятся стратотипические разрезы стратиграфических подразделений, принятых для нижнего и среднего кембрия не только Сибирской платформы, но и для всей территории России [26].

В начале томмотского века повсеместно произошли синхронные фациальные изменения: переход от обширных литоральных доломитовых площадей к аргиллитовым доломитам и известнякам, часто обогащенным глауконитом и первыми археоциато–водорослевыми биогермами небольших

размеров. На это время отмечаются многочисленные следы размывов. Возможно, появление новых групп разнообразной фауны было спровоцировано началом трансгрессии [22]. К концу томмотского века встречались уже смешанные биотические сообщества. Вмещавшие их известняки часто были обогащены глауконитом. Кратковременная трансгрессия повлияла на увеличение роли кальциевых карбонатов, широко распространились первичные красноцветные известняки с повышенным содержанием железа. На севере и востоке исследуемой территории в условиях глубокого моря захоранивались сингенетичные соленые талассогенные воды с минерализацией 35,0–40,0 г/дм^3, преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ при повышенном содержании ионов Mg^{2+}. В центральной части с южной стороны рифа, на юго–востоке и юго–западе величина палеосолености вод на территории, обрамляющей эвапоритовый бассейн, значительно увеличивалась и могла достигать до 200–300 г/дм^3 (стадий садки кальцита, доломита и гипса) (рис. 2). В крупных масштабах началось эвапоритонакопление в юго–западной части платформы (Иркутская область, юг Красноярского края). Значительно увеличился объем фосфатонакопления, с которым ассоциировалось бурное развитие организмов с фосфатным скелетом [27]. В пределах солеродного бассейна доминировала рапа с соленостью, достигающей 300 – 450 г/дм^3 (стадии садки галита и сильвина). В пределах Иркутского амфитеатра, а также в западной и восточной частях бассейна соленость рапы достигала стадий садки карналита и бишофита (до 600 г/дм^3).

Раннекембрийский солеродный бассейн оказал огромное влияние на современный состав рассолов подсолевой гидрогеологической формации (отложений рифея и венда), которые сформировались за счет гравитационного опускания кембрийской рапы [28]. Так, подземные рассолы соленосной формации отличаются от подсолевых значительно более высокими значениями минерализации, достигающими 630 г/дм^3. Минерализация их в плане увеличивается от периферии Сибирской платформы к более погруженным внутренним областям бассейна.

В вертикальном разрезе, как правило, резко повышенной минерализацией на общем фоне выделяются рассолоносные горизонты верхней части усольской и нижней части бельской свит, что хорошо сопоставляется с их положением между двумя главными уровнями накопления калийных солей – низами верхней трети усольской свиты и соленосной толщей бельской свиты [29], отвечающими максимальной солености бассейна осадконакопления. Такие же сверхкрепкие рассолы, возможно, будут выявлены и вблизи третьего уровня калиеносности – в ангарской свите, что отмечается в Ангаро–Ленском бассейне (рис. 2).

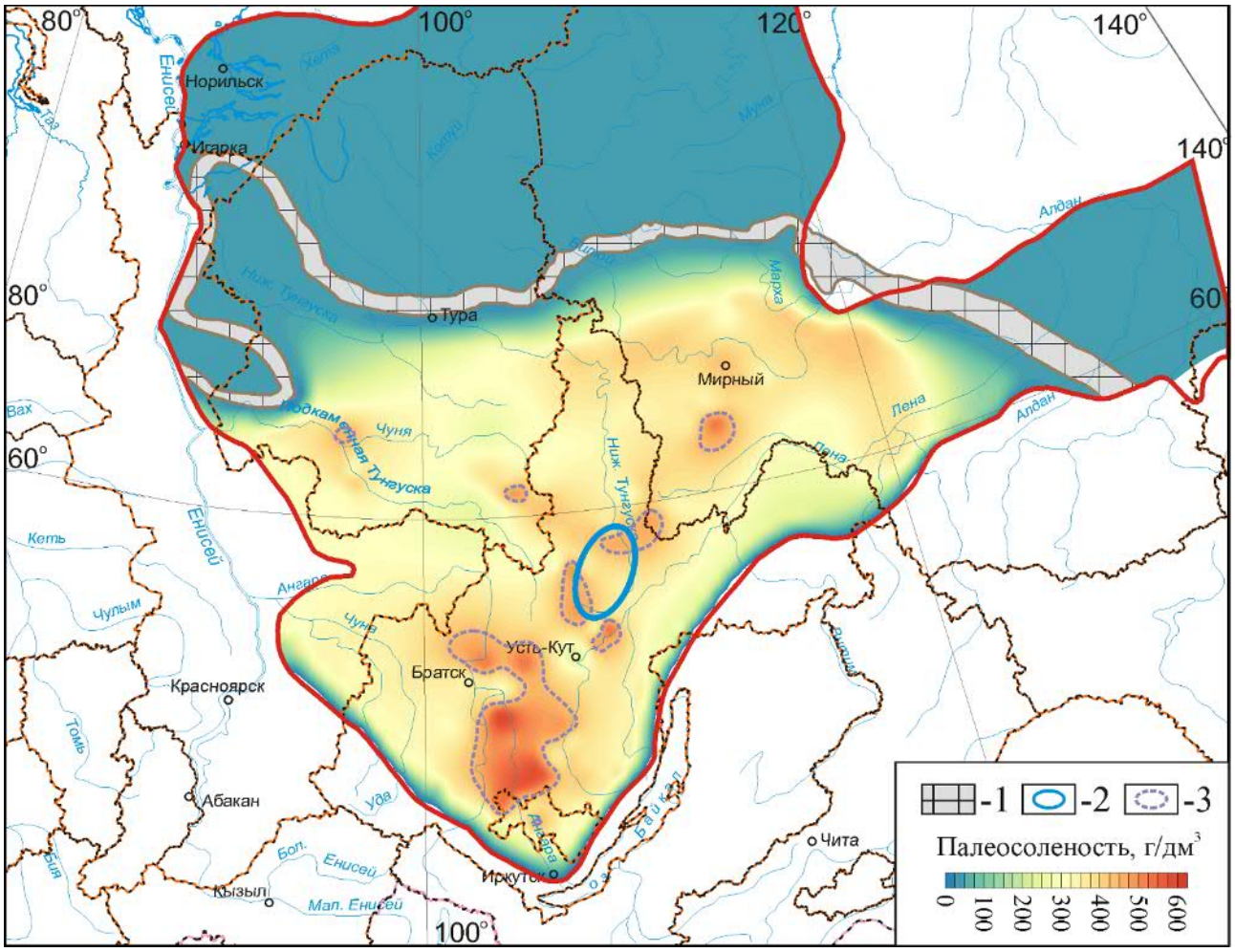


Рис. 2. Палеосоленость сингенетичных вод на конец томмотского–начало атабанского веков

1 – карбонатный риф; 2 – Непское месторождение калийных солей; 3 – предполагаемые зоны распространения калийных солей.

Fig. 2. Paleosalinity of syngenetic waters for the end of the Tommot–beginning of the Ataban ages

1 – carbonate reef; 2 – Nepskoe deposit of potassium salts; 3 – prospective zones of potassium salts distribution.

Среди химических типов хлоридных рассолов, распространённых на территории исследования, можно выделить пять групп по доминирующим в них катионам: 1) натриевые; 2) с преобладанием катионов натрия; 3) кальциево–натриевые; 4) кальциевые и 5) с преобладанием катионов кальция и магния. В целом для рассолов соленосной формации отмечается тесная взаимная связь их минерализации и состава.

При минерализации ниже 310–330 г/дм^3 практически все рассолы имеют хлоридный натриевый состав, тогда как более минерализованные являются натриево–кальциевыми и кальциевыми, а при минерализации свыше 400–410 г/дм^3 доминируют кальциевые и кальциево–магниевые рассолы (рис. 3).

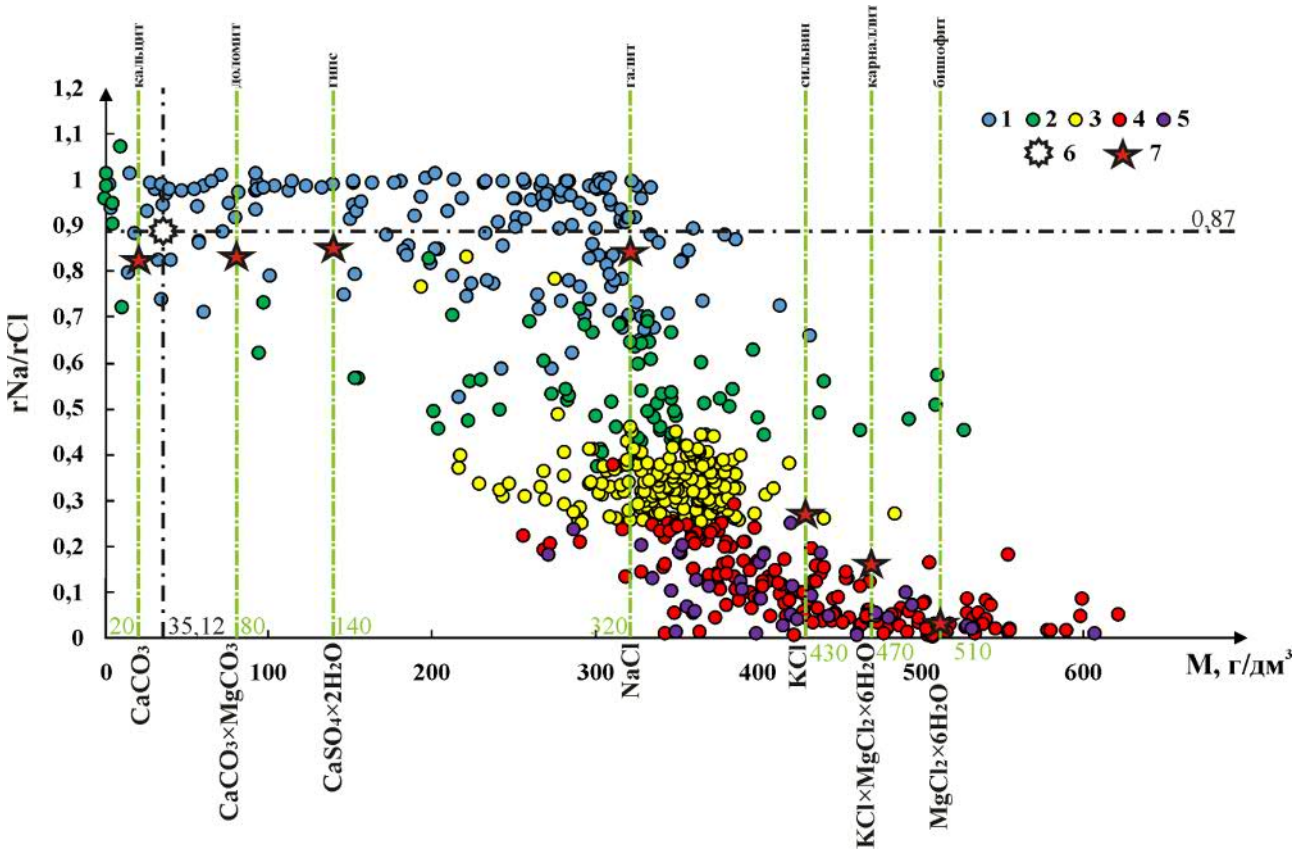


Рис. 3. Изменение значений rNa/rCl коэффициента с ростом общей минерализации нижнекембрийских подземных вод и рассолов Сибирской платформы

Химический тип рассолов (по С.А. Щукареву): 1 – Cl Na; 2 – Cl с преобладанием Na; 3 – Cl Ca–Na; 4 – Cl Ca; 5 – Cl с преобладанием Ca и Mg; 6 –морская вода; 7 – стадии садки.

Fig. 3. Change in the rNa/rCl coefficient with an increase in the total salinity of the Lower Cambrian groundwaters and brines of the Siberian platform

Chemical type of brines (according to S.A. Schukarev): 1 – Na Cl; 2 – Cl with a predominance of Na; 3 – Ca–Na Cl; 4 – Ca Cl; 5 – Cl with a predominance of Ca and Mg; 6 – sea water; 7 – settlement stage.

Наблюдается отчетливая региональная зональность состава рассолов, особенно в зоне сочленения платформы со смежными складчатыми структурами, где предполагается распространение натриевых рассолов выщелачивания каменной соли. С удалением от границы платформы данная зона сменяется полосой распространения рассолов смешанного катионного состава с преобладанием натрия, которые далее сменяются рассолами смешанного состава с преобладанием кальция. Воды с преобладанием катионов кальция и магния в своем составе развиты на юге и северо–востоке региона исследований.

В распределении преимущественно седиментогенных высокометаморфизованных рассолов кальциево–натриевого, кальциевого и кальциево–магниевого типов, кроме уже отмеченной приуроченности рассолов наиболее высокой минерализации (а, следовательно, в соответствии с взаимозависимостью минерализации и состава наибольшими концентрациями кальция) к основным уровням калиеносности, наблюдается уменьшение роли кальциевых рассолов в северном направлении от Присаяно–Енисейской синеклизы к Байкитской антеклизе и Катангской седловине (см. рис. 2). Так, в пределах последних кальциевые рассолы установлены только на отдельных площадях, удалённых от окраин платформы, тогда как на территории Присаяно–Енисейской синеклизы рассолы кальциевого состава широко распространены не только в центральных глубокопогруженных её частях, но и вблизи окраин, например, на Караульнинской, Нижнеудинской и Тулунской площадях. С юга на север наблюдается также и уменьшение общей мощности соленосных отложений, главным образом, за счет уменьшения мощности солей [30].

В результате проведенного комплекса исследований установлено, что современный химизм межсолевых кембрийских рассолов носит унаследованный характер сингенетичных вод солеродного бассейна. Рассолы в южных районах,

а также западной и восточной его частях достигали стадий садок сильвина, карналита и бишофита. Появление сверхкрепких рассолов хлоридного кальциевого состава обязано процессу глубокого взаимодействия исходной морской рапы с вмещающими горными породами [31].

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0025 и РФФИ в рамках научного проекта № 18–05–70074 «Ресурсы Арктики».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 353 с.
2. Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А. Палеогидрогеология. – М.: Недра, 1969. – 152 с.
3. Грамберг И.С. Палеогидрогеохимия терригенных толщ. – Л.: Недра, 1973. – 172 с.
4. Никаноров А.М., Волобуев Г.П., Барцев О.Б. Палеогидрогеологические реконструкции нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1975. – 192 с.
5. Басков Е.А. Основы палеогидрогеологии рудных месторождений. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.
6. Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 209 с.
7. Басков Е.А. Основы палеогидрогеологии рудных месторождений. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.
8. Садыкова Я.В., Новиков Д.А. Палеогидрогеологические реконструкции верхнеюрских отложений южных районов Обь–Иртышского междуречья // Нефть и газ. – 2010. – №1. – С.19–28.
9. Садыкова Я.В. Палеогидрогеохимические реконструкции нефтегазоносных отложений полуострова Гыдан // Отечественная геология. – 2016. – № 1. – С. 16–24.
10. Садыкова Я.В., Дульцева М.Г. Роль палеогидрогеохимических факторов в формировании состава подземных вод нефтегазоносных отложений северо–восточной части Большехетской мегасинеклизы // Водные ресурсы. – 2017. – Т. 44. – № 2. – С. 168–181
11. Черных А.В., Новиков Д.А. Палеогидрогеология Анабаро–Хатангского бассейна // Известия вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 4 (130). – С. 27–33
12. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Paleohydrogeochemistry of the Upper Jurassic Deposits of the Arctic Regions of the West Siberian Megabasin // Journal of Physics: Conference Series. International Conference on Applied Physics, Power and Material Science. – 2019. – V. 1172. – № 012094.
13. Созанский В.И. Геология и генезис соленосных образований. – Киев: Наукова Думка, 1973. – 199с.
14. Жарков М.А. Палеозойские соленосные формации мира. – Москва: Недра, 1974. – 392 с.
15. Соляная тектоника Сибирской платформы / под ред. Косыгина Ю.А. – Новосибирск: Наука, 1973. – 163 с.
16. Жарков М.А., Машович Я.Г., Чечель Э.И. Взаимоотношение соленосной и перекрывающей ее красноцветной формаций кембрия на юге Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1982. – 129 с.

17. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. В 2т. / Гл.ред. а.Э. конторович. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497с.

18. Розанов А.Ю. Центры происхождения кембрийских фаун // Междунар. геол. конгресс. 264ая сессия. Палеонтология и стратиграфия. – М.: Наука, 1980. – С. 30–34.

19. Савицкий В.Е., Евтушенко В.М., Егорова Л.И., Конторович А.Э., Шабанов Ю.Я. Кембрий Сибирской платформы (Юдомо–Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений). – М.: Недра, 1972. – 199 с.

20. Ярусное расчленение нижнего кембрия Сибири. Стратиграфия / ред. А.Ю. Розанов, Б.С. Соколов. – М.: Наука, 1984. – 184 с.

21. Кембрий Сибири / ред. Л.Н. Репина, А.Ю. Розанов. – Новосибирск: Наука, 1992. – 135 с.

22. Лучинина В.А., Коровников И.В., Новожилова Н.В., Токарев Д.А. Биофации раннего кембрия Сибирской платформы по бентосу (хиолиты, мелкораковинная проблематика, археоциаты, трилобиты и известковые водоросли) // Стратиграфия и геологическая корреляция. – 2013. – Т. 21. – № 2. – С. 67–78.

23. Розанов А.Ю., Заварзин Г.А. Бактериальная палеонтология // Вестник РАН. – 1997. – Т. 67. – № 3. – С. 241–245.

24. Конторович А.Э., Сараев С.В., Казанский А.Ю., Каштанов В.А., Конторович В.А., пономарчук В.А., Тищенко В.М., Филиппов Ю.В. Новый терригенно–вулканогенный разрез кембрия и положение западной границы Сибирской платформы (по материалам параметрического бурения на Вездеходной площади, Томская область) // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 7мС. 1022–1031.

25. Елкин Е.А., Сенников Н.В., Бахарев Н.К., Беляев С.Ю., Изох Н.Г., Каныгин А.В., Клец А.Г., Конторович А.Э., Конторович В.А., Обут О.Т., Филиппов Ю.Ф. Основные черты современной структуры и история формирования докембрийско–палеозойского основания Западно–Сибирского осадочного бассейна. Фундамент, структуры обрамления Западно–Сибирского мезозойско–кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности // Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых. – Тюмень–Новосибирск, 2008. – С. 75–80.

26. Стратиграфический кодекс. – Санкт–Петербург: ВСЕГЕИ, 2019. – 92 с.

27. Розанов А.Ю. Палеогеография и палеобиогеография раннего кембрия // Вестник АН СССР. – 1985. – № 11. – С. 86–92.

28. Новиков Д.А., Черных А.В., Юрчик И.И., Дульцев Ф.Ф., Хилько В.А. Гидрогеохимия терригенного комплекса венда Сибирской платформы // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы третьей Всероссийской научной конференции с междунар. участием. – Улан–Удэ: БНЦ СО РАН, 2018. – С. 456–460.

29. Жарков М.А. История палеозойского соленакопления. – Новосибирск: Наука, 1978. –106 с.

30. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э.Конторовича, В.С. Суркова, А.А.Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

31. Шварцев С.Л. Геохимические и изотопные данные о взаимодействии крепких рассолов с горными породами в Тунгусском бассейне // Доклады РАН. – 2000. – Т. 370. – № 4. – С. 516–519.

REFERENCES

1. Kartsev A.A. Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: Gostoptekhizdat, 1963. – 353 s.

2. Kartsev A.A., Vagin S.B., Baskov Ye.A. Paleogidrogeologiya. – M.: Nedra, 1969. – 152 s.

3. Gramberg I.S. Paleogidrogeokhimiya terrigennykh tolshch. – L.: Nedra, 1973. – 172 s.

4. Nikanorov A.M., Volobuyev G.P., Bartsev O.B. Paleogidrogeologicheskiye rekonstruktsii neftegazonosnykh basseynov. – M.: Nedra, 1975. – 192 s.

5. Baskov Ye.A. Osnovy paleogidrogeologii rudnykh mestorozhdeniy. – L.: Nedra, 1983. – 263 s.

6. Khodzhakuliyev YA.A., Abukova L.A. Paleogidrogeologicheskiye issledovaniya pri poiskakh nefti i gaza. – M.: Nedra, 1985. – 209 s.

7. Baskov Ye.A. Osnovy paleogidrogeologii rudnykh mestorozhdeniy. – L.: Nedra, 1983. – 263 s.

8. Sadykova YA.V., Novikov D.A. Paleogidrogeologicheskiye rekonstruktsii verkhneyurskikh otlozheniy yuzhnykh rayonov Ob'–Irtyshskogo mezhdurech'ya // Neft' i gaz. – 2010. – №1. – S.19–28.

9. Sadykova YA.V. Paleogidrogeokhimicheskiye rekonstruktsii neftegazonosnykh otlozheniy poluostrova Gydan // Otechestvennaya geologiya. – 2016. – № 1. – S. 16–24.

10. Sadykova YA.V., Dul'tseva M.G. Rol' paleogidrogeokhimicheskikh faktorov v formirovanii sostava podzemnykh vod neftegazonosnykh otlozheniy severo–vostochnoy chasti Bol'shekhetskoy megasineklizy // Vodnyye resursy. – 2017. – T. 44. – № 2. – S. 168–181

11. Chernykh A.V., Novikov D.A. Paleogidrogeologiya Anabaro–Khatangskogo basseyna // Izvestiya vuzov. Neft' i gaz. – 2018. – № 4 (130). – S. 27–33

12. Novikov D.A., Chernykh A.V., Dultsev F.F. Paleohydrogeochemistry of the Upper Jurassic Deposits of the Arctic Regions of the West Siberian Megabasin // Journal of Physics: Conference Series. International Conference on Applied Physics, Power and Material Science. – 2019. – V. 1172. – № 012094.

13. Sozanskiy V.I. Geologiya i genezis solenosnykh obrazovaniy. – Kiyev: Naukova Dumka, 1973. – 199s.

14. Zharkov M.A. Paleozoyskiye solenosnyye formatsii mira. – Moskva: Nedra, 1974. – 392 s.

15. 15. Solyanaya tektonika Sibirskoy platformy / pod red. Kosygina YU.A. – Novosibirsk: Nauka, 1973. – 163 s.

16. Zharkov M.A., Mashovich YA.G., Chechel' E.I. Vzaimootnosheniye solenosnoy i perekryvayushchey yeye krasnotsvetnoy formatsiy kembriya na yuge Sibirskoy platformy. – Novosibirsk: Nauka, 1982. – 129 s.

17. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kembriy Sibirskoy platformy. V 2t. / Gl.red. a.E. kontorovich. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016. – 497s.

18. Rozanov A.YU. Tsentry proiskhozhdeniya kembriyskikh faun // Mezhdunar. geol. kongress. 264aya sessiya. Paleontologiya i stratigrafiya. – M.: Nauka, 1980. – S. 30–34.

19. Savitskiy V.Ye., Yevtushenko V.M., Yegorova L.I., Kontorovich A.E., Shabanov YU.YA. Kembriy Sibirskoy platformy (Yudomo–Olenekskiy tip razreza. Kuonamskiy kompleks otlozheniy). – M.: Nedra, 1972. – 199 s.

20. Yarusnoye raschleneniye nizhnego kembriya Sibiri. Stratigrafiya / red. A.YU. Rozanov, B.S. Sokolov. – M.: Nauka, 1984. – 184 c.

21. Kembriy Sibiri / red. L.N. Repina, A.YU. Rozanov. – Novosibirsk: Nauka, 1992. – 135 s.

22. Luchinina V.A., Korovnikov I.V., Novozhilova N.V., Tokarev D.A. Biofatsii rannego kembriya Sibirskoy platformy po bentosu (khiolity, melkorakovinnaya problematika, arkheotsiaty, trilobity i izvestkovyye vodorosli) // Stratigrafiya i geologicheskaya korrelyatsiya. – 2013. – T. 21. – № 2. – S. 67–78.

23. Rozanov A.YU., Zavarzin G.A. Bakterial'naya paleontologiya // Vestnik RAN. – 1997. – T. 67. – № 3. – S. 241–245.

24. Kontorovich A.E., Sarayev S.V., Kazanskiy A.YU., Kashtanov V.A., Kontorovich V.A., ponomarchuk V.A., Tishchenko V.M., Filippov YU.V. Novyy terrigenno–vulkanogennyy razrez kembriya i polozheniye zapadnoy granitsy Sibirskoy platformy (po materialam parametricheskogo

bureniya na Vezdekhodnoy ploshchadi, Tomskaya oblast') // Geologiya i geofizika. – 1999. – T. 40. – № 7mS. 1022–1031.

25. Yelkin Ye.A., Sennikov N.V., Bakharev N.K., Belyayev S.YU., Izokh N.G., Kanygin A.V., Klets A.G., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Obut O.T., Filippov YU.F. Osnovnyye cherty sovremennoy struktury i istoriya formirovaniya dokembriysko–paleozoyskogo osnovaniya Zapadno–Sibirskogo osadochnogo basseyna. Fundament, struktury obramleniya Zapadno–Sibirskogo mezozoysko–kaynozoyskogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti // Materialy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s uchastiyem inostrannykh uchenykh. – Tyumen'–Novosibirsk, 2008. – S. 75–80.

26. Stratigraficheskiy kodeks. – Sankt–Peterburg: VSEGEI, 2019. – 92 s.

27. Rozanov A.YU. Paleogeografiya i paleobiogeografiya rannego kembriya // Vestnik AN SSSR. – 1985. – № 11. – S. 86–92.

28. Novikov D.A., Chernykh A.V., Yurchik I.I., Dul'tsev F.F., Khil'ko V.A. Gidrogeokhimiya terrigennogo kompleksa venda Sibirskoy platformy // Geologicheskaya evolyutsiya vzaimodeystviya vody s gornymi porodami: Materialy tret'yey Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s mezhdunar. uchastiyem. – Ulan–Ude: BNTS SO RAN, 2018. – S. 456–460.

29. Zharkov M.A. Istoriya paleozoyskogo solenakopleniya. – Novosibirsk: Nauka, 1978. – 106 s.

30. Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy / Pod red. A.E.Kontorovicha, V.S. Surkova, A.A.Trofimuka. – M.: Nedra, 1981. – 552 s.

31. Shvartsev S.L. Geokhimicheskiye i izotopnyye dannyye o vzaimodeystvii krepkikh rassolov s gornymi porodami v Tungusskom basseyne // Doklady RAN. – 2000. – T. 370. – № 4. – S. 516–519.

© А.В. Черных, Д.А. Токарев, Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, 2020

УДК 551.762.2(571.1/.5) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-027

ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА ЧЕКУРОВСКОЙ СВИТЫ В СТРАТОРЕГИОНЕ (НИЗОВЬЯ Р. ЛЕНА): ЛИТО– И БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ

Егор Сергеевич Шамонин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, лаборант; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент; тел. (913)–018–48–48, e–mail: shamonines@ipgg.sbras.ru

Оксана Сергеевна Дзюба
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (913)953–55–96, e–mail: dzyubaos@ipgg.sbras.ru

Валерий Георгиевич Князев
Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, 677027, Россия, г. Якутск, проспект Ленина, 39, доктор геолого–минералогических наук, главный научный сотрудник, e–mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Ольга Сергеевна Урман
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)363–91–98, e–mail: urmanos@ipgg.sbras.ru

Борис Николаевич Шурыгин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, профессор, член–корреспондент РАН, главный научный сотрудник; тел. (913)475–40–85, e–mail: shuryginbn@ipgg.sbras.ru

Егор Константинович Метелкин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент; тел. (913)759–99–15, e–mail: metelkin4949@yandex.ru

Петр Александрович Ян
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333–23–03, e–mail: yanpa@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены новые палеонтологические и литологические данные, характеризующие верхнюю границу чекуровской свиты в страторегионе (низовья р. Лена, север Сибири). Предложено эту границу проводить по подошве песчаного пласта с галькой, венчающего пачку 8, считая последний базальными песчаниками вышележащей трансгрессивной последовательности. Соответственно находкам аммонитов эта граница оказывается приуроченной к внутренней части верхнебатской зоны Catacadoceras barnstoni. Залегающую

выше существенно алевролитовую толщу (верхи бата? – нижний келловей) можно считать аналогом нижней части иннокеньтевской свиты, выделенной в смежном фациальном районе.

Ключевые слова: аммониты, белемниты, двустворки, биостратиграфия, литостратиграфия, средняя юра, Сибирь.

THE UPPER BOUNDARY OF THE CHEKUROVSKII FORMATION IN THE STRATOREGION (LENA RIVER LOWER REACHES): LITHO– AND BIOSTRATIGRAPHIC CRITERIA

Egor S. Shamonin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Laboratory Assistant; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str., 2, student; tel. (913)–018–48–48, e–mail: shamonines@ipgg.sbras.ru

Oksana S. Dzyuba
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Dr. Sci., Leading Researcher, tel. (913)953–55–96, e–mail: dzyubaos@ipgg.sbras.ru

Valery G. Knyazev
Diamond and Precious Metal Geology Institute, SB RAS, 677027, Russia, Yakutsk, Lenina Ave., 39, Dr. Sci., Principal Researcher, e–mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Olga S. Urman
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Researcher, tel. (383)363–91–98, e–mail: urmanos@ipgg.sbras.ru

Boris N. Shurygin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Dr. Sci., Full Professor, Corr. Member of the RAS, Principal Researcher, tel. (913)475–40–85, e–mail: shuryginbn@ipgg.sbras.ru

Egor K. Metelkin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Engineer; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str., 2, student; tel. (913)759–99–15, e–mail: metelkin4949@yandex.ru

Petr A. Yan
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Ph. D., Leading Researcher, tel. (383)333–23–03, e–mail: yanpa@ipgg.sbras.ru

New paleontological and lithological data characterizing the upper boundary of the Chekurovskii Formation are considered for the stratoregion located in the lower reaches of the Lena River, northern Siberia. We propose to accept this boundary at the bottom of a sandy bed with pebbles, considering the latter to be basal sandstones of an overlying transgressive sequence. Taking into account ammonite records, we can conclude that the boundary corresponds to a level within the Upper Bathonian Catacadoceras barnstoni Zone. The predominantly silt–sized sediments lying above (uppermost Bathonian? – Lower Callovian) can be treated an analogue of a lower part of the Innokent'evka Formation recognized in adjacent facial region.

Keywords: ammonites, belemnites, bivalves, biostratigraphy, lithostratigraphy, Middle Jurassic, Siberia.

Проблема определения границ бата и келловея в бореальных разрезах дискутируется издавна. Зональное расчленение этих толщ опирается на интерпретацию последовательности аммонитов из подсемейств Arctocephalitinae и Cadoceratinae. В последние десятилетия достаточно убедительно доказано смещение зон, выделенных в сибирских разрезах по последовательности представителей Arcticoceras в нижнюю часть бата [1, 8], и соответствующее смещение вниз последовательности зон, выделяемых по представителям Cadoceratinae. Наиболее полная последовательность зон приграничных толщ бата и келловея на севере Сибири определена в приграничном интервале верхней части чекуровской свиты в страторегионе (низовья р. Лена) и перекрывающих ее отложениях [3]. Соответственно изменению возрастной трактовки последовательности зон требуется и новое обоснование стратиграфического положения верхней границы чекуровской свиты.

Объектом исследования является изученный летом 2019 г. разрез юры северного крыла Чекуровской антиклинали (левый берег р. Лена, к северу от мыса Чекуровский и пос. Чекуровка, между устьями р. Буотар и Атыркан). В работе детально рассмотрен интервал разреза, включающий верхнюю часть чекуровской свиты и перекрывающие ее толщи (рис. 1). Использована нумерация пачек в разрезе по предшествующей публикации [3: обн. 2].

В верхних 7 м пачки 7 представлено переслаивание алевро–песчаников и алевролитов зеленовато–серых с поверхности с неравномерно–пятнистой вишнево–бурой, рыжей вкрапленностью, и темно–серых на свежем сколе. Присутствуют невыдержанные горизонты овальных карбонатных конкреций с гнездами окисленного пирита размером 2–3 см. Близ кровли пачки – многочисленные глендониты. Верхняя граница пачки неровная.

Пачка 8 мощностью 7,5 м представлена преимущественно алевро–песчаниками буровато–серого цвета с поверхности, обильно пятнисто обохренными. У подошвы хорошо трассируемый по латерали горизонт крупных

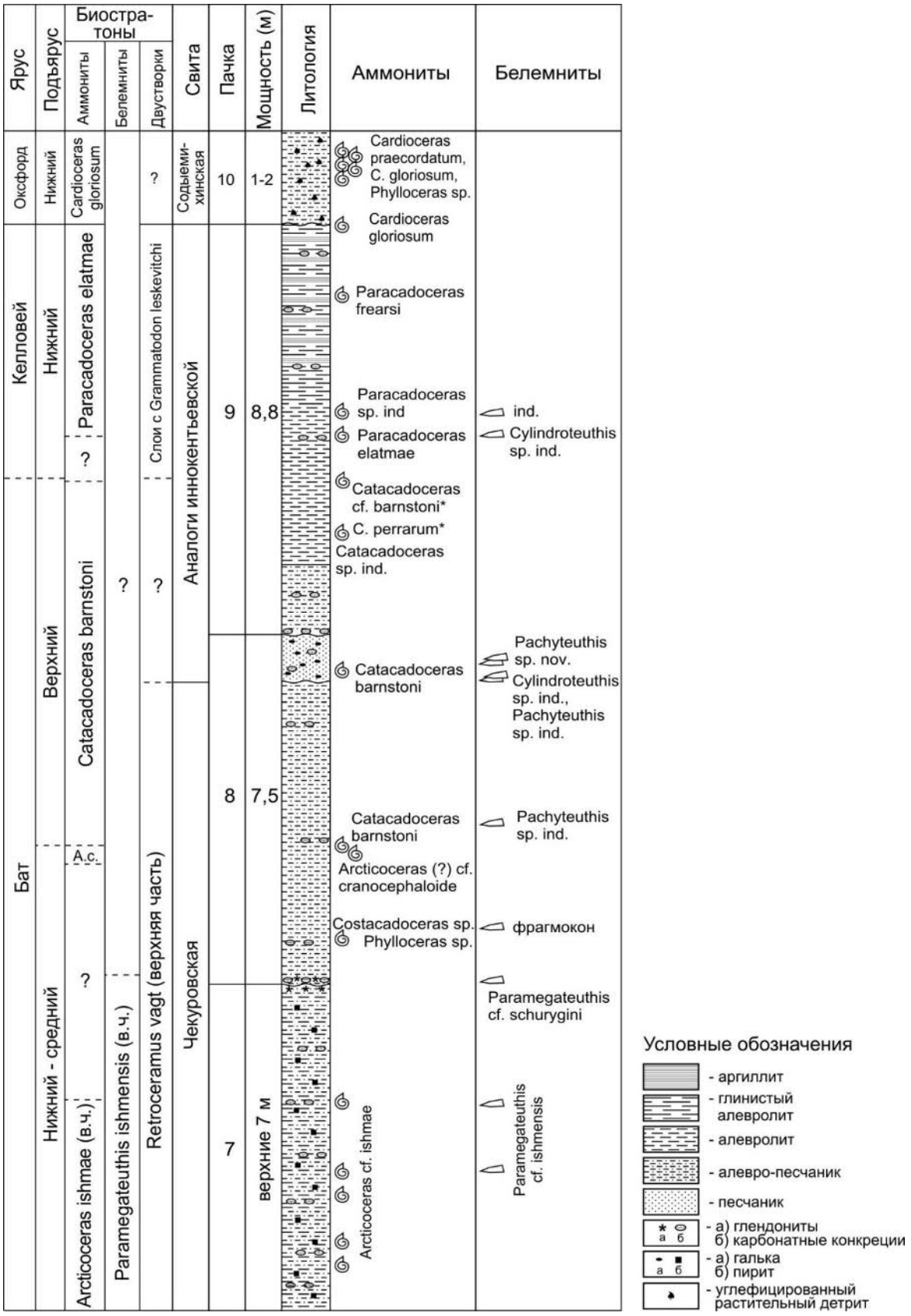


Рис. 1. Био– и литостратиграфия верхней части чекуровского разреза (обн. 2) нижнего течения р. Лена

Звездочками отмечены находки аммонитов по [3], родовые названия приведены по [2]. А.с. – зона Arcticoceras cranocephaloide.

Fig. 1. Bio– and lithostratigraphy of the upper part of the Chekurovka section (outcrop 2) in the lower reaches of the Lena River

Asterisks indicate ammonite finds according to [3], and generic names are given after [2]. A.c. – Arcticoceras cranocephaloide Zone.

овальных карбонатных конкреций бежевого цвета с поверхности и темно–серого – на свежем сколе. Аналогичные конкреции редко рассеяны на разных уровнях по всей пачке. У основания часто встречаются глендониты. Верхняя часть пачки представлена слоем песчаника мелкозернистого зеленовато–серого с поверхности, без видимой слоистости, с рассеянной мелкой окатанной и полуокатанной галькой (1–2 см) темно– и светло–серых кремнистых пород. Границы слоя неровные, мощность варьирует по латерали (0,8–1 м).

В основании вышележащей пачки 9 наблюдаются алевро–песчаники темно–серые, выше переходящие в алевролит и алевро–аргиллиты темно–серые, зеленоватые с поверхности, обохренные, с окисленными включениями. У подошвы прослеживается карбонатный конкреционный горизонт. По всей пачке встречаются не выдержанные горизонты карбонатных конкреций светло–желтых с поверхности и темно–серых на свежем сколе. Мощность пачки 8,8 м. Наблюдению открыты нижние 1,5 м и верхние 5,5 м пачки, остальное скрыто осыпью.

Выше с резкой неровной границей залегает маломощный (1–2 м) неровный пласт алевро–песчаников кирпично–красных с поверхности и почти черных на свежем сколе. В толще присутствует большое количество обугленной древесины и растительного детрита. В основании пласта обнаружены крупные Cardioceras praecordatum и C. gloriosum, характеризующие одноименные подзоны зоны C. gloriosum нижнего оксфорда. В пласте также многочисленны остатки двустворок: Meleagrinella ovalis, Isognomon sp. и др.

Нижняя часть описываемого здесь интервала чекуровской свиты (верхи пачки 7) характеризуется присутствием большого количества деформированных раковин аммонитов (Arcticoceras cf. ishmae), сходных с видом–индексом зоны A.

ishmae, ныне относящейся к нижнему бату. В верхах пачки 7 вскрывается лишь верхняя часть этой зоны [3], верхняя граница которой проводится нами условно на уровне 2,5 м ниже кровли пачки, выше которого A. cf. ishmae не найдены.

Белемниты, обнаруженные в 4,0 и 2,5 м ниже кровли пачки 7, представлены Paramegateuthis cf. ishmensis (Megateuthididae). Зона P. ishmensis в Сибири и на севере европейской части России охватывает приграничный интервал нижнего и «среднего» бата, начиная с подошвы аммонитовой зоны Arcticoceras harlandi [7; 9]. Выше по разрезу мегатеутидиды вскоре исчезают, что в арктических разрезах обычно приходится на интервал «среднего» бата ниже первых находок Arcticoceras cranocephaloide [6; 7; 9], обозначенный С.В. Мелединой [4] как «слои без аммонитов». Последний представитель семейства – Paramegateuthis cf. schurygini, характерный для самых верхов белемнитовой зоны P. ishmensis, – найден в основании пачки 8. С учетом находок вида–индекса данной зоны в пачках 4 и 5 [3] следует заключить, что рассматриваемая часть разреза соответствует приблизительно ее верхней половине.

На уровне в 3 м от подошвы пачки 8 нами обнаружен Arcticoceras (?) cf. cranocephaloide и на близком уровне – Catacadoceras barnstoni (находки имеют одинаковую полевую привязку, однако сделаны в разные дни). Представители последнего вида также встречены в прикровельной части пачки (0,7 м от кровли). Таким образом, в пределах пачки 8 могут быть установлены аналоги зоны Arcticoceras cranocephaloide (выделение данной зоны достаточно условно и основано лишь на присутствии в разрезе ниже– и вышележащих зон бореального стандарта) и зона Catacadoceras barnstoni (верхние 4,5 м пачки). В 1 м выше подошвы пачки 8 обнаружены также представители Costacadoceras sp. и Phylloceras sp.

В вышележащей пачке 9, судя по нашим находкам, только в верхней половине уверенно устанавливается зона Paracadoceras elatmae нижнего келловея (с уровня 4,5 м ниже кровли). Если учитывать найденные ранее в

нижней ее части Catacadoceras cf. barnstoni и C. perrarum [3], то зона C. barnstoni охватывает и какую–то нижнюю часть пачки 9.

Белемниты, начиная с уровня 3,5 м над подошвой пачки 8 и выше, в изученном разрезе представлены исключительно родами семейства Cylindroteuthididae – Cylindroteuthis и Pachyteuthis, что в полной мере согласуется с раннее опубликованными данными [3]. Скопления белемнитов нами наблюдались в 1,0 и 0,5 м ниже кровли пачки 8. Видовая идентификация их затруднена отчасти потому, что ростры плохо извлекаемы, отчасти в связи с их непохожестью на известные одновозрастные виды. По наиболее хорошо сохранившемуся экземпляру можно предположить, что он принадлежит новому виду, который представляет собой промежуточное звено в филолинии Pachyteuthis bodylevskii (ранний бат) – P. sp. nov. – P. «bodylevskii» (келловей) – P. panderiana (оксфорд–начало волжского века), пока еще недостаточно изученной.

Ранее белемниты в пачке 9 и ее возрастных аналогах в районе нижнего течения р. Лена не упоминались. Нами в пределах нижнекелловейской зоны Paracadoceras elatmae установлен Cylindroteuthis sp. ind. Это первая находка представителя рода Cylindroteuthis в келловее Восточной Сибири, где прежде были установлены три рода цилиндротеутидид – Pachyteuthis, Microbelus и Communicobelus. Следует отметить, что на территории Азии Cylindroteuthis обнаружен в келловее Западной Сибири, Дальнего Востока России и Японии [10]. На севере Восточный Сибири ранее этот род был известен с байоса по бат, а затем после перерыва – с оксфорда и вплоть по нижнюю часть мела, и именно в этом регионе установлен наиболее древний его представитель – раннебайосский вид C. gelida [6]. Новая находка заполняет пробел в палеонтологической летописи региона и снимает, наконец, недоразумение, сложившееся ввиду крайней редкости ростров белемнитов в келловее большинства арктических территорий.

Для комплексов двустворок пачки 8 характерны Retroceramus vagt (самые верхние находки в 1 м от кровли под пластом с галькой). В нижней части пачки обнаружены также Homomya obscondita, Pleuromya uniformis, Arctica humiliculminata, Arctotis sublaevis, Malletia ex gr. valga и др. Комплекс двустворок пачки 9 существенно иной: Grammotodon leskevitchi, Mclearnia ex gr. broenlundi, Pleuromya subpolaris, Meleagrinella ovalis, Gresslya sibirica и др. Обнаружены также гастроподы Eucyclus ferniensis, брахиоподы Boreiothyris lamutkaensis и скафоподы Dentalium sp. Двустворки в верхнем песчаном пласте с галькой в пачке 8 нами не обнаружены. Однако из аналога этого пласта в разрезе южного крыла Чекуровской антиклинали ранее указывались Gresslya cf. sibirica и Meleagrinella sp. ind. [3], характерные для перекрывающей чекуровскую свиту толщи.

Судя по изложенному выше, верхнюю границу чекуровской свиты следует проводить по подошве песчаного пласта с галькой в верхах пачки 8, считая последний базальными песчаниками вышележащей трансгрессивной последовательности. Если учитывать находки аммонитов, сделанные предшественниками [3] в изученных нами толщах, то эта граница приурочена, по всей видимости, к внутренней части зоны Catacadoceras barnstoni. Залегающую выше существенно алевролитовую пачку 9 (верхи бата? – нижний келловей) можно считать аналогом нижней части иннокеньтевской свиты Паксинского фациального района, смежного с Нижнеленским районом, а оксфордский пласт следует относить к содыемихинской свите [5], обособляемой в пределах Нижнеленского фациального района.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 19–05–00130), а также является вкладом в проекты ФНИ № 0331–2019–0004, № 0331–2019–0021.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Проблемы и перспективы бореально–тетической корреляции морских среднеюрских отложений Сибири / О. С. Дзюба, Б. Н. Шурыгин, В. В. Митта и др. // Интерэкспо ГЕО–Сибирь: XV Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф.

"Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. (г. Новосибирск, 24–26 апреля 2019 г.). – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 49–57.

2. Средний келловей Сибири: аммониты и зональное деление / В. Г. Князев, С. В. Меледина, А. С. Алифиров // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2020. – Т. 28. – № 3. – С. 63–81.

3. Чекуровская свита (бат–келловей) в стратотипе / С. В. Меледина, Б. Н. Шурыгин, О. Н. Злобина и др. // Детальная стратиграфия и палеонтология юры и мела Сибири. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 78–106.

4. Меледина С. В. О корреляции зон байоса и бата Сибири в свете новых палеонтологических данных // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2014. – Т. 22. – № 6. – С. 45–56.

5. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1047–1082.

6. Dzyuba O. S., de Lagausie B. New belemnites (Megateuthididae, Cylindroteuthididae) from the Bajocian and Bathonian of the Yuryung–Tumus Peninsula, northern Siberia, Russia and their palaeobiogeographic implications // Paläont. Z. – 2018. – Vol. 92. – P. 87–105.

7. Lagausie B. de, Dzyuba O. S. Biostratigraphy of the Bajocian–Bathonian boundary interval in northern Siberia: new data on belemnites from the Yuryung–Tumus peninsula // Bull. Soc. géol. France. – 2017. – Vol. 188. – N 1–2. – P. 1–9.

8. Biostratigraphy and sedimentary settings of the Upper Bajocian–Lower Bathonian of the vicinity of Saratov (Central Russia) / V. Mitta, V. Kostyleva, O. Dzyuba et al. // N. Jb. Geol. Paläont. Abh. – 2014. – Vol. 271. – N 1. – P. 95–121.

9. Biostratigraphy and sedimentary settings of the Bajocian–Bathonian beds of the Izhma River basin (European North of Russia) / V. Mitta, L. Glinskikh, V. Kostyleva et al. // N. Jb. Geol. Paläont. Abh. – 2015. – Vol. 277. – N 3. – P. 307–335.

10. A late Middle Jurassic Boreal belemnite Cylindroteuthis from Central Japan and its paleobiogeographic implications / S. Sano, M. Goto, O. S. Dzyuba et al. // Mem. Fukui Pref. Dinosaur Mus. – 2010. – N 9. – P. 1–7.

REFERENCES

1. Problemy i perspektivy boreal'no–teticheskoj korreljatsii morskih srednejurskih otlozhenij Sibiri / O. S. Dzyuba, B. N. Shurygin, V. V. Mitta et al. // Interjekspo GEO–Sibir': XV Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija»: sb. materialov v 9 t., Novosibirsk, 24–26 apr. 2019 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. – 2019. – T. 2. – № 1. – S. 49–57.

2. Srednij kellovej Sibiri: ammonity i zonal'noe delenie / V. G. Knyazev, S. V. Meledina, A. S. Alifirov // Stratigrafija. Geol. korreljatsija. – 2020. – T. 28. – N 3. – S. 63–81.

3. Chekurovskaja svita (bat–kellovej) v stratotipe / S. V. Meledina, B. N. Shurygin, O. N. Zlobina et al. // Detal'naja stratigrafija i paleontologija jury i mela Sibiri. – Novosibirsk: Nauka, 1991. – S. 78–106.

4. Meledina S. V. Correlation of the Bajocian and Bathonian zones in light of new paleontological data // Stratigr. Geol. Correl. – 2014. – Vol. 22. – N 6. – P. 594–605.

5. Jurassic and Cretaceous stratigraphy of the Anabar area (Arctic Siberia, Laptev Sea coast) and the Boreal Zonal Standard / B. L. Nikitenko, B. N. Shurygin, S. V. Meledina et al. // Russ. Geol. Geophys. – 2013. – Vol. 54. – N 8. – P. 808–837.

6. Dzyuba O. S., de Lagausie B. New belemnites (Megateuthididae, Cylindroteuthididae)

from the Bajocian and Bathonian of the Yuryung–Tumus Peninsula, northern Siberia, Russia and their palaeobiogeographic implications // Paläont. Z. – 2018. – Vol. 92. – P. 87–105.

7. Lagausie B. de, Dzyuba O. S. Biostratigraphy of the Bajocian–Bathonian boundary interval in northern Siberia: new data on belemnites from the Yuryung–Tumus peninsula // Bull. Soc. géol. France. – 2017. – Vol. 188. – N 1–2. – P. 1–9.

8. Biostratigraphy and sedimentary settings of the Upper Bajocian–Lower Bathonian of the vicinity of Saratov (Central Russia) / V. Mitta, V. Kostyleva, O. Dzyuba et al. // N. Jb. Geol. Paläont. Abh. – 2014. – Vol. 271. – N 1. – P. 95–121.

9. Biostratigraphy and sedimentary settings of the Bajocian–Bathonian beds of the Izhma River basin (European North of Russia) / V. Mitta, L. Glinskikh, V. Kostyleva et al. // N. Jb. Geol. Paläont. Abh. – 2015. – Vol. 277. – N 3. – P. 307–335.

10. A late Middle Jurassic Boreal belemnite Cylindroteuthis from Central Japan and its paleobiogeographic implications / S. Sano, M. Goto, O. S. Dzyuba et al. // Mem. Fukui Pref. Dinosaur Mus. – 2010. – N 9. – P. 1–7.

© Е.С. Шамонин, О.С. Дзюба, В.Г. Князев, О.С. Урман, Б.Н. Шурыгин, Е.К. Метелкин, П.А. Ян, 2020

УДК 553.981/982 (571.3) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-028

КОМПЛЕКСНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЕРЕМИНСКО–ЧОНСКОГО ГИГАНТСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЛЕНО–ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ)

Георгий Георгиевич Шемин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, главный научный сотрудник, тел. (383) 330–28–91, e–mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

В статье доказывается, что открытые ранее месторождения нефти и газа в центральной наиболее приподнятой части Непско–Ботуобирской антеклизы являются составными элементами Еременско–Чонского гигантского газоконденсатнонефтяного месторождения. В его пределах выявлены сходные благоприятные тектонические, литолого–фациальные и геохимические условия для образования залежей нефти и газа.

Ключевые слова: месторождение, залежь, нефть, газ, конденсат, продуктивный пласт, коллектор, количественная оценка, категория запасов.

INTEGRATED SUBSTANTIATION OF THE EREMA–CHONA GIANT GAS–CONDENSATE–OIL FIELD (LENA–TUNGUSKA PETROLEUM PROVINCE)

Georgy G. Shemin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), chief researcher, tel.: (383) 330–28–91, e–mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

This paper provides compelling evidence for the previously discovered oil and gas fields in the central, most uplifted part of the Nepa–Botuoba anteclise, to be the constituent structural elements of the Erema–Chona giant gas–condensate–oil field. The revealed tectonic, lithological–facies, and geochemical affinities within its limits attest to equally favorable conditions for the formation of oil and gas accumulations.

Keywords: oilfield, oil/gas accumulation, oil, gas, condensate, producing horizon, reservoir, quantitative assessment, reserve category.

Введение

Прогнозируемое Еременско–Чонское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области и сопредельной территории Республики Саха (Якутия). В тектоническом отношении оно приурочено к центральной части Непско–Ботуобинской антеклизы. Согласно нефтегазогеологическому районированию находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Площадь его составляет 26,5 тыс. км^2. В настоящее время вся территория месторождения лицензирована.

Геологоразведочные работы на нефть и газ на территории Ереминско–Чонского месторождения (ЕЧМ) начались в 70–е годы прошлого столетия. В 1979 году на отмеченном объекте открыто первое крупное Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение, в котором залежи нефти и газа выявлены в продуктивных пластах $В_{13}$ и $В_{10}$. Несколько позже (1989–1991 годы) – Вакунайское и Тымпучиканское месторождения, содержащие залежи углеводородов (УВ) в вендских терригенных и в перекрывающих их верхневендско–нижнекембрийских карбонатных отложениях (продуктивные пласты $Б_{12–13}$, $Б_{10}$, $Б_5$, $Б_1$). В последние десятилетия на территории ЕЧМ открыты еще 8 месторождений нефти и газа. Все выше отмеченные месторождения, по мнению автора статьи, являются составными элементами прогнозируемого ЕЧМ.

За всю историю проведения геологоразведочных работ на территории этого месторождения выполнены значительные объемы сейсморазведки и пробурены около 200 глубоких скважин, причем основные объемы геологоразведочных работ проведены в юго–восточной и северо–восточной его частях, где открыты все выше отмеченные месторождения.

Следует отметить, что этот объект является единственным в южной наиболее изученной части Лено–Тунгусской нефтегазоносной провинции, в котором доказана промышленная нефтегазоносность всех продуктивных пластов вендско–нижнекембрийских отложений.

Тектонические, литолого–фациальные и геохимические условия образования Ереминско–Чонского месторождения.

Тектонические условия способствовали образованию ЕЧМ, поскольку его территория на протяжении позднего докембрия, фанерозоя и до настоящего времени являлась наиболее приподнятой частью Непско–Ботуобинской антеклизы, куда в течении всего этого времени практически непрерывно поступали УВ из смежных зон нефтегазообразования [1].

Литолого–фациальные условия образования ЕЧМ также были благоприятными. Во–первых, карбонатные продуктивные пласты, являющиеся основным вместилищем залежей нефти и газа, образованы в близких фациальных условиях – внутришельфовой отмели, органогенных банок – и представлены в основном органогенными разностями. Они преобразованы преимущественно процессами перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания, за счет проявления которых сформировались вторичные коллекторы. Во–вторых, отсутствие тирского флюидоупора, перекрывающего терригенные продуктивные пласты, обеспечило переток УВ из них в вышезалегающие коллекторы карбонатных пластов. В–третьих, сохранность залежей углеводородов всего вендско–нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса ЕЧМ обусловлена вышезалегающим верхнеусольским флюидоупором высокого качества [2–4].

Геохимические условия образования ЕЧМ также были благоприятными [5]. На протяжении всего фанерозойского периода осуществлялась латеральная и вертикальная миграция УВ из Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско–Ботуобинской антеклизы в пределы ЕЧМ, а с позднепротерозойско–мезозойского – и из южной части Тунгусской синеклизы.

Краткая характеристика продуктивных пластов и выявленных в них залежей углеводородов.

В пределах ЕЧМ, как уже отмечалось выше, выделены восемь продуктивных пластов: два из них ($В_{13}$, $В_{10}$) – в вендских терригенных и шесть ($Б_{12–13}$, $Б_5$, $Б_{3–4}$ и $Б_1$) – в верхневендско–нижнекембрийских карбонатных отложениях.

Наиболее перспективными продуктивными пластами для выявления новых залежей УВ в пределах ЕЧМ являются пласты $Б_{12–13}$ (преображенский и подстилающий его ербогаченский). Первый пользуется повсеместным распространением, второй развит лишь в окраинной северной части ЕЧМ. Эти пласты разделены маломощной карбонатной перемычкой, поэтому они

рассмотрены совместно. В них доказана промышленная нефтегазоносность на большей части изученной территории ЕЧМ (рис. 1). Подробная характеристика этих пластов приведена во многих работах [1–4].

Эти пласты в пределах ЕЧМ имеют органогенный состав с высокой степенью его преобразованности постседиментационными процессами, которые обеспечили почти повсеместное распространение коллекторов. Толщина их изменяется от 2–3 до 25 м, пористость – 7–20 % и проницаемость (0,25–300)•10^{-3} мкм^2.

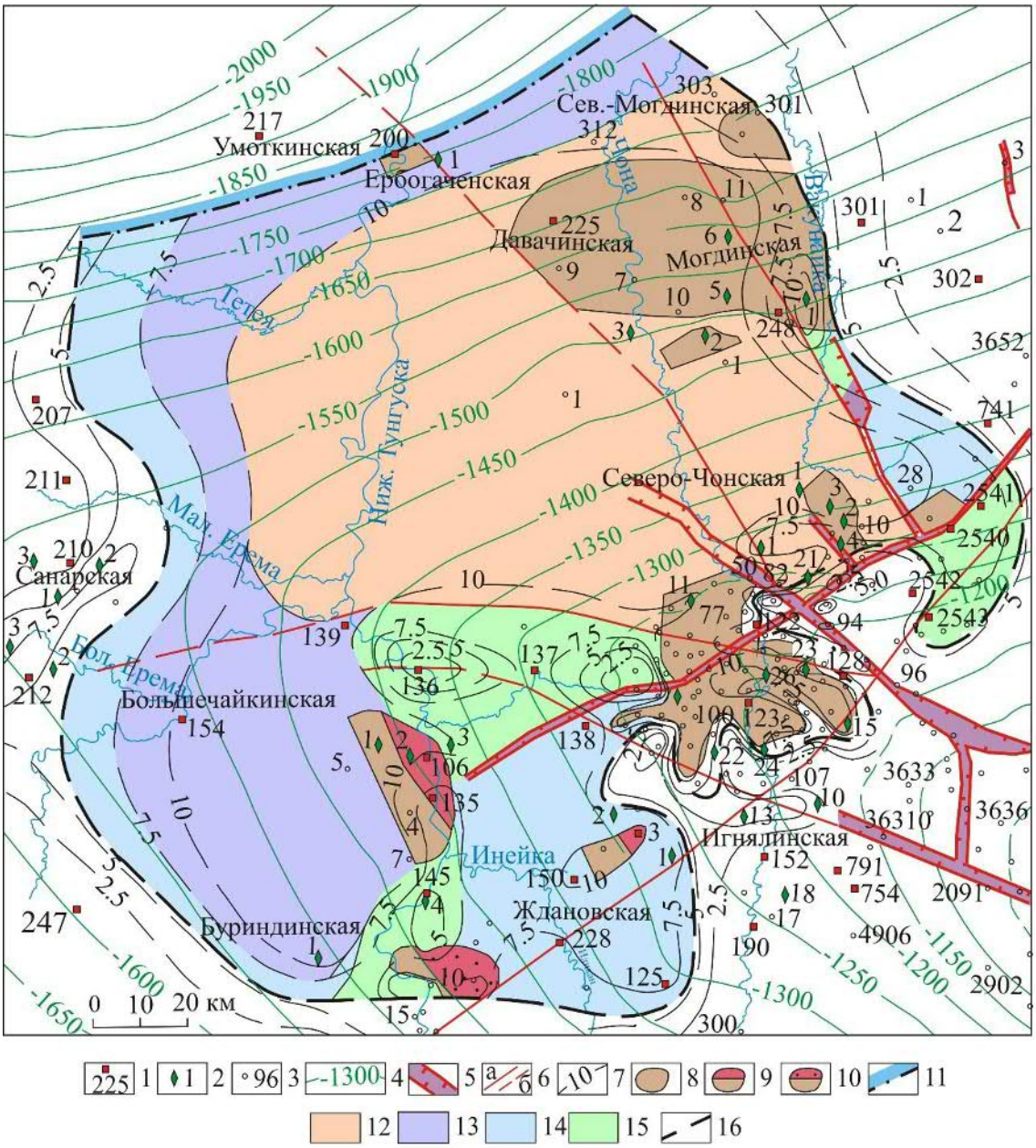
В этих пластах выявлены 10 залежей УВ от крупных до средних по запасам УВ (см. рис. 1). Типы залежей: литологические; литологические, участками ограниченные разрывными нарушениями; пластовые; нефтяные, газонефтяные и нефтегазоконденсатные.

Рассмотренные продуктивные пласты являются базовыми для выделения контура ЕЧМ. Его внешний контур соответствует изопахите коллекторов 5 м (см. рис. 1).

Продуктивный пласт $Б_5$ (усть–кутский пласт II) распространен повсеместно в пределах ЕЧМ, изменяясь в толщинах от 18 до 25 м. Представлен преимущественно доломитами, среди которых доминируют органогенные. Коллекторы имеют преимущественно очаговое распространение. Толщина их варьирует от 1–2 до 15 м. Открытая пористость изменяется от 7 до 20 %, проницаемость – (от 0,5 до 30)•10^{-3} мкм^2.

В этом пласте выявлены шесть нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей углеводородов, расположенных в наиболее изученной части ЕЧМ. Типы залежей: литологические, литологические с тектоническим ограничением, пластовые.

Продуктивные пласты $Б_{3–4}$ (усть–кутский пласт I) разделены маломощной перемычкой, поэтому рассмотрены совместно. Они имеют повсеместное распространение на территории ЕЧМ. Суммарная толщина их составляет 20–25 м. Представлены преимущественно микрофитолитовыми, органогенно–



1-3 скважины: 1 - параметрические, 2 - поисковые, 3 - разведочные; 4 - изогипсы кровли преображенского продуктивного пласта (пласт $Б_{12}$); 5 - микрограбены; 6 - основные разломы (а - достоверные, б - менее достоверные); 7 - изопахиты коллекторов; 8-10 - залежи углеводородов: 8 - нефтяные, 9 - газонефтяные, 10 - нефтегазоконденсатные; 11 - условный ВНК; 12-15 - плотности извлекаемых ресурсов углеводородов (тыс. т/км^2): 12 - 30-50, 13 - 20-30, 14 - 10-20, 15 - 5-10; 16 - контуры Еременско-Чонского месторождения.

Примечание. На этом рисунке раннее выделенные месторождения нефти и газа автором статьи переведены в ранг залежей углеводородов прогнозируемого им Еременско-Чонского месторождения.

Рис.1. Карта прогноза плотностей извлекаемых ресурсов углеводородов продуктивных пластов $Б_{12–13}$ Еременско–Чонского газоконденсатнонефтяного месторождения

Fig.1. Prediction map of recoverable hydrocarbon reserves concentration in producing horizon $B_{12–13}$ of the Erema–Chona giant gas–condensate–oil field

обломочными и хемогенными доломитами. Коллекторы в основном имеют очаговое распространение. Толщина их изменяется от 1–2 до 20 м. Открытая пористость изменяется от 7 до 20 %, проницаемость – (0,5–50)•10^{-3} мкм^2.

В пласте выявлены шесть нефтяных и газоконденсатных залежей, расположенных в наиболее изученной части ЕЧМ. Типы залежей – литологические, литологические с тектоническим ограничением, пластовые, средние и мелкие по запасам УВ.

Продуктивный пласт $Б_1$ (осинский) распространен повсеместно в пределах ЕЧМ. Толщина его изменяется от 40 до 70 м. Литологический состав и строение весьма разнообразные. В большинстве разрезов в его составе велика роль известняков водорослевых с прослоями органогенно–обломочных, оолитовых и хемогенных разностей. Породы пласта испытали интенсивную перекристаллизацию, выщелачивание, засолонение и окремнение. Коллекторы пласта имеют в основном очаговое распространение. Толщина их изменяется от нескольких до 35 м. Открытая пористость колеблется от 7 до 25 %, проницаемость – (от 0,5 до 160)•10^{-3} мкм^2.

В пласте выявлены пять нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых залежей. Типы залежей: литологические, литологические с тектоническим ограничением, пластовые.

Продуктивный пласт $В_{13}$ включает нижнюю преимущественно песчаную часть терригенных отложений венда. Он имеет ограниченное распространение, охватывая только юго–восточную часть ЕЧМ. Толщина пласта изменяется от нескольких до 25 м. Коллекторы развиты только в юго–восточной части ЕЧМ. Их толщина изменяется от 1–2 до 20 м, пористость – от 8 до 20 %, проницаемость – (5–400)•10^{-3} мкм^2.

В пласте выделены четыре нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи. Типы залежей: литологические, литологические с тектоническим ограничением, пластовые.

Продуктивный пласт $В_{10}$ залегает в средней части терригенных отложений венда и характеризуется повсеместным распространением в пределах ЕЧМ. Сложен преимущественно песчаными отложениями. Толщина его в юго–восточной части месторождения обычно изменяется от 10 до 25 м. На остальной большей части территории месторождения обычно не превышает 1–3 м. Коллекторы повсеместно распространены лишь в юго–восточной его части, где толщина их изменяется от 2–3 до 20 м. Пористость коллекторов изменяется от 8 до 25 %, проницаемость – (5–200)•10^{-3} мкм^2.

В пласте выявлены две нефтегазоконденсатные и одна нефтегазовая залежи, первые их них приурочены к литологическим ловушкам с тектоническим ограничением, а последняя – к литологической.

Дебиты нефти продуктивных пластов ЕЧМ изменяются от нескольких до 200 м^3/сут. Наибольшие их показатели получены из терригенных пластов. Дебиты нефти из карбонатного состава пластов, в связи с их пониженными фильтрационно–емкостными свойствами, характеризуются более низкими значениями, обычно от нескольких до 20–30 м^3/сутки. Лишь в некоторых залежах из одиночных скважин получены притоки нефти из карбонатных пластов соизмеримые с пластами терригенного венда. По мнению автора, при современных способах испытания карбонатных коллекторов, в горизонтальных стволах скважин с применением гидроразрывов, дебиты из них могут возрасти на порядок [4].

Результаты оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата Еременско–Чонского месторождения.

В настоящей сводке запасы нефти, газа и конденсата заимствованы из «Балансов запасов полезных ископаемых Российской Федерации» Сибирский федеральный округ. Ресурсы категорий $С_2$' продуктивных пластов $Б_{12–13}$ оценены автором объемным методом, а остальных пластов ЕЧМ геологическим способом по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади [6].

Суммарные извлекаемые запасы и ресурсы ЕЧМ составляют 3285,1 млн т, из них нефти – 1807 (54,9 %) млн т, газа – 1463 (44,5 %) млрд м^3 и конденсата – 15 (0,6 %) млн т. Накопленная добыча их соответственно равна: 40,2 (2,3 %) млн т, 5,6 (2,3 %) млрд м^3 и 0 (0 %) млн т. Извлекаемые запасы и ресурсы нефти по категориям А+Б+C_1, C_2 и C_2'D_1 соответственно равны: 194,9 (11,0 %), 616,6 (34,9 %) и 954,6 (54,1 %) млн т. Запасы и ресурсы газа по категориям А+В+C_1, C_2 и C_2'D_1 соответственно равны: 124,0 (8,5 %), 298,5 (20,5 %) и 1034,8 (71,0 %) млрд м^3.

Следует отметить, что извлекаемые запасы и ресурсы нефти продуктивных пластов верхневендско–нижнекембрийских карбонатного и продуктивных пластов вендского терригенного комплексов соответственно равны: 1483,7 (82,1 %) и 322,8 (17,9 %) млн т. Среди карбонатных пластов наибольшими извлекаемыми запасами и ресурсами нефти обладают пласты $Б_{12–13}$ – 888,3 млн т (59,9 %), а среди терригенных пластов – пласт $В_{13}$ – 167,4 млн т (51,8 %).

Плотность извлекаемых ресурсов УВ на месторождении составляет 127,8 тыс. т/км^2, из них нефти – 68,2 тыс. т/км^2 (53,4 %), газа – 55,3 млн м^3/км^2 (43,3 %) и конденсата – 4,3 тыс. т/км^2 (1,4 %). Наибольшие плотности извлекаемых ресурсов УВ прогнозируются в центральной и северо–восточной частях месторождения.

Заключение

Существующие многие определения понятий «месторождения нефти и газа» включают следующие важнейшие элементы: совокупность (группа) залежей нефти и газа или одна залежь; образования залежей контролируется общим элементом недр: структурного, литологического и стратиграфического характера. В некоторых определениях этого понятия имеются следующие дополнения: общность в системе их поиска, разведки и эксплуатации; общность условий формирования залежей нефти и газа и т.д.

Выделенное автором статьи Ереминско–Чонское газоконденсатнонефтяное месторождение в полном объеме соответствует выше отмеченному понятию месторождения нефти и газа. Это месторождение включает все залежи нефти и

газа карбонатных пластов венд–нижнекембрийского возраста, приуроченных к органогенному карбонатному телу, испытавшему процессы перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации, сформировавших вторичные коллектора. Это тело перекрыто усольским флюидоупором высокого качества, а залегающий в его подошве тирский флюидоупор на площади его распространения отсутствует. Поэтому в пределах контура месторождения осуществлялся переток углеводородов из терригенных отложений в вышезалегающие карбонатные.

Нижезалегающие песчаные пласты терригенного венда приурочены к зоне выклинивания коллекторов, расположенной в контуре выше отмеченного карбонатного органогенного тела. Следует отметить также, что все продуктивные пласты Еременско–Чонского месторождения сформировались в близких обстановках осадконакопления: аллювиальных равнин, временами заливавшихся морем, внутришельфовой отмели и органогенных банок.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект №18–05–70035).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско–Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: Изд–во СОРАН, 2007. – 467 с.
2. Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М., Ващенко В.А., Дорогиницкая Л.М., Ларичев А.И. Опорный разрез преображенского продуктивного горизонта вендско–нижнекембрийского карбонатного комплекса (Лено–Тунгусская провинция) // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53 (2). – С. 226–236.
3. Шемин Г.Г., Гурова Т.И., Ларичев А.И., Мигурский А.В. Тэтэйско–Чонская зона нефтенакопления северо–западной части Непско–Ботуобинской антеклизы – крупнейший объект по подготовке промышленных запасов нефти и газа в преображенском карбонатном горизонте // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск. СНИИГГиМС, 1991. – С. 81–95.
4. Шемин Г.Г. Еременско–Чонское скопление нефти в преображенском горизонте – крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, 2011. – 122 с.
5. Ларичев А.И., Чеканов В.И. Нефтегазогенерационный потенциал венд–кембрийских резервуаров Непско–Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий // Геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 26–33.
6. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата / ВНИГНИ. – М.: 200. – 189 с.

REFERENCES

1. Shemin G.G. Geologija i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembrija central'nyh rajonov Sibirskoj platformy (Nepsko–Botuobinskaja, Bajkitskaja anteklizy i Katangskaja sedlovina). – Novosibirsk: Izd–vo SORAN, 2007. – 467 s.

2. Shemin G.G., Chernova L.S., Potlova M.M., Vashhenko V.A., Doroginickaja L.M., Larichev A.I. Opornyj razrez preobrazhenskogo produktivnogo gorizonta vendsko–nizhnekembrijskogo karbonatnogo kompleksa (Leno–Tungusskaja provincija) // Geologija i geofizika. – 2012. – T. 53 (2). – S. 226–236.

3. Shemin G.G., Gurova T.I., Larichev A.I., Migurskij A.V. Tjetjejsko–Chonskaja zona neftenakoplenija severo–zapadnoj chasti Nepsko–Botuobinskoj anteklizy – krupnejshij ob#ekt po podgotovke promyshlennyh zapasov nefti i gaza v preobrazhenskom karbonatnom gorizonte // Stroenie i neftegazonosnost' karbonatnyh rezervuarov Sibirskoj platformy. – Novosibirsk. SNIIGGiMS, 1991. – S. 81–95.

4. Shemin G.G. Ereminsko–Chonskoe skoplenie nefti v preobrazhenskom gorizonte – krupnejshij ob#ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodorodnogo syr'ja v Vostochnoj Sibiri. – Novosibirsk: Izd–vo SO RAN, 2011. – 122 s.

5. Larichev A.I., Chekanov V.I. Neftegazogeneracionnyj potencial vend–kembrijskih rezervuarov Nepsko–Botuobinskoj anteklizy i prilegajushhih territorij // Geologija i geofizika. – 1987. – № 10. – S. 26–33.

6. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoj i jekonomicheskoj ocenke resursov nefti, gaza i kondensata / VNIGNI. – M.: 200. – 189 s.

© Г.Г. Шемин, 2020

УДК 553.981/982 (571.3) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-029

ХАРАКТЕРИСТИКА ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА, ВРЕМЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАПОЛНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДАМИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО–СИБИРСКОЙ НГП

Георгий Георгиевич Шемин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, главный научный сотрудник, тел. (383) 330–28–91, e–mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Наталья Владимировна Первухина
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 330–28–91, e–mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Валерий Иванович Москвин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383) 330–93–26, e–mail: MoskvinVI@ipgg.sbras.ru

Павел Андреевич Глазырин
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел. (383) 330–28–91, e–mail: GlazyrinPA@ipgg.sbras.ru

Впервые приведена комплексная характеристика ловушек нефти и газа юрских отложений северных и арктических районов Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотрены типы ловушек, их площади и амплитуды. Приведены результаты исследований по определению времени образования ловушек и заполнения их углеводородами.

Ключевые слова: ловушка, типы ловушек, время образования ловушек, время заполнения углеводородами.

CHARACTERIZATION OF OIL–AND–GAS TRAPS, TIME OF THEIR FORMATION AND FILLING–UP WITH HYDROCARBONS OF THE JURASSIC SEDIMENTS OF THE NORTHERN AND ARCTIC REGIONS OF THE WEST–SIBERIAN OIL–AND–GAS PROVINCE

Georgy G. Shemin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), chief researcher, tel.: (383) 330–28–91, e–mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Natal'ya V. Pervukhina
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Candidate of Sciences (Geology and Mineralogy), senior researcher, tel.: (383)335–64–20, e–mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Valeriy Moskvin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), leading researcher, tel.: (383)330–93–26, e–mail: MoskvinVI@ipgg.sbras.ru

Pavel A. Glazyrin
Novosibirsk State University (NSU), Pirogova str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia, student, tel.: (383) 330–28–91, e–mail: GlazyrinPA@ipgg.sbras.ru

An integrated characterization is made for the first time of oil–and–gas traps of the Jurassic sediments of the northern and arctic regions of the West–Siberian oil–and–gas province. Types of these traps, their areas and amplitudes are considered. The results are shown of studying the time of their formation and filling–up with hydrocarbons.

Keywords: trap, types of traps, time of traps' formation, time of filling–up with hydrocarbons.

Введение

Рассматриваемые в публикации юрские отложения пользуются повсеместным распространением в регионе. Степень изученности их сейсморазведкой и бурением достаточно высокая. В результате выполненных геолого–разведочных работ в них выявлено около 160 залежей углеводородов на 110 месторождениях. В настоящей работе впервые сделана попытка комплексного анализа ловушек нефти и газа юрских отложений рассматриваемого региона.

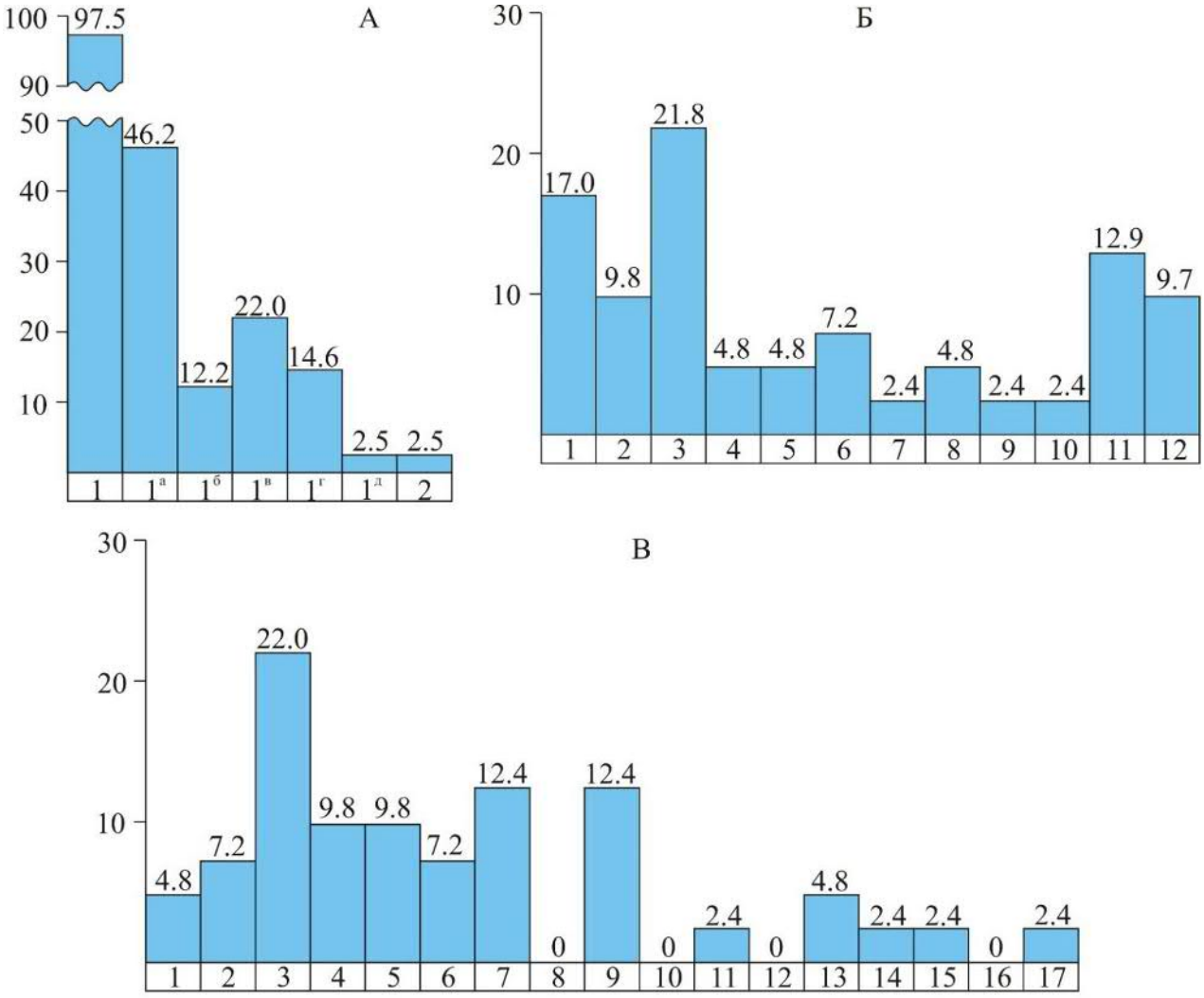
1. Типы ловушек нефти и газа, характеристика их площадей и амплитуд.

Под ловушкой нефти и газа авторы понимают «объем пород, могущий вместить нефть и газ вне зависимости от их формы и условий образования, но при наличии способности к аккумуляции и консервации нефти и газа в ней» [1]. Существуют различные классификации ловушек нефти и газа, разработанные А.А. Бакировым, Н.А. Еременко, Ф.Г. Гурари, В.Б. Олениным и другими исследователями. В статье используется классификация, предложенная В.Б. Леворсеном [2], который все ловушки разделил на три типа: структурные (антиклинальные), стратиграфические и комбинированные.

В настоящей публикации рассмотрены выделенные типы ловушек нефти и газа юрских отложений региона, их площади и амплитуды. В качестве исходного

фактического материала использовалась 41 ловушка наиболее изученных месторождений.

Результаты исследований приведены на рис. 1.



Типы и подтипы ловушек: 1 - антиклинальные, $1^{а}$ - антиклинальные, $1^{б}$ - антиклинальные, осложненные разломами, $1^{в}$ - антиклинальные с тектоническим экранированием, $1^{г}$ - антиклинальные с литологическим экранированием, $1^{д}$ - антиклинальные с тектоническим и литологическим экранированием, 2 - комбинированные.
Площади ловушек ($км^2$): 1 - до 50, 2 - 50-100, 3 - 100-150, 4 - 150-200, 5 - 200-250, 6 - 250-300, 7 - 300-350, 8 - 350-400, 9 - 400-450, 10 - 450-500, 11 - 500-1000, 12 - 1000-2000.
Амплитуды ловушек (м): 1 - до 20, 2 - 20-30, 3 - 30-40, 4 - 40-50, 5 - 50-60, 6 - 60-70, 7 - 70-80, 8 - 80-90, 9 - 90-100, 10 - 100-110, 11 - 110-120, 12 - 120-130, 13 - 130-140, 14 - 140-150, 15 - 150-200, 16 - 200-300, 17 - 300-400.

Рис. 1. Типы ловушек (А), характеристика их площадей (Б) и амплитуд (В) юрских отложений северных и арктических районов Западно–Сибирской НГП
Fig. 1. Types of traps (A), characteristics of their areas (Б) and amplitudes (B) of the Jurassic sediments of the northern and arctic regions of the West–Siberian oil–and–gas province

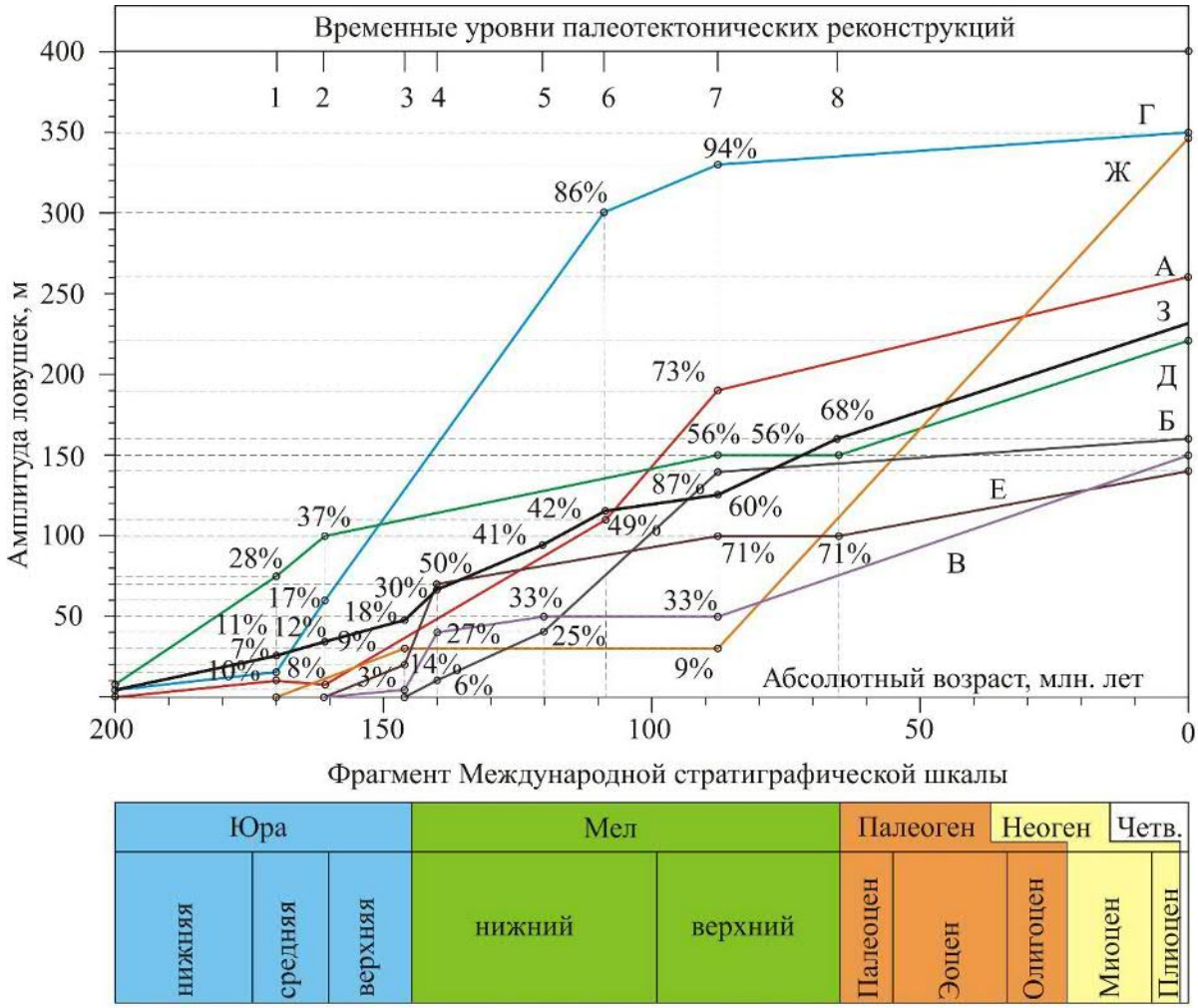
Площадь ловушек нефти и газа юрских отложений региона изменяется от 20–30 до 2000 км^2. 48.6 % ловушек имеют площади до 150 км^2, 25.0 % – от 450 до 2000 км^2, 16.8 % – от 150 до 300 км^2 и 9.6 % – от 300 до 450 км^2. Следовательно, с увеличением площади ловушек частота встречаемости их в юрских отложениях рассматриваемого региона уменьшается.

Амплитуда ловушек юрских отложений региона варьирует от 10–20 до 300–400 м, наиболее часто – от 30 до 40 м, реже – от 40 до 100 м, еще реже – от 100 до 400 м. В целом юрские отложения региона обычно имеют ловушки амплитудой 30–100 м.

2. Время формирования ловушек нефти и газа.

Время формирования антиклинальных ловушек месторождений нефти и газа в юрском комплексе северных и арктических районов Западно–Сибирской НГП в настоящее время изучено недостаточно, хотя в этом направлении много сделано [3; 4; 5]. В настоящей работе приведены результаты определения времени формирования антиклинальных ловушек нефти и газа следующих наиболее изученных месторождений: Бованенковского, Тазовского, Губкинского, Новопортовского, Уренгойского, Харампурского и Медвежьего с использованием метода изопахического треугольника по следующим временным уровням: кровле китербютской свиты (Бованенковское, Новопортовское, Уренгойское, Медвежье поднятия) и по кровле верхнетюменской подсвиты (Тазовское, Губкинское, Харампурское поднятия) на конец лайдинского, малышевского, васюганского, баженовского, мегионского, тапончинского, кузнецовского и ганькинского времени.

Согласно выполненных исследований антиклинальная ловушка Бованенковского месторождения, амплитуда которого составляет 260 м, начала формироваться в лайдинское время (конец аалена) (рис. 2). К концу позднекузнецовского времени (середина раннего коньяка) она находилась на стадии формирования. Ее амплитуда в то время составляла 190 м. Полностью ловушка была сформирована в более поздний период.



1-8 - временные уровни палеотектонических реконструкций: 1 - на конец лайдинского времени, 2 - на конец малышевского времени, 3 - на конец васюганского времени, 4 - на конец баженовского времени, 5 - на конец мегионского времени, 6 - на конец танопчинского времени, 7 - на конец кузнецовского времени, 8 - на конец ганькинского времени

Рис. 2. Графики роста амплитуд Бованенковской (А), Тазовской (Б), Губкинской (В), Новопортовской (Г), Уренгойской (Д), Харампурской (Е), Медвежьей (Ж) ловушек и средней амплитуды этих ловушек (З)
Fig. 2. Growth curves of the amplitudes for the Bovanenkovo (А), Tazovskoe (Б), Gubkinskoe (В), Novoportovskoye (Г), Urengoy (Д), Kharampurskoe (Е), Medvezh'e (Ж) traps and for the average amplitude of these traps (З)

Антиклинальная ловушка Тазовского месторождения по кровле малышевской свиты имеет амплитуду 210 м. Заложение ее, наиболее вероятно, началось в первой половине раннемеловой эпохи. На конец мегионского времени ее амплитуда составляла около 50 м. Основной рост ловушки происходил в

меловой период, на конец позднекузнецовского времени ее амплитуда составила 180 м.

Антиклинальная ловушка Губкинского месторождения по кровле васюганской свиты имеет амплитуду 90 м. Она, предположительно, начала формироваться в раннеюрскую эпоху. На конец позднекузнецовского времени она имела амплитуду около 40 м. В позднемеловую эпоху и кайнозойскую эру завершилось формирование этой ловушки.

Антиклинальная ловушка Новопортовского месторождения по кровле китербютской свиты имеет амплитуду 350 м. К концу малышевского времени (поздний бат) ее амплитуда составляла лишь 60 м, а в танопчинское время (конец апта) она начала приобретать современные очертания; ее амплитуда достигла до 300 м. На конец кузнецовкого времени (середина раннего коньяка) эта ловушка имела современное очертания. Ее амплитуда составляла 330 м.

Антиклинальная ловушка Уренгойского месторождения по кровле тюменской свиты имеет амплитуду 270 м. В китербютское время ее амплитуда составляла 75 м, а в малышевское – 100 м. К концу мелового периода ее амплитуда составляла 150 м. Окончательное формирование ловушки Новопортовского месторождения произошло в кайнозойскую эру.

Антиклинальная ловушка Харампурского месторождения по кровле тюменской свиты составляет 150 м. Начало формирования ее, по–видимому, произошло в раннеюрскую эпоху. К концу баженовского время амплитуда ее достигла 75 м, а к концу позднекузнецовского – 110 м. Окончательно она сформировалась в кайнозойское время.

Следовательно, большинство рассмотренных ловушек имело длительную историю развития. Образование Бованенковской, Уренгойской и Новопортовской ловушек началось в раннеюрскую эпоху, к концу позднекузнецовского времени их амплитуды составляли 70, 66 и 85 % от современных соответственно. Тазовская, Губкинская и Харампурская ловушки предположительно также начали формироваться в раннеюрскую эпоху. Первая

сформировалось главным образом в меловом периоде, ее амплитуда на конец позднекузнецовского времени составляла 87 % от современной. Харампурская ловушка, по–видимому, также развивался постепенно и унаследованно, к концу позднекузнецовского времени ее амплитуда составляла 71 % от современной. Амплитуда Губкинской ловушки на конец позднекузнецовского времени составляла 43 %, наиболее интенсивно поднятие развивалось в позднемеловую эпоху и кайнозое.

История формирования Медвежьей ловушки несколько иная: она была образована позднее, в палеоген–четвертичный периоды. Новейший этап тектогенеза для нее был основным периодом роста (прирост амплитуды составил 91% от современной).

3. Время формирования залежей нефти и газа.

По мнению большинства исследователей, залежи нефти и газа в юрских отложениях Западно–Сибирской НГП сформировались в период от позднего мела до настоящего времени, причем основной период их формирования осуществлен в кайнозое [6; 7].

Авторами статьи время формирования залежей нефти и газа в юрских отложениях рассматриваемого региона определено на базе выше изложенного анализа времени формирования их ловушек и геологического моделирования истории процессов нафтидогенеза Западно–Сибирской НГП, изложенной в работах А.Э. Конторовича с соавторами [7]. Результаты этого анализа позволяют уточнить начало формирования залежей углеводородов в юрских отложениях рассматриваемого региона. Они свидетельствуют о том, что уже в раннемеловую эпоху у большинства рассмотренных выше ловушек (кроме Медвежьей) величины амплитуд составляли 45–60 % от современных. Исключением являлась лишь ловушка Медвежьего месторождения, которая, как уже отмечалось выше, сформировалась в палеоген–четвертичный период.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (проект №19–17–00091) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект №18–05–70035).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геологический словарь: в 2–х томах / Под редакцией К. Н. Паффенгольца и др. – М.: Недра, 1978.
2. Леворсен А. Геология нефти и газа // Науки о Земле, т. 22. – Изд–во Мир, 1970. – 640 с.
3. Бочкарев В. С., Брехунцов А. М., Нестеров И. И., Нечипорук Л. А., Огнев Д. А., Лукомская К. Г., Алейников Е. В. Тектоника и размещение залежей УВ мезозойско–кайнозойских отложений Западно–Сибирской геосинеклизы // Горные ведомости. – 2013. – №6. – С. 6–24.
4. Тимурзиев А. И. Закономерности пространственно–стратиграфического распределения залежей нефти и газа Западно–Сибирской НГП на основе представления об их глубинном генезисе, молодом возрасте и новейшем времени формирования // Горные ведомости. – 2014. – №5. – С. 24–26.
5. Черданцев С. Г., Огнев Д. А, Кириченко Н. В. Неотектоника севера Западно–Сибирского региона // Горные ведомости. – 2013 – №9. – С. 64–73.
6. Киров В. А. К методике определения времени формирования залежей газа // Геология нефти и газа. – 1964. – №11. – С.62–64.
7. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б. Историко–геологические моделирование процесса нафтидогенеза в мезозойско–кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 (8). – С. 1179–1226.

REFERENCES

1. Geologicheskij slovar': v 2–h tomah / Pod redakciej K. N. Paffengol'ca i dr. – M.: Nedra. 1978.
2. Levorsen A. Geologija nefti i gaza // Nauki o Zemle, t. 22. – Izd–vo Mir, 1970. – 640 s.
3. Bochkarev V. S., Brehuncov A. M., Nesterov I. I., Nechiporuk L. A., Ognev D. A., Lukomskaja K. G., Alejnikov E. V. Tektonika i razmeshhenie zalezhej UV mezozojsko–kajnozojskih otlozhenij Zapadno–Sibirskoj geosineklizy // Gornye vedomosti. – 2013. – №6. – S. 6–24.
4. Timurziev A. I. Zakonomernosti prostranstvenno–stratigraficheskogo raspredelenija zalezhej nefti i gaza Zapadno–Sibirskoj NGP na osnove predstavlenija ob ih glubinnom genezise, molodom vozraste i novejshem vremeni formirovanija // Gornye vedomosti. – 2014. – №5. – S. 24–26.
5. Cherdancev S. G., Ognev D. A, Kirichenko N. V. Neotektonika severa Zapadno–Sibirskogo regiona // Gornye vedomosti. – 2013 – №9. – S. 64–73.
6. Kirov V. A. K metodike opredelenija vremeni formirovanija zalezhej gaza // Geologija nefti i gaza. – 1964. – №11. – S.62–64.
7. Kontorovich A. Je., Burshtejn L. M., Malyshev N. A., Safronov P. I., Gus'kov S. A., Ershov S. V., Kazanenkov V. A., Kim N. S., Kontorovich V. A., Kostyreva E. A., Melenevskij V. N., Livshic V. R., Poljakov A. A., Skvorcov M. B. Istoriko–geologicheskie modelirovanie processa naftidogeneza v mezozojsko–kajnozojskom osadochnom bassejne Karskogo morja (bassejnovoe modelirovanie) // Geologija i geofizika. – 2013. – T. 54 (8). – S. 1179–1226.

© Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина, В. И. Москвин, П. А. Глазырин, 2020

Секция 2. Геологическое, геофизическое и геохимическое обеспечение поиска и разведки полезных ископаемых. Геотехнологии. Геоэкология

УДК 621.039.9 (571.56) doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-030

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД ОБЪЕКТА «КРИСТАЛЛ» И СОДЕРЖАНИЕ В НИХ УРАНА В 2019 Г

Светлана Юрьевна Артамонова
Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 333–27–92, e–mail: artam@igm.nsc.ru

Владислав Егорович Ушницкий
Министерство экологии, природопользования и лесного хозяйства Республики Саха (Якутия), 677000, Россия, Якутск, ул. Дзержинского 3/1, главный специалист, e–mail: ushnitski@mail.ru

Дмитрий Юрьевич Троицкий
Институт неорганической химии им. А.В. Николаева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Лаврентьева, 3, ведущий инженер, тел. (383) 330–69–65, e–mail: dmitroitsk@ngs.ru

Ольга Васильевна Шуваева
Институт неорганической химии им. А.В. Николаева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Лаврентьева, 3, доктор химических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 330–12–59, e–mail: olga@niic.nsc.ru

Евгения Валерьевна Полякова
Институт неорганической химии им. А.В. Николаева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Лаврентьева, 3, кандидат химических наук, научный сотрудник, тел. (383) 330–12–59, e–mail: e.polyakova.niic@gmail.com

Обсуждается химический состав поверхностных и грунтовых вод объекта подземного ядерного взрыва «Кристалл» и содержание в них урана в 2019 г. В работе привлекались методы масс–спектрометрии на индуктивно–связанной плазме, атомно–эмиссионной спектрометрии, капиллярного электрофореза и титриметрии. Положительная корреляционная связь концентрации урана и сульфатов, по–видимому, свидетельствует о размыве продуктов разрушения цемента, использованного при забивке боевой скважины.

Ключевые слова: поверхностные воды, уран, мирный подземный ядерный взрыв (ПЯВ), Якутия

CHEMICAL COMPOSITION OF SURFACE WATER OF THE “CRYSTAL” SITE AND URANIUM CONTENT IN IT IN 2019

Svetlana Yu. Artamonova
V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., Senior researcher, phone: (383)333–27–92, e–mail: artam@igm.nsc.ru

Vladislav E.Ushnitskii
Ministry of Ecology, Nature management and Forestry of the Sakha Republic (Yakutia), 67700, Russia, Yakutsk, 31/1 Dzerzhinskogo, 3/1, Senior specialist, e–mail: ushnitski@mail.ru

Dmitrii Yu. Troitsky
A.V. Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Lavrent'ev Prospect, Senior engineer, phone: (383) 330–69–65, e–mail: dmitroitsk@ngs.ru

Olga V. Shuvaeva
A.V. Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Lavrent'ev Prospect, D. Sc., Senior researcher, phone: (383) 330–12–59, e–mail: olga@niic.nsc.ru

Evgeniya V. Polyakova
A.V. Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Lavrent'ev Prospect, PhD, Researcher, phone: (383) 330–12–59, e–mail: e.polyakova.niic@gmail.com

The chemical composition of surface and ground water of the site of the underground nuclear explosion "Crystal" in 2019 is discussed. Methods of atomic emission spectrometry, titrimetry and capillary electrophoresis are used in the work. The content of uranium is determined by mass–spectrometry on inductively coupled plasma. The direct correlation between contents of uranium and sulphates anions probably indicates of degradation of the cement filling of the emplacement hole.

Key words: surface water, uranium, peaceful underground nuclear explosion (PUNE), Yakutia

Введение

С 1965 г. по 1988 г. в рамках государственной программы СССР № 7 «Ядерные взрывы для народного хозяйства» было проведено 124 мирных подземных ядерных взрыва (ПЯВ) общей мощностью 1783.7 кт в тротиловом эквиваленте, на территории России – 85 ПЯВ [1]. Подобные эксперименты проводились в США, Франции и других странах. В России объекты ПЯВ стали доступны для широкой научной общественности с 1990–х годов после их рассекречивания [2–4].

Единственный в СССР подземный ядерный взрыв (ПЯВ) на рыхление «Кристалл» мощностью 1.7 кт в тротиловом эквиваленте был произведен 2 октября 1974 г. на глубине 98 м в мерзлых породах в 6.7 км от г. Удачный (Западная Якутия). Навал вокруг устья боевой скважины в 1992 г. был засыпан обломочным материалом, в 2007 г. проведена дополнительная досыпка, тем

самым была сформирована насыпь – саркофаг диаметром 260 м и высотой до 20 м. Площадка вокруг саркофага размером 430 х 330 м была обнесена забором.

Район относится к Якутской алмазоносной провинции на Сибирской платформе, где ведется активная добыча алмазов. Верхняя часть геологического разреза сложена доломитами, известняками и их глинистыми разностями кембрийского возраста, которые прорывают кимберлитовые трубки. Район расположен в зоне распространения высокоминерализованных подземных рассолов Сибирской платформы. Близость от г. Удачный и активная горнодобыча делают особо актуальным изучение объекта ПЯВ «Кристалл», что стало основанием его выбора для наших исследований.

В 2008 г. с применением зондирования методом становления ближнего поля на глубине 100 – 300 м под саркофагом «Кристалла» была выявлена локальная геоэлектрическая аномалия, которая, как мы тогда предполагали, была связана с подъемом по ослабленной взрывом зоне напорных высокоминерализованных подземных рассолов, распространенных в верхней части геологического разреза района [5]. Радиоэкогеохимическое изучение показало наличие техногенных радионуклидов в солоноватых хлоридных, хлоридно–сульфатных водах, вытекающих из–под саркофага [6, 7]. При этом содержание урана в этих водах еще не обсуждалось, между тем данные об этом радионуклиде могут обогатить наше представление о геотехногенной системе «центр взрыва – вмещающая геологическая среда – поверхность Земли». Известно, что уран или его изотопы могли входить в состав ядерного взрывного устройства [1]. В связи с этим была поставлена цель определить содержание урана в пробах поверхностных вод объекта ПЯВ «Кристалл».

Методы и материалы

В сентябре 2019 г. отобраны 11 проб поверхностных вод на площадке ПЯВ «Кристалл»: из ручейков, вытекающих из–под саркофага, из мелких

термокарстовых водоемов вокруг саркофага и 2 пробы грунтовых вод сезонно–талого слоя из наблюдательных скважин с глубины примерно 0,5 м (рис.1).

Дополнительно отобрано 11 проб из местных водотоков: р. Далдын, Сытыкан, Улахан–Бысыттах на расстоянии от 350 м до 15 км от объекта ПЯВ «Кристалл». В качестве фоновой выбрана точка пробоотбора на р. Далдын в 12 км выше по течению от г. Удачный и участков промышленного освоения недр.

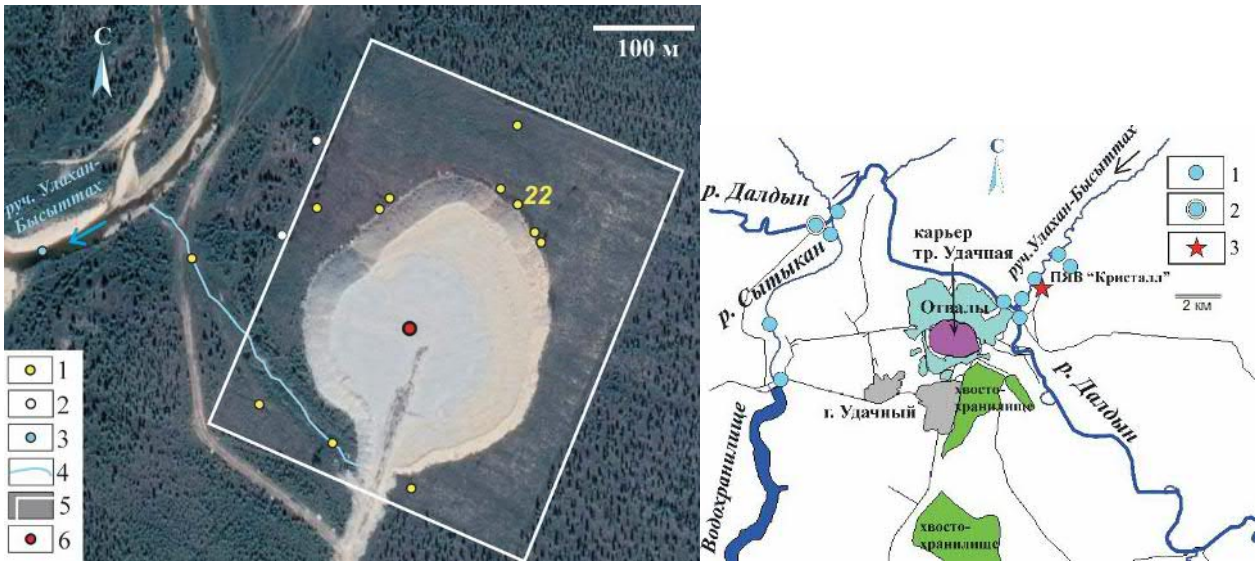


Рис. 1. Схема отбора водных проб на площадке ПЯВ «Кристалл» (а) и из местных рек (в) в 2019 г. Условные обозначения: а) 1 – поверхностные воды, 2 – грунтовые воды из скважин, 3 – проба из р. Улахан–Бысыттах, 4 – ручеек без названия, 5 – забор, 6 – столб –репер над устьем боевой скважины; в) 1 – точка отбора на реке, 2 – фоновая точка, 3 – объект ПЯВ «Кристалл»

Fig. 1. Scheme of water sampling points on the site of the PUNE “Crystal” (a) and in local rivers (b) in 2019. Legend: a) 1 – surface water, 2 – ground water, 3 – river Ulakhan–Bysyttakh, 4 – unnamed small stream, 5 – paling, 6 – the pole under emplacement hole collar; b) 1 – sampling point in rivers, 2 – the background point, 3 – the site of PUNE “Crystal”

Пробы воды отбирали в пластиковые бутылки объемом 1 л после их 3–кратного споласкивания опробуемой водой, фильтрование через бумажный фильтр «синяя лента» проводили в день отбора. Для определения содержания микроэлементов часть пробы отливалась в пробирку объемом 50 мл и консервировалась добавлением концентрированной азотной кислоты из расчета

4 мл на 1 л. Пробирка предварительно промывалась дистиллированной водой, трехкратно споласкивалась фильтратом. Пробы воды хранились в холодильнике.

В лабораторных условиях концентрации хлорид–, сульфат–, нитрит–, нитрат–, фосфат– и фторид– ионов определялись с применением метода капиллярного зонного электрофореза на системе «Капель 103Р» (НПФ «Люмэкс, РФ). Бикарбонаты определялись титриметрическим методом. Для определения содержаний в водах катионов кальция, магния, калия, натрия, лития были оптимизированы условия проведения анализа методами атомно–эмиссионной спектрометрии с микроволновой плазмой на спектрометре 4100 MP–AES (Agilent Technologies, США). Содержание U, Br и ряда микроэлементов определяли масс–спектрометрическим методом с индуктивно–связанной плазмой на приборе Agilent 8800 с тройным квадруполем (Agilent Technologies, США). Для устранения интерференций на массу ^{238}U применяли реакционно–столкновительную ячейку с опционным газом гелием. При указанных условиях, предел обнаружений урана в анализируемом растворе составляет 3 нг/л. Содержание Br определяли по стабильному изотопу ^{81}Br, при этом для устранения интерференций, вызванных полиатомными ионами, использовали реакционно–столкновительную ячейку с кислородом в качестве реакционного газа.

Результаты химического анализа соответствуют требованиям количественного анализа. Относительная погрешность значений не превышает 20 %.

Результаты

Выявлено, что поверхностные и грунтовые воды площадки ПЯВ «Кристалл» – солоноватые: их средняя минерализация составляет 1,75 г/л и 2 г/л соответственно, что в 5–5.5 раз выше минерализации местной речной воды (рис. 2). По составу эти воды (1 – поверхностные, 2 – грунтовые) относятся к хлоридно–гидрокарбонатно–сульфатному классу магниево–кальциевому типу с

щелочной реакцией среды, за исключением одной пробы поверхностных вод № 22:

$$1.8\ г/л\ \ SO_4^{2-}\ 69\ HCO_3^-\ 24\ Cl^-\ 7\_\_\_\_\_\ pH\ 7.85 \quad (1)$$
$$Ca^{2+}44\ Mg^{2+}39\ K^+9.8\ Na^+6.8\ Li^+0.3$$

$$2.0\ г/л\ \ SO_4^{2-}\ 74\ HCO_3^-\ 17\ Cl^-\ 9\_\_\_\_\_\ pH\ 8.1 \quad (2)$$
$$Ca^{2+}48\ Mg^{2+}39\ Na^+9.8\ K^+2.7\ Li^+0.2$$

Особняком выделяется химический состав пробы № 22, отобранной на северном подножье саркофага (3):

$$1.4\ г/л\ \ Cl^-\ 42.5\ HCO_3^-\ 41.5\ \_\ SO_4^{2-}\ 16\ \_\_\_\_\_\ pH\ 8.0 \quad (3)$$
$$Ca^{2+}50\ Mg^{2+}37\ Na^+9.0\ K^+3.4\ Li^+0.1$$

Состав водной пробы №22 относится к сульфатно–гидрокарбонатно–хлоридному классу магниево–кальциевого типа с концентрацией хлоридов в 240 мг/л, тогда как в других пробах площадки ПЯВ «Кристалл» концентрация хлоридов не превышает 130 мг/л (рис. 3).

Речная вода – пресная гидрокарбонатная кальциево–магниевая щелочная со средними pH 8.3 и минерализацией 360 мг/л, доли Ca^{2+} и Mg^{2+} равны между собой и в среднем составляют по 45 мг–экв. % (4):

$$360\ мг/л\ \ HCO_3^-\ 82.5\ SO_4^{2-}\ 9.2\ Cl^-\ 8.3\ \_\_\_\_\_\ pH\ 8.3 \quad (4)$$
$$Ca^{2+}45\ Mg^{2+}45\ Na^+\ 8\ K^+1.9\ Li^+0.1$$

Основное различие в анионном составе водных проб заключено в доминировании гидрокарбонатов в природных речных водах (82.5 мг–экв. %) и сульфат–ионов в поверхностных и грунтовых водах площадки ПЯВ «Кристалл» (69 и 74 мг–экв. % соответственно), за исключением одной пробы № 22, в которой значительную долю занимают хлориды – 42.5 мг–экв. %. При этом в речной воде и водных пробах площадки «Кристалл» содержание гидрокарбонатов практически одинаково: их средняя концентрации составляет 240 мг/л и 290 мг/л соответственно. Различие в анионном составе формируются

именно за счет появления дополнительного количества анионов SO_4^{2-} и Cl^- в поверхностных и грунтовых водах площадки ПЯВ «Кристалл».

В речной воде средняя концентрация Cl^- составляет всего 14 мг/л. В водных пробах площадки «Кристалл» концентрации Cl, даже без учета пробы № 22 (в которой концентрация хлоридов – 240 мг/л) в 4 раза, Br в 7 раз, Sr в 8 раз выше, чем в речной воде (рис. 2, 4). В пробах воды площадки «Кристалл» средняя концентрация Br составляет 6900 мкг/л, Sr – 3700 мкг/л (рис. 4).

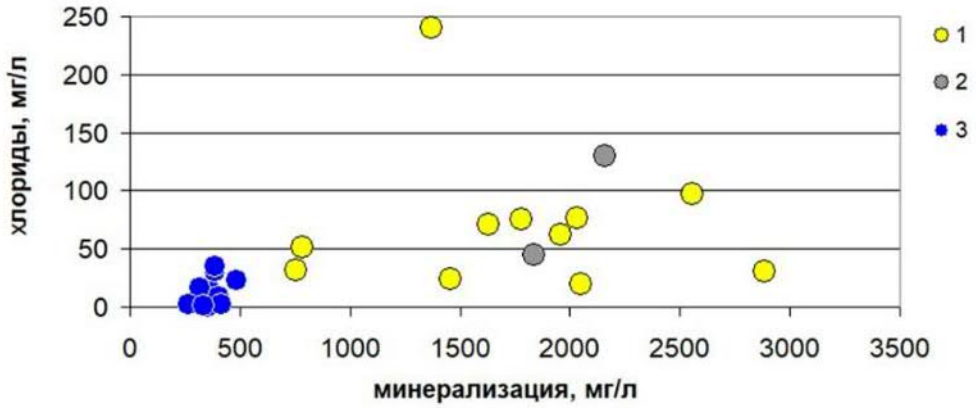


Рис. 2. Минерализация (мг/л) и содержание Cl^- (мг/л) в пробах воды. Условные обозначения: 1 – поверхностные воды и 2 – грунтовые воды площадки ПЯВ «Кристалл»; 3 – речная вода

Fig. 2. Mineralization (mg/l) and Cl^- concentration (mg/l) in water samples. Legend: 1 – surface water and 2 – ground water of the site of the PUNE “Crystal”; 3 – river water

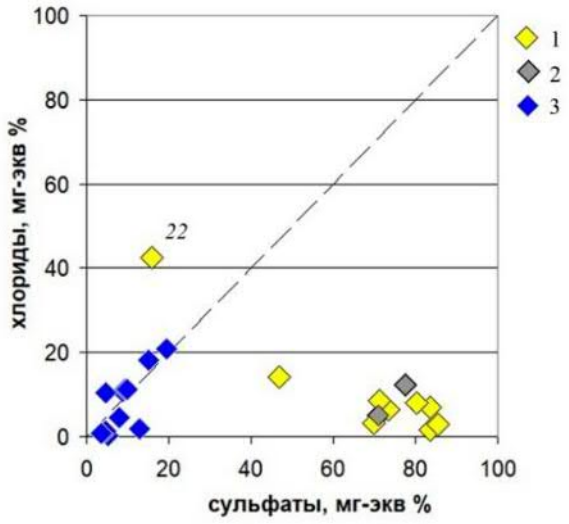


Рис. 3. Анионный состав (%–экв.) водных проб. Условные обозначения: 1 – поверхностные воды и 2 – грунтовые воды площадки ПЯВ «Кристалл»; 3 – местная речная вода

Fig. 3. Anionic system (%–equiv.) of the water samples. Legend: 1 – surface water and 2 – ground water of the site of the PUNE “Crystal”; 3 – river water

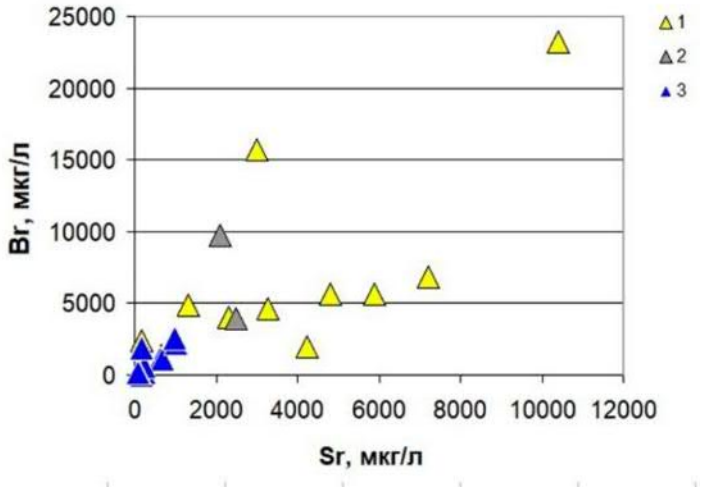


Рис. 4. Содержание Br и Sr (мкг/л) в водных пробах. Условные обозначения: 1 – поверхностные воды и 2 – грунтовые воды площадки ПЯВ «Кристалл»; 3 – местная речная вода

Fig. 4. Content of Br and Sr (mkg/l) in the water samples. Legend: 1 – surface water and 2 – ground water of the site of the PUNE “Crystal”; 3 – river water

Концентрация урана в речной воде района невысокая и в среднем составляет всего 0.34 мкг/л при диапазоне значений от 0.14 до 0.58 мкг/л. В водных пробах площадки «Кристалл» концентрация урана в 9.4 раза больше, чем в местной речной воде: в грунтовых водах 0.53 мкг/л, в поверхностных водах – 3.72 мкг/л при диапазоне от 0.33 до 11.6 мкг/л (рис. 5).

Обсуждение

На подстилающих карбонатных породах закономерно формирование щелочных, умеренно жестких гидрокарбонатных поверхностных вод, что мы и наблюдаем в речной воде района. Как показали анализы, состав вод площадки ПЯВ «Кристалл» не отвечает подобным ожиданиям, у них – необычный состав.

Во–первых, в поверхностных водах площадки ПЯВ «Кристалл» видим повышенные содержания хлоридов, Br, Sr. Коэффициент корреляции между концентрациями Cl^- и Br в водных пробах площадки ПЯВ «Кристалл» составил

0.86, между Br и Sr – 0.77. Повышенные содержания хлоридов в поверхностных водах площадки ПЯВ «Кристалл» отмечались и ранее – в 2008 г. [6]. Нужно отметить, что грунтовые воды, отобранные из сезонно–талого слоя с глубины примерно 0.5 м в двух наблюдательных скважинах, не отличаются от состава поверхностных вод площадки ни по минерализации, ни по содержанию основных ионов и химических элементов, что указывает на их тесную связь с поверхностными водами (рис. 2–4). Как уже отмечали выше, район изучения расположен в зоны распространения напорных высокоминерализованных подземных рассолов Сибирской платформы, которым свойственны высокие содержания ряда элементов, в том числе Br, Sr [8–10]. Следовательно, появление хлоридов, Br, Sr в поверхностных водах площадки ПЯВ «Кристалл» является признаком выхода подземных рассолов на площадке. Наиболее ярко влияние подземных рассолов отразилось в пробе № 22 – в ней максимальная концентрация хлоридов – 240 мг/л и эти воды отнесены к сульфатно–гидрокарбонатно–хлоридному классу (см. рис.2–3).

Во–вторых, в водных пробах площадки ПЯВ «Кристалл» 2019 г. преобладают сульфат–анионы: их средняя доля в грунтовых водах – 74 мг–экв. %, в поверхностных водах без учета пробы № 22 – 69 мг–экв. %. Сульфаты и ранее фиксировались нами в пробах воды площадки ПЯВ «Кристалл», но ранее они не были преобладающим анионом. Вопрос об их источнике остается пока открытым.

В–третьих, в пробах по сравнению с речной водой в 9 раз больше содержание урана. В пробах из скважин и трех пробах, отобранных с восточной стороны от саркофага, по–видимому, разбавляемых склоновыми поверхностными водами первую очередь было сделано предположение, что уран связан с подземными рассолами, просачивающимися из недр.

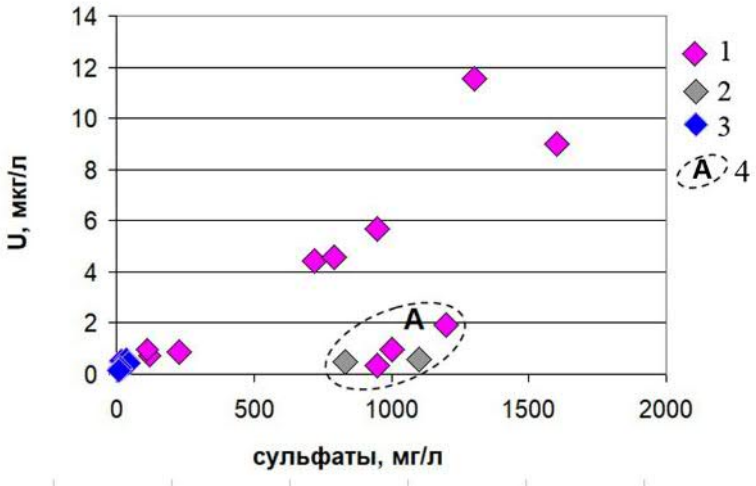


Рис. 5. Содержание U (мкг/л) в водных пробах. Условные обозначения: 1 – поверхностные воды и 2 – грунтовые воды площадки ПЯВ «Кристалл»; 3 – местная речная вода, 4 – поле А проб с восточного подножья саркофага и скважин

Fig. 5. Content of U (mkg/l) in the water samples. Legend: 1 – surface water and 2 – ground water of the site of the PUNE “Crystal”; 3 – river water, 4 – the field A of samples from eastern foot of the sarcofage and two wells (from the 1 m of depth)

Корреляционный анализ проб площадки ПЯВ «Кристалл» показал положительную связь концентрации U и сульфат–ионов с коэффициентом корреляции R = 0.57 при отсутствии какой–либо другой зависимости U с другими показателями химического состава. При исключении проб поля А (см. рис. 5) с низким содержанием U, коэффициент корреляции составляет уже R = 0.93. При этом отметим, коэффициент корреляции содержания U с концентрацией гидрокарбонатов и хлоридов составляет –0.04 и –0.27. При исключении из расчетов проб поля А, коэффициенты корреляции становятся более определенно отрицательными: –0.37 и –0.48 соответственно. Таким образом, содержание урана в поверхностных водах площадки ПЯВ «Кристалл» связан с сульфатами, у них, по–видимому, один источник. При обустройстве боевой скважины цементировали заколонное пространство и создавали цементные пробки в стволе боевой скважины. По– видимому, сульфаты являются одним из основных продуктов разрушения этого цемента, с которыми на поверхность поступает уран техногенного происхождения. Уран мог использоваться в конструкции ядерного устройства, как технический компонент

оболочки, так и присутствовать в самом ядерном материале. Определение изотопного состава урана могло бы внести большую ясность в этом вопросе.

Концентрации U в пробах поля А, предположительно, могли снизиться в силу: 1) оседания урана на мелких глинистых частицах грунта в процессе просачивании поверхностных вод в грунты при сохранении повышенных концентраций сульфатов в воде (в 2–х пробах грунтовых вод, отобранных с глубины примерно 1 м сезонно–талого слоя); 2) разбавления концентрация урана и оседания урана под влиянием поверхностного склонового стока (в 3–х пробах, отобранных с восточного подножья саркофага).

Заключение

1. Поверхностные воды площадки ПЯВ «Кристалл» по химическому составу существенно отличаются от местных природных вод – пресных гидрокарбонатных кальциево–магниевых, сформированных на подстилающих карбонатных горных породах, представленных доломитами, известняками и их глинистыми разностями. Поверхностные воды площадки ПЯВ «Кристалл» – солоноватые, от хлоридно–гидрокарбонатно–сульфатных до сульфатно–гидрокарбонатно–хлоридных, магниево–кальциевые, в них хлоридов больше в 4 раза, Br – в 7 раз, Sr – в 8 раз по сравнению с речной водой района. Повышенные концентрации Cl^- , Br, Sr указывают на просачивание по ослабленной зоне вокруг боевой скважины из недр на поверхность Земли напорных подземных рассолов, распространенных под многолетнемерзлыми породами.

2. В пределах площадки ПЯВ «Кристалл», помимо выхода подземных рассолов, есть все признаки поступления техногенных стоков, содержащих сульфаты и уран, между которыми выявлена положительная корреляционная связь. Источником сульфатов могут быть продукты разрушения остатков цемента, использованного при забивке боевой скважины и ее заколонного пространства. Предполагается, что источником урана могут быть остатки ядерного–взрывного устройства. Изотопные исследования урана могли бы внести большую ясность в этом вопросе.

3. Грунтовые воды сезонно–талого слоя площадки ПЯВ «Кристалл» (на глубины не более 0.5 м) по составу не отличаются от поверхностных вод: ни по минерализации, ни по содержанию основных ионов и химических элементов, что указывает на их массообмен и тесную связь.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №18–45–140020, по государственному заданию ИГМ СО РАН, по государственному заказу № Ф.2019.473808 в рамках программы «Обеспечение экологической безопасности, рационального природопользования и развитие лесного хозяйства РС (Я) на 2018 – 2022 годы»

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мирные ядерные взрывы: обеспечение общей и радиационной безопасности при их проведении / Рук. Логачев В.А. – М: ИздАТ, 2001. – 512 с.

2. Gedeonov A.D., Petrov E.R., Alexeev V.G., Kuleshova I.N., Savopulo M.L, Burtsev I.S., Shkroev V.Yu., Arkhipov V.I. Residual radioactive contamination at the peaceful underground nuclear explosion sites "Craton–3" and "Crystal" in the Republic of Sakha (Yakutia) // Journal of Environmental Radioactivity. – 2002. – V. 60. – Issue 1–2. – P. 221–234.

3. Ramzaev V., Mishine A., Golikov V., Argunova T., Ushnitski V., Zhuravskaya A., Sobakin P., Brown J., Strand P. Radioecological studies at the Kraton–3 underground nuclear explosion site in1978–2007: a review // Journal of Environmental Radioactivity. – 2009. – V. 100. – Issue 12. – P. 1092–1099.

4. Sobakin P.I., Ushnitskii V.E., Perk A.A. Radioecological situation in the region of Gorizont–4 underground nuclear explosion in Sakha Republic (Yakutia) // Radiochemistry. – 2019. – V. 61. – Issue 3. – P. 365–372.

5. Kozhevnikov N.O., Antonov Ey.Yu., Artamonova S.Yu. Plotnikov A.E. The geoelectric structure at the site of “Crystal” underground nuclear explosion (Weastern Yakutia) from TEM data // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – V. 53. – Issue 2. – P. 185–193.

6. Артамонова С.Ю., Бондарева Л.Г., Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О. Геоэкологическая модель района мирного подземного ядерного взрыва Кристалл (Якутия) // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2012. – № 2. – С. 143–158.

7. Артамонова С.Ю. Распространение трития в поверхностной воде объекта мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» в 2018 г. // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. XV Междунар. науч. конгр. 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск: СГУГиТ. 2019. № 3. – С.232–238.

8. Вахромеев А.Г. Поисковые гидрогеологические критерии локализации месторождений редкометальных промышленных рассолов Сибирской платформы // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2008. – Т. 7 (33). – С. 30–41.

9. Шварцев С.Л. Новые горизонты гидрогеологии // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 11. – С. 70–72.

10. Алексеев С.В., Алексеева Л.П., Вахромеев А.Г., Владимиров А.Г., Волкова Н.И. Литиевые подземные воды Иркутской области и Западной Якутии // Химия в интересах устойчивого развития. – 2012. – Т.20. – С.21–27.

REFERENCES

1. Mirnye jadernye vzryvy: obespechenie obwej i radiacionnoj bezopasnosti pri ih provedenii / Ruk. Logachev V.A. – M: IzdAT, 2001. – 512 s.

2. Gedeonov A.D., Petrov E.R., Alexeev V.G., Kuleshova I.N., Savopulo M.L, Burtsev I.S., Shkroev V.Yu., Arkhipov V.I. Residual radioactive contamination at the peaceful underground nuclear explosion sites "Craton–3" and "Crystal" in the Republic of Sakha (Yakutia) // Journal of Environmental Radioactivity. – 2002. – V. 60. – Issue 1–2. – P. 221–234.

3. Ramzaev V., Mishine A., Golikov V., Argunova T., Ushnitski V., Zhuravskaya A., Sobakin P., Brown J., Strand P. Radioecological studies at the Kraton–3 underground nuclear explosion site in1978–2007: a review // Journal of Environmental Radioactivity. – 2009. – V. 100. – Issue 12. – P. 1092–1099.

4. Sobakin P.I., Ushnitskii V.E., Perk A.A. Radioecological situation in the region of Gorizont–4 underground nuclear explosion in Sakha Republic (Yakutia) // Radiochemistry. – 2019. – V. 61. – Issue 3. – P. 365–372.

5. Kozhevnikov N.O., Antonov Ey.Yu., Artamonova S.Yu. Plotnikov A.E. The geoelectric structure at the site of “Crystal” underground nuclear explosion (Weastern Yakutia) from TEM data // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – V. 53. – Issue 2. – P. 185–193.

6. Artamonova S.Yu., Bondareva L.G., Antonov E.Yu., Kozhevnikov N.O. Geojekologicheskaja model' rajona mirnogo podzemnogo yadernogo vzryva Kristall (Yakutiya) // Geojekologija, inzhenernaja geologija, gidrogeologija, geokriologija. – 2012. – № 2. – S. 143–158.

7. Artamonova S.Yu. Rasprostranenie tritiya v poverhnostnoj vode ob"ekta mirnogo podzemnogo yadernogo vzryva «Kristall» v 2018 g. // Interjekspo GEO–Sibir'. XV Mezhdunar. nauch. kongr., 24–26 aprelja 2019 g., Novosibirsk: sb. materialov v 9 t. T. 2: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija». – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. № 3. – S.232–238.

8. Vahromeev A.G. Poiskovye gidrogeologicheskie kriterii lokalizacii mestorozhdenij redkometal'nyh promyshlennyh rassolov Sibirskoj platformy // Izvestiya Sibirskogo otdeleniya sekcii nauk o Zemle RAEN. Geologiya, poiski i razvedka rudnyh mestorozhdenij. – 2008. – T. 7 (33). –S. 30–41.

9. Shvarcev S.L. Novye gorizonty gidrogeologii // Razvedka i ohrana nedr. – 2010. – № 11. – S. 70–72.

10. Alekseev S.V., Alekseeva L.P., Vahromeev A.G., VladimirovA.G., Volkova N.I. Litievye podzemnye vody Irkutskoj oblasti i Zapadnoj YAkutii // Himiya v interesah ustojchivogo razvitiya. – 2012. – T.20. – S. 21–27.

© С.Ю. Артамонова, В.Е. Ушницкий, Д.Ю. Троицкий, О.В. Шуваева, Е.В. Полякова, 2020

УДК 550.832 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-031

ДВУМЕРНАЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ИНВЕРСИЯ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО РЕШАТЕЛЯ ДЛЯ ТРЕХСЛОЙНОЙ МОДЕЛИ СО СТЕНКОЙ

Анна Сергеевна Астракова
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, кандидат физико–математических наук, научный сотрудник, тел. (383)373 1750 (доб. 4006), e–mail: anna.astrakova@bakerhughes.com

Дмитрий Юрьевич Кушнир
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090 Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, научный сотрудник, тел. (383)373 1750 (доб. 4026), e–mail: dmitry.kushnir@bakerhughes.com

Николай Николаевич Велькер
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, ведущий научный сотрудник, тел. (383)373 1750 (доб. 4012), e–mail: nikolay.velker@bakerhughes.com

Глеб Владимирович Дятлов
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, кандидат физико–математических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)373 1750 (доб. 4005), e–mail: gleb.dyatlov@bakerhughes.com

В рамках предлагаемого подхода к решению задачи интерпретации данных индукционного электромагнитного каротажа инверсия осуществляется на основе сигналов, вычисляемых заранее обученными нейронными сетями. База данных для обучения нейронной сети рассчитываются с помощью собственного программного обеспечения Pie2D. Верификация программного комплекса и оценка времени работы проводится на задаче восстановления параметров трехслойной модели со стенкой. Проводится сравнение чувствительности параметров модели для двух вариантов компоновок приборов.

Ключевые слова: индукционный электромагнитный каротаж, 2D модели, нейронные сети, интерпретация данных.

2D ELECTROMAGNETIC INVERSION USING ANN SOLVER FOR THREE–LAYER MODEL WITH WALL

Anna S. Astrakova
Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Ph.D., Scientist, phone: (383)373 1750 (ext. 4006), e–mail: anna.astrakova@bakerhughes.com

Dmitry Yu. Kushnir
Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Scientist, phone: (383)373 1750 (ext. 4026), e–mail: dmitry.kushnir@bakerhughes.com

Nikolay N. Velker
Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Leading Scientist, phone: (383)373 1750 (ext. 4012), e–mail: nikolay.velker@bakerhughes.com

Gleb V. Dyatlov
Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, 4a Kutateladze st., Ph.D., Leading Scientist, phone: (383)373 1750 (ext. 4005), e–mail: gleb.dyatlov@bakerhughes.com

We propose an approach to inversion of induction LWD measurements based on calculation of the synthetic signals by artificial neural networks (ANN) specially trained on some database. The database for ANN training is generated by means of the proprietary 2D solver Pie2d. Validation of the proposed approach and estimation of computation time is performed for the problem of reconstruction of the three–layer model with a wall. Also, we make uncertainty analysis for the reconstructed model parameters for two tool configurations.

Key words: resistivity logging, 2D formation model, neural networks, data interpretation.

Introduction. The main goal of reservoir navigation is optimization of the wellbore placing while directional drilling. The contemporary reservoir navigation service greatly relies upon interpretation of induction resistivity LWD measurements [1, 2]. These measurements together with the others make it possible to find the resistivity of the layer with the tool, the resistivity of the neighboring layers, and the distance to them. Using inversion we can solve this problem even in multilayered models. The success of the technology is explained by two facts. On the one hand, inversion in the layered model takes minutes and can be done in real time while drilling. On the other hand, most geological formations are well described by the layered model. Lateral inhomogeneity that impede inversion in the layered model are rarely faced and are usually localized.

At the same time, obviously, there are situations when correct interpretation of the resistivity measurements in the framework of the layered model is impossible. For example, divergence of the target angle signals in azimuthal measurements is a clear indicator of lateral inhomogeneity. A natural generalization of the 1D layered model is the 2D model, i.e., the model homogenous in a certain direction, which we call the *strike axis*. This model covers already the fault, pinching–out, and other interesting cases. Note that the strike axis may have arbitrary orientation relative to the wellbore trajectory. In particular, the lateral inhomogeneity can be not “ahead” along the wellbore but rather “to the side”. In the case when the model itself is 2D and the tool orientation is arbitrary we speak of the *2.5D problem*.

The modern technology level, namely, availability of extra deep propagation and azimuthal resistivity tools and high performance computation resource (GPU, clusters, etc.) open up a way to interpretation in 2D models, possibly even in real time. This fact is justified by a large number of publication of the leading service companies (see, for example, [3–5]) and also appearance of 2D modeling and inversion requirements in tenders.

Computation of the tool signals in the 2D model is a much more complicated task than simulation in the 1D layered model both in the prospective of algorithms and software development and computational time. Commercial solvers (e.g., COMSOL™, CST™) and in–house solvers used by the service companies are based on the well–known direct methods: FDM, FEM, integral equations, etc. (see the bibliography in [6, 7]). Computation of all signals for a 10 m interval of trajectory may take several minutes on a desktop computer. For comparison, the computation time for the layered model is about 1 ms.

Immediate application of the direct 2D solvers to inversion would require their great speed–up. The main opportunity is parallelization using OpenMP, GPU, clusters, and their combination. Remote computations with clusters are especially interesting, because usually field engineers support the reservoir navigation jobs in real time using laptops with limited computational resources.

In [5] a method for acceleration of the 2D solver by means of the ANN was presented. The idea was to run a direct 2D solver with moderate performance to generate the database of pairs (model parameters, signals) and then train an approximation ANN on this database. In [5] the model was the fault model with the strike axis perpendicular to the curtain section and a few other limitations. The total number of model parameters was nine. The base 2D solver was the in–house solver Pie2d described in [6, 7]. The size of the database that provides the required accuracy of the ANN was about $2 \cdot 10^4$. The performance of the so–obtained ANN solver exceeds that of the direct solver for the 1D layered model.

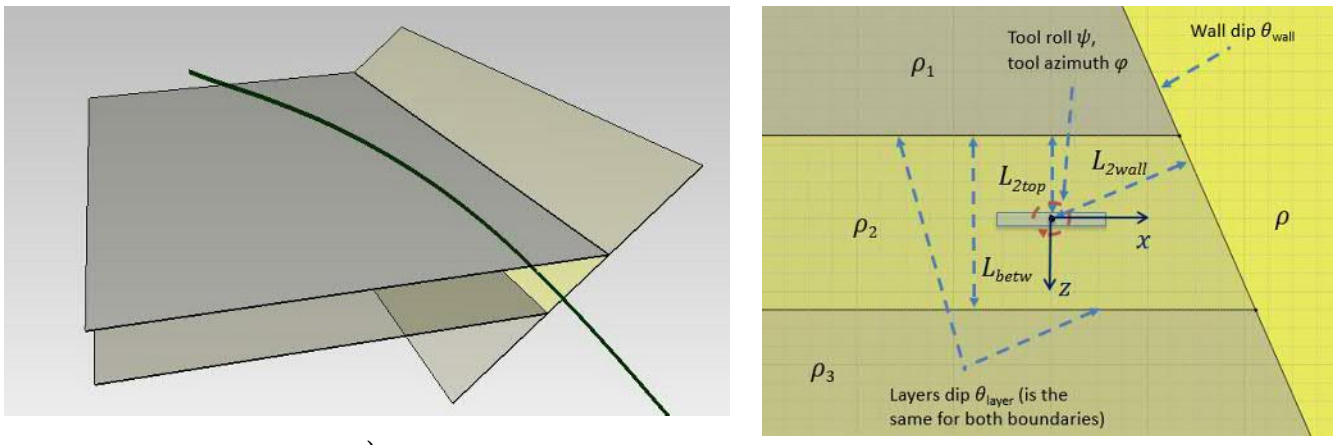
In this paper, we develop this approach for a more general 2D model and also

apply it to the extra deep propagation and azimuthal resistivity tool. The main improvement is that the strike axis has arbitrary orientation relative to the wellbore trajectory. On the one hand, for implementation, it leads to increase of the database up to 10^6 elements and more complex ANN architecture. On the other hand, it leads to 2D inversion with real applications in reservoir navigation.

Resistivity model. We consider the 2D model with three layers and a wall (Fig. 1 and Table 1). The model is defined in the *x*, *z* plane and has the strike axis *y*. The position of boundaries are determined by the (signed) distance to the origin and the dip angle, i.e., the angle between the normal to the boundary and the *z* axis. In generation of the database used for ANN training, the tool is located at the origin and may rotate around its axis by the *roll* angle ψ and around the *z* axis of the model by the *azimuthal* angle φ. The nine parameters of the 2D model plus two angles responsible for orientation of the tool constitute the 11 parameters of the problem (Table 1). The parameter units given in Table 1 are used through out the paper.

Table 1. Parameters of the 2D model and their ranges

Parameter	**Ranges**	**Units**
Layers dip θ_{layer}	$-10 : 10$	degree
Wall dip θ_{wall}	$15 : 165$	degree
Distances L_{2wall}, L_{2top}	$-45 : 45$	meter
Distance L_{betw}	$0 : 90$	meter
Resistivities ρ_1, ρ_2, ρ_3, ρ	$1 : 500$	Ohm m
Roll ψ, azimuth φ	$0 : 360$	degree



a) *b)*

Fig. 1. The 2D model. *a*) 3D view, *b*) 2D view.

Tools. We perform simulation for two tools. The first is the combined Multi Propagation Resistivity and Azimuthal Propagation Resistivity tool (MPR–APR) that has two frequencies, 400 kHz and 2 MHz, and several three–coil probes for multi–spacing measurements (attenuation and phase difference) with the biggest spacing of 1 m, and two–coil probes with Z–transmitter and X–receiver for azimuthal sensitivity. The second is the Extra Deep Propagation and Azimuthal Resistivity tool that has two frequencies, 20 kHz and 50 kHz, and includes one three–coil probe with spacing of 17 m, and a two–coil probe with X–transmitter and Z–receiver with spacing of 5.75 m.

ANN solver. The ANN serves as an approximation of the function taking the model parameters into simulated signals. We use the ANN of the multilayer perceptron type. Computation of the ANN outputs is performed layer by layer through the linear combination of weights and layer shift and application of a nonlinear activation function [8]. The ANN is trained on the database of pairs (model parameters, signals) generated by means of the Pie2d solver [6, 7]. As usual, a (greater) part of database is used immediately for training, while the rest of the database, for checking the quality of the resulting ANN. The choice of appropriate parameterization of the model, the ANN architecture, the number of layers and perceptrons, the initial weights and shifts, the form of the activation function, the optimization algorithm for training and some other facts affect the quality of ANN approximation and the training time. We continue

the training process until the relative error of approximation is less than one error level for most test points; i.e., $|S_{ANN} - S_0| < \sigma$, where S_0 is the signal in the test part of the database corresponding to some model parameters, S_{ANN} is the signals calculated by the ANN for the same model, $\sigma = \sigma_{abs} + \sigma_{rel} \cdot |S_0|$, σ_{abs} and σ_{rel} are the absolute and relative tool errors.

In the process of training ANN's, we found out that it is difficult to train a single ANN for the whole range of model parameters and all tool responses with required accuracy in reasonable time. Therefore, we decided to train a separate ANN for every signal. Moreover, we distinguish four cases of tool location with respect to the boundaries (see Table 2). Each case is covered by its own ANN. The size of the database is further reduced in view of symmetry with respect to the straight line $2L_{2top} + L_{betw} = 0$. Also, using some transformations we manage to cover the signals at both frequencies in each tool by the same ANN. Eventually, the total number of ANN's is 48 (= 4 cases * 24 signal / 2 frequencies). The ANN's were trained on databases with $5*10^5$ elements. All these findings are the result of empirical work with the goal to develop an efficient method for creation of ANN's with required accuracy.

Table 2. Cases of tool location.

	$L_{2wall} \geq 0$	$L_{2wall} < 0$
$L_{2top} \cdot (L_{2top} + L_{betw}) \geq 0$	Case 1	Case 2
$L_{2top} \cdot (L_{2top} + L_{betw}) < 0$	Case 3	Case 4

Practical application of the so–obtained ANN's for simulation of tool signals along the trajectory requires one more important step. The ANN's are trained for only one tool position, the origin. For arbitrary position of the tool with respect to the model, the model parameters and the angles responsible for orientation should be properly transformed before inputting to ANN.

Inversion. In inversion, we look for the model parameters that minimize the difference between the synthetic and measured signals. Strictly speaking, we look for the minimum of the objective function

$$f(p) = \sum_{m=1}^{M} \sum_{i=1}^{I} \frac{|s_{mi}^{sim} - s_{mi}^{meas}|^2}{\sigma_{mi}^2} + \alpha \sum_{j=1}^{N} |p_j - p_j^{exp}|^2,$$

where $p = (p_1, \dots, p_N)$ are the model parameters, s_{mi}^{sim} and s_{mi}^{meas} are the ith synthetic and measured signals at the mth measure point, σ_{mi} is the measurement error of the ith signal at the mth point composed of the absolute and relative errors, p^{exp} are the parameters of the expected model, and α is the stabilization parameter responsible for the proximity of the sought model to the expected model. Also, the second term of the objective function guarantees non–degeneracy of the matrix of the second–order derivatives when the signal's sensitivity is small. As mentioned above, the model depends on the 11 parameters. For each of them, we can set the search interval or just assign a fixed value to it.

We benefit from the fact that the ANN solver immediately provides computation of the derivatives and use for minimization the Levenberg–Marquardt method. It is well known that the method converges fast if the initial guess is close to the sought local minimum. In our implementation, the initial guess coincides with the expected model. The global search is attained by means of running the minimization method with many random initial guesses. The appropriate number of initial guesses was determined empirically by repeatedly running inversion for synthetic data.

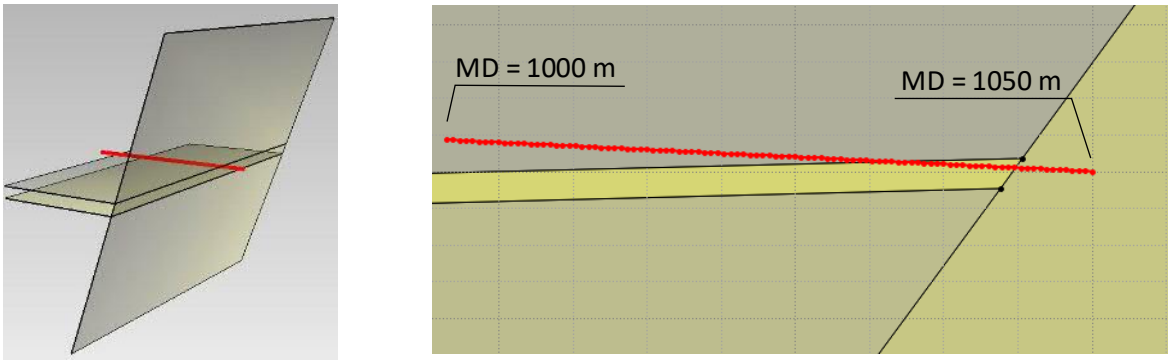
In the problem of reconstruction of the resistivity model from the resistivity LWD measurements we often face equivalence, i.e., the situation when the signals in different models are either the same or very close (to within the error level). Our inversion algorithm with multiple initial guesses returns all models with good signal fit decimated to exclude the models with very close parameters. Thus, the additional geophysical information can be applied in two ways: by choosing the search intervals for the model parameters before running inversion or after inversion by visually selecting the appropriate models.

Numerical Examples. In this section, we illustrate features of our approach to inversion on a test model. We provide estimates for the required number of initial guesses, computation time, and uncertainty of the recovered model parameters. The

test model (Fig. 2) is attached to the trajectory point with measured depth (MD) 1050 m. Its parameters are given in Table 3. We take the simulated signals for the test model as the "measured" signals in inversion.

Table 3. Parameters of the test model

ψ	φ	θ_{wall}	θ_{layer}	L_{2wall}	L_{2top}	L_{betw}	ρ_1	ρ_2	ρ_3	ρ
10	30	70	–3	–5	–2	4	2	30	5	10



a) *b)*

Fig. 2. Test model. *a*) 3D view, *b*) 2D view.

Some of the simulated signals are shown in Fig. 3. The signals whose names start with "A" and "P" are attenuations and phase differences respectively. The signals with "ImV" are the imaginary voltage (strength) of the azimuthal signals given in relative units. A detailed definition of the signals is presented in [7].

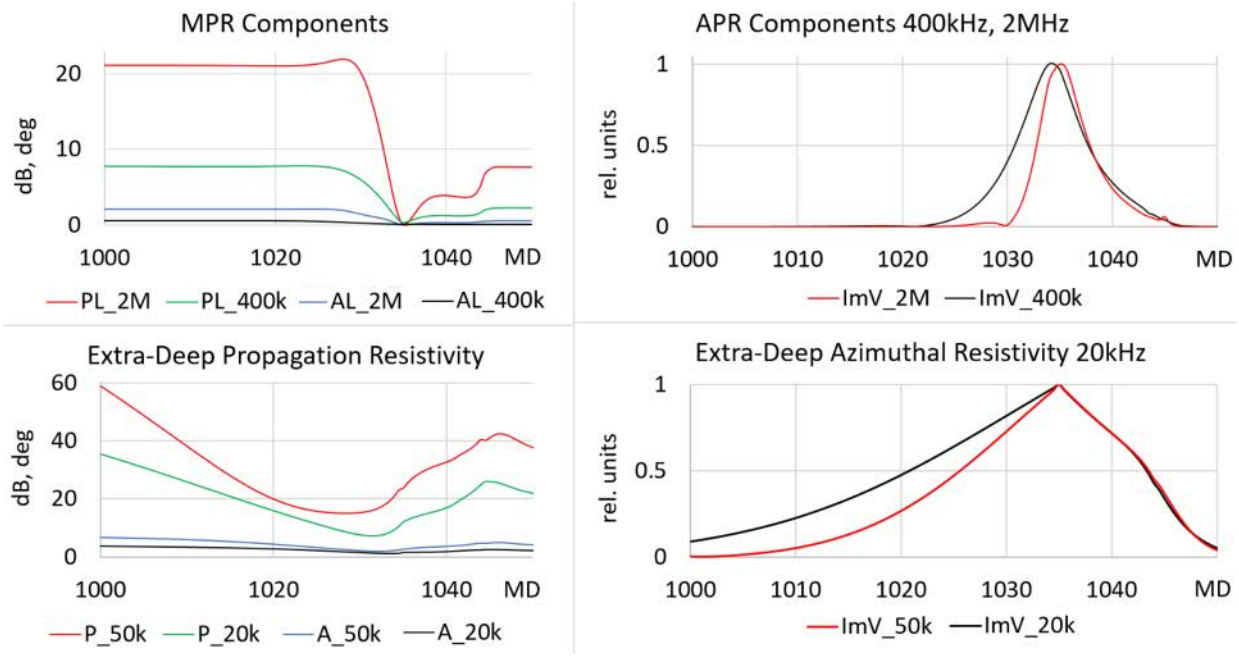


Fig. 3. Simulated tool responses for the test model.

We run the inversion with multiple initial guesses for the synthetic "measured" signals, estimate the necessary number of initial guesses, and evaluate the computation time from the viewpoint of applicability of inversion in real time. Also, we make uncertainty analysis to determine the accuracy of the reconstructed model parameters.

Scenario A. Inversion with the MPR–APR tool. For this scenario we use the constraint set D_1 in Table 4.

Table 4. Constraints for the model parameters.

	ψ, φ	θ_{wall}	θ_{layer}	$L_{2\text{wall}}$, $L_{2\text{top}}$	L_{betw}	ρ_1, ρ_2, ρ_3, ρ
D_1	0 : 100	50 : 100	–10 : 10	–20 : 20	0 : 20	1 : 100
D_2	0 : 360	15 : 165	–10 : 10	–45 : 45	0 : 90	1 : 500

We empirically establish that 1000 random initial guesses are enough for finding the global minimum. The model parameters obtained by inversion coincide with the test model parameters to within 3 digits. The typical computation time of inversion with 1000 initial guesses is around 4 minutes on a laptop without parallelization. Our experience with performance optimization and parallelization in similar problems

promise a speed–up up to ten times. It means that the proposed inversion algorithm can be applied in real time, unlike the inversion based on the direct 2.5D solvers which takes hours and even days.

Scenario B. Inversion with the MPR–APR and Extra–Deep Resistivity tools. Combination of two tools doubles the number of signals and correspondingly provides more information about the formation. For the constraint set D_1 we obtain better accuracy for the parameters (up to six digits) and faster convergence than in Scenario A. With more "measured" signals we can remove or relax the constraints. Thus, the inversion proved to work for a wider constraint set D_2 which actually coincides with whole range of model parameters.

Uncertainty analysis. During the inversion, we store all points together with the corresponding misfit values. To estimate uncertainty of a certain parameter, we project the whole set to the corresponding parameter–misfit plane. Some of the plots are shown in Fig. 4. The blue line marks one error level. The width of the set of points below the line characterizes the uncertainty. For example, the uncertainty for the azimuth angle φ in the first plot is 0.4 deg. The uncertainty values for angles and length parameters are given in degrees and meters. For resistivity, we also use relative units (in percent). For example, ρ_1 is determined to be 2 Ohm·m with deviation 0.09 Ohm·m which is 4.5%. The uncertainty values are shown in the plots. The uncertainties of all parameters for both scenarios are displayed for comparison in Fig. 5 (for resistivity, only in relative units).

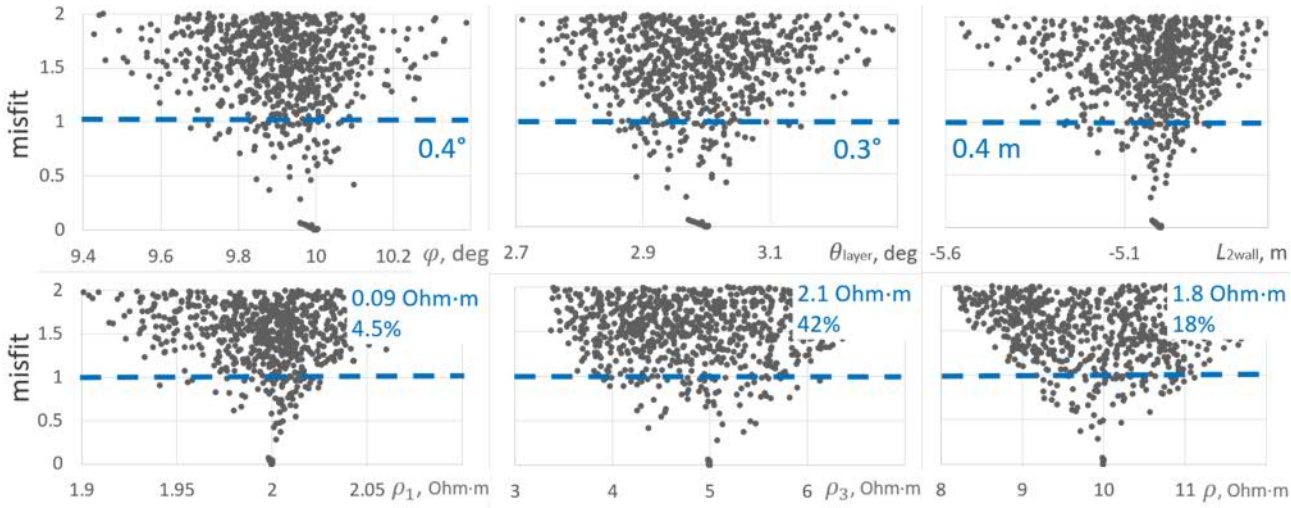


Fig. 4. Uncertainty of some parameters for Scenario B.

From Fig. 5 we see that all parameters can be split into three groups according to their uncertainty. The first group includes θ_{wall}, $L_{2\text{top}}$, ρ_2, and ρ that are reconstructed accurately even with the first tool. Good reconstruction of the last three parameters is quite natural, because we cross the upper boundary and the wall. The second group includes the parameters L_{betw} and ρ_3 that describe the far zone and the azimuth φ. They are poorly determined with the first tool but well determined with the combined tool. At last, the parameters ψ, θ_{layer}, $L_{2\text{wall}}$, and ρ_1 are reconstructed with the first tool, but the combined tool provides a visible improvement.

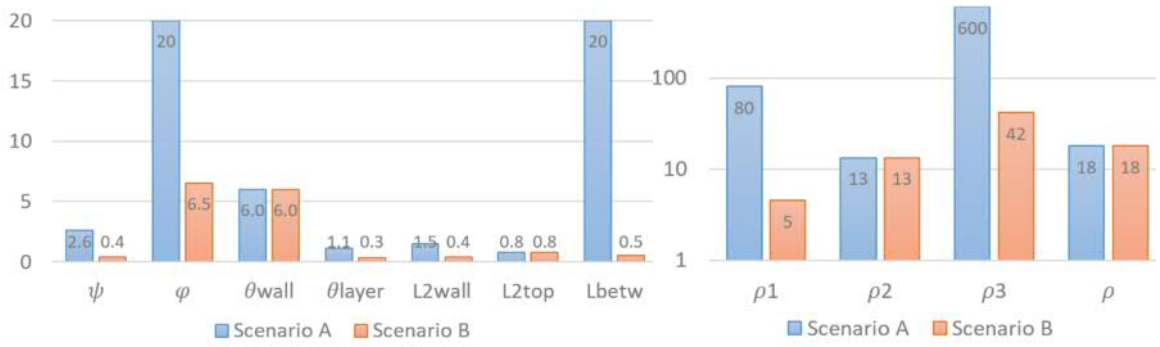


Fig. 5. Comparison of uncertainty of parameters in Scenarios A and B.
a) for angles and distances, *b)* for resistivities (relative scale).

Summary. We propose an approach to 2D inversion of resistivity LWD measurement. For fast simulation of the synthetic signals we use the ANN specially

trained on the database generated with the in–house direct 2D solver Pie2d. The inversion utilizes the Levenberg–Marquardt method. The inversion method was applied to the class of 2D models with three layers and a wall and two tool configurations. The method demonstrates good performance and is suitable for real time applications. The inversion is accompanied with the uncertainty analysis that provides accuracy estimates for all model parameters.

REFERENCES

1. Sviridov M., Mosin A., Antonov Yu. et al. New Software for Processing of LWD Extradeep Resistivity and Azimuthal Resistivity Data // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17. – P. 109–127.
2. Tilsley–Baker R. M., Antonov Yu., Martakov S. et al. Extradeep–Resistivity Application in Brazil Geosteering Operations Enables Successful Well Landing // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, – 2016. – Vol. 19 (01). – P. 108–115.
3. Dupuis C., Omeragic D., Chen Y.–H. et al. Workflow to Image Unconformities with Deep Electromagnetic LWD Measurements Enables Well Placement in Complex Scenarios // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2013. – SPE–166117–MS. – P. 1–18.
4. Chen Y.H., Omeragic D., Druskin V. et al. 2.5D FD Modeling of EM Directional Propagation Tools in High-Angle and Horizontal Wells // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2011. – P. 422–426.
5. Kushnir D., Velker N., Bondarenko A. et al. Real–Time Simulation of Deep Azimuthal Resistivity Tool in 2D Fault Model Using Neural Networks // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – SPE–192573–MS. – P. 1–11.
6. Dyatlov G., Onegova E., Dashevsky Yu. A. Efficient 2.5D Electromagnetic Modeling Using Boundary Integral Equations // Geophysics. – 2015. – Vol. 80 (3). – P. 163–173.
7. Dyatlov G., Kushnir D., and Dashevs/ky Yu. A. Treatment of Singularity in the Method of Boundary Integral Equations for 2.5D Electromagnetic Modeling // Geophysics. – 2017. – Vol. 82 (2). – P. 57–75.
8. Rojas R. The Backpropagation Algorithm // Neural Networks, Springer–Verlag, Berlin. – 1996. – Vol. 7. – P. 159–191.

© А.С. Астракова, Д.Ю. Кушнир, Н.Н. Велькер, Г.В. Дятлов, 2020

УДК 550.832.552 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-032

БЫСТРЫЙ МЕТОД МОНТЕ–КАРЛО ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ГАММА–ГАММА КАРОТАЖА

Баир Валерьевич Банзаров
Baker Hughes, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, научный сотрудник, тел. (383) 373–17–50, e–mail: Bair.Banzarov@bakerhughes.com

Александр Анатольевич Винокуров
Baker Hughes, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, научный сотрудник, тел. (383) 373–17–50, e–mail: Alexandr.Vinokurov@bakerhughes.com

В работе представлен быстрый метод Монте–Карло, разработанный для моделирования показаний приборов гамма–гамма каротажа. Главным свойством метода является его производительность. При моделировании показаний приборов предлагаемый метод на несколько порядков быстрее, чем стандартные методы Монте–Карло. Демонстрируемое быстродействие построенного метода позволяет его применять при анализе и интерпретации измерений в пластах, имеющих сложную геометрическую конфигурацию.

Ключевые слова: методы Монте–Карло, гамма–гамма каротаж, perturbation Monte Carlo

FAST MONTE CARLO METHOD FOR SIMULATION OF GAMMA DENSITY WELL LOGGING MEASUREMENTS

Bair V. Banzarov
Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, Kutateladze str., 4a, scientist, phone: (383) 373–17–50, e–mail: Bair.Banzarov@bakerhughes.com

Alexander A. Vinokurov
Baker Hughes, 630090, Russia, Novosibirsk, Kutateladze str., 4a, scientist, phone: (383) 373–17–50, e–mail: Alexandr.Vinokurov@bakerhughes.com

The paper introduces a fast Monte Carlo method developed for simulation of gamma density measurements. A main advantage of this method is its high performance. For simulation of tool responses, the proposed method is faster than conventional Monte Carlo methods by several orders of magnitude. The demonstrated performance of the proposed method allows its using in analysis and interpretation of measurements obtained in beds with complex geometry.

Key words: Monte Carlo methods, gamma density logging, perturbation Monte Carlo

Гамма–гамма плотностной каротаж (ГГКП) – ядерный метод геофизического исследования скважин, применяемый для определения плотности горных пород. Показания приборов ГГКП сложным образом зависят от параметров измеряемой горной породы, скважины и даже самих приборов.

Знание того, как эти параметры влияют на измерения, позволяет создавать наиболее оптимальные способы их интерпретации. Основным инструментом для изучения свойств измерений являются методы Монте–Карло, в основе которых лежат случайные процессы, моделирующие распространение гамма–квантов в среде, и оценки Монте–Карло, моделирующие показания приборов. Стандартные реализации методов Монте–Карло [1, 2] отличаются высокой трудоемкостью, что делает их дорогостоящими в использовании, а подходы к быстрому моделированию являются востребованными (см., например, [3]).

В данной работе рассматривается быстрый метод, производительность которого на несколько порядков выше, чем стандартные методы Монте–Карло. В основе быстрого метода лежит общее свойство методов Монте–Карло, дающее возможность использовать различные случайные процессы для вычисления показаний прибора в заданной модели среды. И наоборот, заданный случайный процесс может использоваться для вычисления измерений в различных моделях среды.

Рассматриваемый в данной работе метод является развитием известных ранее работ. В работе [4] рассматривался метод, который использовался для одновременного расчета показаний гамма–гамма прибора в нескольких различных моделях сред. В работе [5] данный подход был рассмотрен в качестве быстрого метода Монте–Карло для моделирования переноса света в биологических тканях. В настоящей работе мы рассматриваем вариацию данного алгоритма при моделировании измерений ГГКП.

Распространение гамма–квантов в среде рассматривается как перенос на шестимерном фазовом пространстве X: $X = \mathbb{R}^3 \otimes S_1 \otimes [0, \infty)$, элементами которого являются состояния x: $x = (r, \Omega, E)$, где r – положение частицы в среде, Ω – направление ее движения, а E – энергия. Для удобства изложения будем называть расчетной конфигурацией некий набор параметров, однозначно определяющий элементный состав и плотность каждой точки среды, в которой

мы рассматриваем распространение гамма–квантов. Начальное распределение гамма–квантов задается плотностью источников $q(x)$. Частота взаимодействий гамма–квантов с атомами среды описывается плотностью взаимодействий $\varphi(x)$, которое удовлетворяет уравнению переноса:

$$\varphi(r,\Omega,E) = \int T(r' \to r|\Omega,E)C(\Omega',E' \to \Omega,E|r')\varphi(r',\Omega',E')dx' + \int T(r' \to r|\Omega,E)\, q(r',\Omega,E)dr' \quad (1)$$

где $T(r' \to r|\Omega,E)$ – ядро переноса, а $C(\Omega',E' \to \Omega,E|r')$ – ядро рассеяния. Уравнение (1) является управляющим уравнением для имитационного случайного процесса P_0, траектории которого приближают реальные траектории гамма–квантов и моделируются плотностями q, T и C.

Показания детекторов I представляются в виде функционалов от $\varphi(x)$:

$$I = \int \varphi(x)h(x)dx, \quad (2)$$

где $h(x)$ – некоторая ограниченная весовая функция, обращающаяся в нуль за пределами его объема.

Стандартным подходом для вычисления функционалов является применение методов Монте–Карло. Формально метод Монте–Карло для вычисления функционала (2) является парой (P,ξ) из некоторого случайного процесса P и оценки Монте–Карло ξ. В данной работе мы рассматриваем быстрый метод, являющийся методом Монте–Карло с оценкой по соударениям.

Рассмотрим для некоторой расчетной конфигурации G_0 метод Монте–Карло с оценкой по соударениям. В данной работе, рассматривая разные расчетные конфигурации, мы полагаем, что конструкция прибора остается одной и той же. То есть, плотность источников $q(x)$ и весовая функция $h(x)$ остаются неизменными в любой расчетной конфигурации. Тогда оценка по соударениям ξ_1 вводится следующим образом. Пусть P_α – случайный процесс с ядрами q, T_α и C_α, согласованный с имитационным процессом P_0. Имеем:

$$\xi_1(\omega) = \sum_{j=1}^{N} w_j \cdot h(x_j);$$

$$w_j = w_{j-1} \cdot \frac{T(r' \to r|\Omega, E)C(\Omega', E' \to \Omega, E|r')}{T_\alpha(r' \to r|\Omega, E)C_\alpha(\Omega', E' \to \Omega, E|r')}; \quad (3)$$

$$w_1 = \frac{T(r_0 \to r_1|\Omega_0, E_0)}{T_\alpha(r_0 \to r_1|\Omega_0, E_0)}.$$

Оценка по соударениям является несмещенной оценкой функционала (2), то есть

$$\mathbf{M}[\xi_1(\omega)] = I. \quad (4)$$

Наиболее распространенный частный случай метода (3) получается, если положить $P_\alpha \equiv P_0$, т.е. $T_\alpha \equiv T$ и $C_\alpha \equiv C$. Метод (P_0, ξ_1), полученный в результате, называется имитационным методом. То есть, чтобы реализовать данный метод в заданной расчетной конфигурации мы моделируем истинные траектории гамма–квантов. Таким образом, любой расчетной конфигурации соответствует свой имитационный метод Монте–Карло.

Рассмотрим конфигурацию G_B, отличную от G_0, и для которой определены имитационный процесс P_B и метод (P_B, ξ_1). Допустим, для моделирования отклика прибора с приемлемой погрешностью было построено NT траекторий, из которых K дают ненулевое значение оценки по соударениям. Обозначим эти траектории как $\omega_1, \dots, \omega_K$. Согласно (3) для вычисления откликов прибора в конфигурации G_0 нам достаточно вычислить веса для каждой из этих траекторий и вычислить новые значения оценки. Таким образом, реализация метода (P_B, ξ_1) для конфигурации G_0 уже не требует моделирования новых траекторий, а только требует вычисления весов по известным траекториям. Чтобы использовать метод (P_B, ξ_1) для вычисления показаний прибора в произвольной конфигурации необходимо лишь сохранить траектории $\omega_1, \dots, \omega_K$ в форме некоторой библиотеки. Конфигурацию G_B, для которой был вычислен полный набор траекторий, будем называть базовой конфигурацией.

Отношение $\frac{NT}{K}$ позволяет оценить выигрыш метода (P_B, ξ_1) в производительности по отношению к имитационному методу. Расчеты показаний реальных приборов ГГКП позволяют сделать примерную оценку, что $NT \approx 10^{11}$, а $K \approx 10^5$. Таким образом, при моделировании измерений реального прибора ГГКП быстрый метод в 10^6 раз эффективнее, чем имитационный метод.

Для иллюстрации работы быстрого метода мы провели численные эксперименты с упрощенной синтетической моделью прибора гамма–гамма каротажа (Рис. 1). Корпус прибора представлен в виде вольфрамового цилиндра диаметром 18 см. Детектор D задан в виде абсолютно поглощающего цилиндра с бесконечной плотностью, ось которого параллельна оси корпуса. Высота и диаметр детектора составляют 5 см, при этом детектор изнутри касается внешней стенки прибора. На расстоянии 12.5 см от нижней плоскости детектора располагается цилиндр с нулевой плотностью, ось которого совпадает с осью детектора. Высота и диаметр цилиндра также составляют 5 см. На нижнем основании цилиндра располагается точечный источник гамма–квантов. Начальная энергия гамма–квантов 662 кэВ.

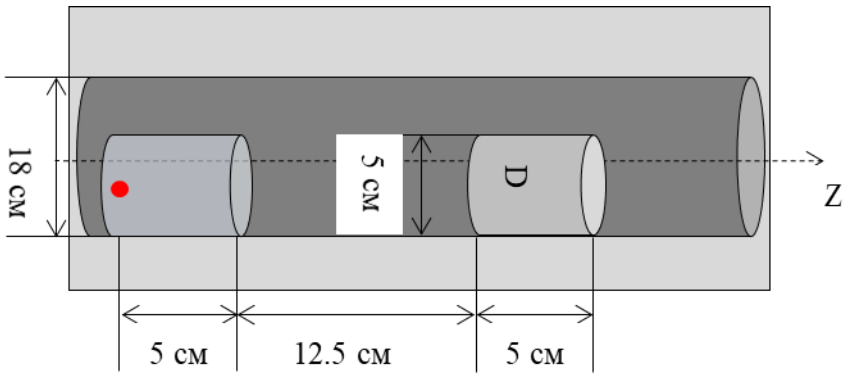


Рис. 1. Модель тестового прибора гамма–гамма каротажа
Fig. 1. Model of the synthetic gamma density tool

В качестве отклика детектора был рассмотрен функционал (2). При регистрации гамма–квантов рассматривались гамма–кванты с энергией выше 200 кэВ. То есть, весовая функция, задающая вид функционала имеет вид:

$$h(x) = \begin{cases} 1, \text{если } r \in D, \text{и } E > 200 \text{ кэВ} \\ 0, \text{в остальных случаях;} \end{cases}$$

Для диапазона энергий 200 – 662 кэВ основным типом рассеяния является комптоновское рассеяние, а основным типом поглощения – фотоэлектрическое поглощение. Как следствие, остальные типы взаимодействий при моделировании не рассматривались. Средой для базовой расчетной конфигурации выбран однородный кварц (SiO_2) с плотностью 2 г/см^3 без скважины. При вычислении отклика прибора в базовой конфигурации получено $NT = 10^9$, $K = 32018$.

Эффективность быстрого метода оценивалась с помощью сравнения с имитационным методом при расчетах в сложных моделях сред. Для примера была рассмотрена следующая модель. Горная порода представлена пятью пластами толщиной 1 метр, имеющих разные плотности. Плотности пластов в порядке от нижнего к верхнему составляют: 2, 3, 2, 1, 2.65 г/см^3. Пласты пересечены вертикальной скважиной диаметром 18 см. Результаты вычисления функционала I представлены на Рис. 2. Эксперимент продемонстрировал согласие имитационного и быстрого методов при моделировании отклика прибора как при нахождении в однородном участке среды, так и в момент пересечения прибором границы пластов. Отклонение между результатами не превышает 2%.

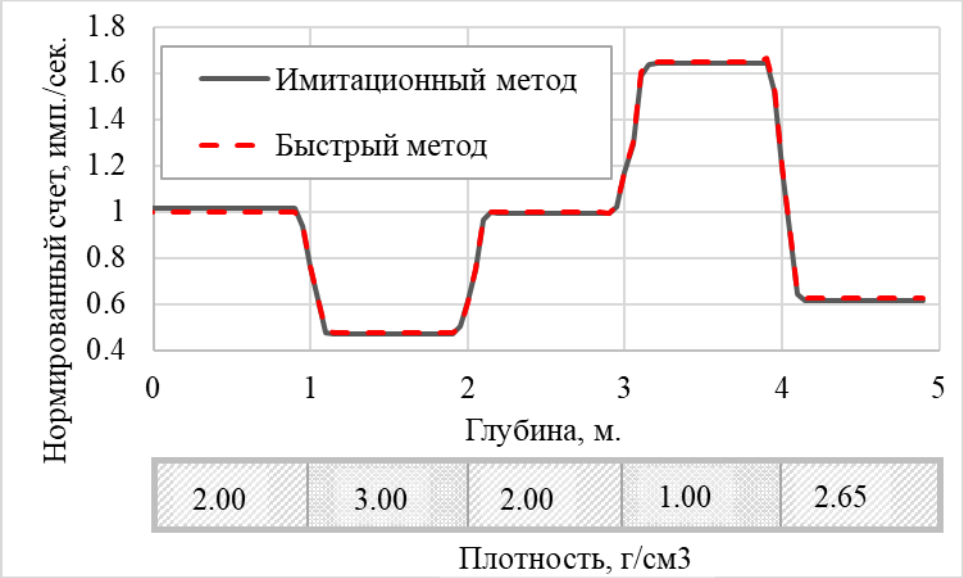


Рис. 2. Сравнение методов (P_0, ξ_1) and (P_B, ξ_1) при моделировании измерений в многослойной среде

Fig. 2. Comparison of the (P_0, ξ_1) and (P_B, ξ_1) methods on simulation of density measurements in multilayer formation

Представленный пример демонстрирует работу метода в типовой модели скважинных измерений. Результаты расчетов быстрым и имитационным методами показали приемлемое согласие друг с другом. Отношение $\frac{NT}{K}$ превышает 30000, что означает значительный выигрыш в трудоемкости по сравнению со стандартным имитационным методом Монте–Карло.

Таким образом, представленный в работе метод показал свою применимость в задачах о моделировании измерений ГГКП, что делает перспективным его дальнейшее развитие и анализ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Agostinelli S., et al., Geant4 – A Simulation Toolkit // Nucl. Instrum. Methods Phys. Res. A. – 2003. – Vol. 506. – P. 250–303.
2. Goorley T., et al., Features of MCNP6 // Annals of Nuclear Energy. – 2016. – Vol. 87(2). – P. 772–783.
3. Zhou T., et.al, A Second–Order Fast–Forward Model for a Gamma–Gamma Density Logging Tool, SPE Annual Conference and Exhibition, 2009. DOI:10.2118/124193–MS.
4. Хисамутдинов А.И., Программа «ГГК» и ее применение для исследования возможностей двухлучевого гамма–гамма каротажа плотности. В книге «Методы Монте–Карло в физике и геофизике». – Уфа: изд. Башк. ГУ, 1973, С. 299 – 316.
5. Hayakawa C.K., Spanier J. Perturbation Monte Carlo Methods for the Solution of Inverse

Problems // Monte Carlo and Quasi–Monte Carlo Methods 2002, Singapore, 25–27 November 2002. – Berlin–Heidelberg: Springer, 2004. – P. 227–241

REFERENCES

1. Agostinelli S., et al., Geant4 – A Simulation Toolkit // Nucl. Instrum. Methods Phys. Res. A. – 2003. – Vol. 506. – P. 250–303.

2. Goorley T., et al., Features of MCNP6 // Annals of Nuclear Energy. – 2016. – Vol. 87(2). – P. 772–783.

3. Zhou T., et.al, A Second–Order Fast–Forward Model for a Gamma–Gamma Density Logging Tool, SPE Annual Conference and Exhibition, 2009, DOI:10.2118/124193–MS.

4. Khisamutdinov A.I., Programma «GGK» i ee primenenie dlya issledovaniya vozmozhnostei dvukhluchevogo gamma–gamma karotazha plotnosti. V knige “Metody Monte–Carlo v fizike I geofizike”. Ufa: izd. Bashk GU, 1973, S. 299 – 316

5. Hayakawa C.K., Spanier J. Perturbation Monte Carlo Methods for the Solution of Inverse Problems. // Monte Carlo and Quasi–Monte Carlo Methods 2002, Singapore, 25–27 November 2002. – Berlin–Heidelberg: Springer, 2004. – P. 227–241.

© Б.В. Банзаров, А.А. Винокуров, 2020

УДК 550.372+550.348 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-033

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРЕДВЕСТНИКОВ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ ПО ДАННЫМ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА (КОСЕЙСМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ)

Елена Анатольевна Баталева
Научная станция РАН в г. Бишкеке, 720049, Киргизская Республика, г. Бишкек, Бишкек–49, НС РАН, кандидат геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. 996(312)31–61–40, e–mail: bataleva@gdirc.ru

В статье представлены результаты анализа данных магнитотеллурического мониторинга Северного Тянь–Шаня с привлечением комплекса методов системы геофизического мониторинга Бишкекского геодинамического полигона. Изложены цели, задачи и структура системы магнитотеллурического мониторинга. Показаны результаты исследования электрической анизотропии для стационарных и режимных мониторинговых пунктов. Особое внимание уделяется вопросам совершенствования методики и программных продуктов.

Ключевые слова: магнитотеллурический мониторинг, вариации сопротивления, косейсмический эффект, Северо–Тяньшанская сейсмоактивная зона.

ANALYSIS OF ELECTROMAGNETIC EARTHQUAKE PREDICTORS BASED ON DATA OF MAGNETOTELLURIC MONITORING DATA (COSEISMIC EFFECT)

Elena A. Bataleva
Research Station RAS in Bishkek, RS RAS, Bishkek–49, Bishkek, 720049, Kyrgyzstan, Ph.D., Leading Researcher; phone: +996(312)316140, e–mail: bataleva@gdirc.ru

The article presents the results of the analysis of magnetotelluric monitoring data of the North Tien Shan using a set of methods of geophysical monitoring systems of the Bishkek geodynamic test area. The goals, objectives and structure of the magnetotelluric monitoring system are outlined. The obtained results of the study of electrical anisotropy for stationary and operational monitoring points are shown. Particular attention is paid to improving the methodology and software products.

Key words: magnetotelluric monitoring, resistance variation, coseismic effect, North Tien Shan seismically active zone.

Введение

Важнейшим практическим значением изучения геодинамических процессов является решение задач прогноза, снижения риска и уменьшения последствий геодинамических катастроф природного и техногенного характера, мониторинга окружающей среды. Система геофизического мониторинга, ориентирована на непрерывный многолетний контроль за современными геодинамическими

процессами и изучение закономерностей в поведении вариаций геофизических полей, обусловленных этими процессами.

Принимая во внимание, что территория Бишкекского геодинамического полигона (БГП) (рис.1) находится в условиях горизонтального субмеридионального сжатия, обусловленного коллизией Евразийской и Индостанской литосферных плит, изменения напряженно–деформированного состояния геологической среды могут быть обусловлены как медленными геодинамическими процессами, так и быстрыми, происходящими в очагах землетрясений [1–6]. При этом и те, и другие деформации, вызванные этими процессами, сопровождаются изменениями электропроводности. Наиболее яркие вариации электромагнитных параметров, как показали результаты работы на геодинамических полигонах [1–6], вызваны землетрясениями и происходят одновременно с ними, поэтому их можно считать косейсмическими.

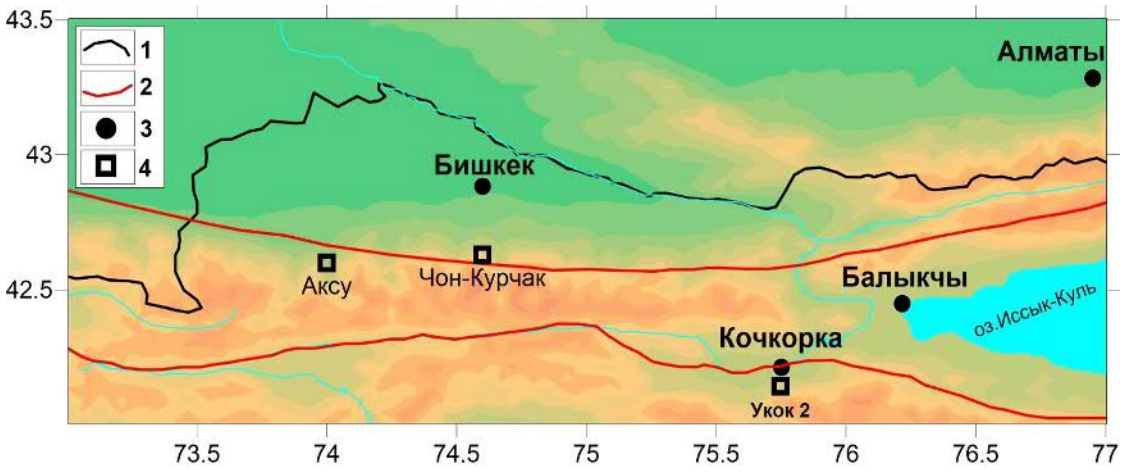


Рис. 1. Карта Северного Тянь–Шаня с расположением пунктов магнитотеллурического мониторинга Научной станции РАН в г. Бишкеке: 1 − границы Киргизской Республики; *2* − разломные структуры; *3* − населенные пункты; *4* − мониторинговые пункты зондирования МТЗ

Fig. 1. Map of the Northern Tien Shan with the location of magnetotelluric monitoring points of the RAS Scientific Station in Bishkek: 1 – the borders of the Kyrgyz Republic; 2 – fault structures; 3 – settlements; 4 – monitoring points of MTS

С целью анализа динамики электромагнитных параметров в широком частотном диапазоне в Северо–Тяньшаньской сейсмоактивной зоне проводится электромагнитный мониторинг (рис.1). Он выполняется в двух модификациях –

активной, в которой на шести стационарных пунктах выполняется электромагнитный мониторинг с помощью метода зондирования становлением поля [2] и пассивной, методом магнитотеллурического (МТ) зондирования с помощью станций “Phoenix MTU–5” на двух стационарных пунктах [5–7]. Наиболее яркие вариации геофизических полей, отражающие проявления геодинамических процессов, тяготеют к активным тектоническим нарушениям [8–10]. В связи с чем подавляющее большинство пунктов электромагнитного мониторинга приурочено к разломным структурам [7, 11,12], где измерение временных вариаций электромагнитных полей, полей упругих колебаний и т.д. дает количественную оценку напряженно–деформированного состояния геологической среды. Обширный экспериментальный материал формирует банк первичных мониторинговых данных [13]. Задачи проводимых исследований можно сформулировать следующим образом: выявление и оценка величины косейсмических вариаций электропроводности земной коры; их соответствие модели перераспределения флюидов в порово–трещинном пространстве; сопоставление величины вариаций на различных мониторинговых пунктах МТЗ.

Методы и материалы

На сегодняшний день МТЗ является одним из немногих геофизических методов, позволяющим, с одной стороны, выполнить детальные глубинные структурные построения исследуемой территории, а с другой, на основе мониторинга и анализа распределения геоэлектрических неоднородностей в геологической среде предоставить достаточно точную информацию об изменениях электрических характеристик. Уникальность МТЗ заключается в том, что отклик геологической среды представляется в виде тензора импеданса, который включает в себя информацию о распределении электропроводности во всех направлениях трехмерного геологического пространства. Для подавления помех и сглаживания передаточных функций используется программа МТ–Corrector, разработанная сотрудниками геофизической компании “Северо–

Запад”, г. Москва [14]. Программный пакет MT–Corrector позволяет выполнять проверку дисперсионных соотношений второго рода, которые характеризуют связь кажущегося сопротивления ($\rho_к$) и фаз импеданса [15], что способствует повышению точности при построение частотно–временных рядов (ЧВР).

Для анализа мониторинговых данных используется авторская методика азимутального МТ–мониторинга, позволяющая выделить аномальные изменения ρк и фазы импеданса, и определять направления, соответствующие их максимальным положительным и отрицательным вариациям (оси сжатия и растяжения) [6,7]. Азимутальные характеристики вариаций компонент тензора импеданса представлены в виде ЧВР. Результаты обработки мониторинговых данных в виде временных рядов и программы, предназначенные для визуализации, обработки и анализа временных рядов, являются составной частью базы данных МТ–мониторинга [13]. Методика интерпретации данных МТ–мониторинга развивается с привлечением новых программных комплексов, разработанных в НС РАН [16,17]. Анализ полученных результатов на предмет взаимосвязи с сейсмичностью региона осуществляется с использованием данных цифровых сетей KNET и KRNET (http://www.gdirc.ru/lki/napravlenija–issledovanij/sejsmologicheskie–nabljudenija; https://seismo.kg/ru).

Результаты

По результатам полевых наблюдений, выполненных в 2018–2019 гг. на стационарных мониторинговых пунктах Ак–Суу и Чон–Курчак (рис. 1) были построены частотно–временные ряды (ЧВР) вариаций электромагнитных параметров – кажущегося сопротивления, фазы импеданса, реальных и мнимых частей как основных, так и дополнительных импедансов. ЧВР представляют собой форму изменчивости структуры измеряемых компонент электромагнитного поля при повороте системы координат на определенный угол [6, 8, 18]. В качестве примера на рисунках 2 и 3 представлены ЧВР кажущегося

сопротивления с шагом 15° и распределение сейсмичности за выбранный период наблюдений для пунктов МТ–мониторинга.

Обсуждение

На основе анализа ЧВР вариаций кажущегося сопротивления по 12–ти азимутальным направлениям для стационарного пункта МТ–мониторинга Чон–Курчак (рис. 2) на предмет взаимосвязи с лунно–солнечными приливными воздействиями и сейсмическими событиями, произошедшими за период с 09 по 31 октября 2018 года, можно сделать следующие выводы:

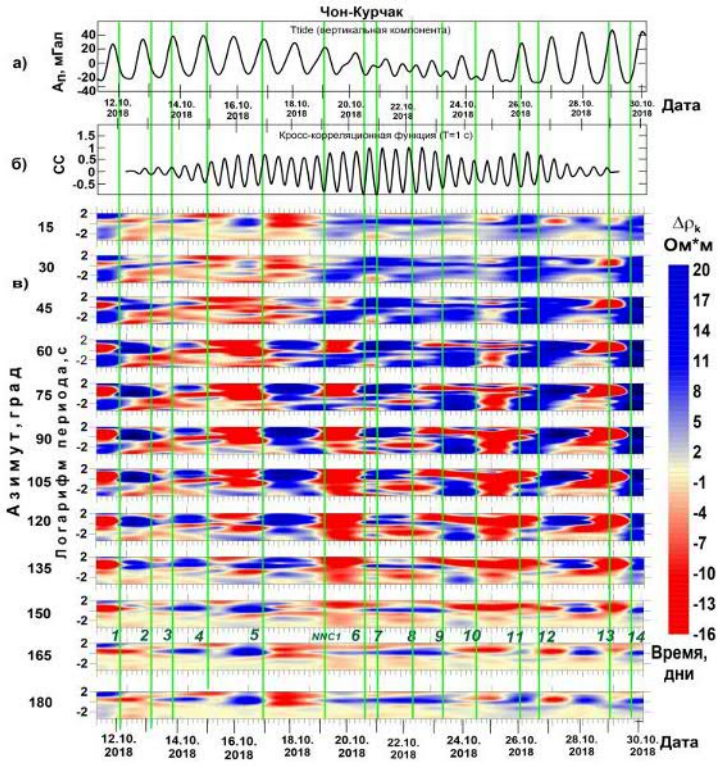


Рис. 2 − Результат сопоставления: а) лунно–солнечных приливов, б) кросс–корреляционной функции и в) частотно–временных рядов на стационарном пункте Чон–Курчак 12.10.2018–30.10.2018. Номерами зеленого цвета отмечены землетрясения, вертикальными линиями показаны моменты сейсмических событий

Fig. 2 – The result of the comparison: a) lunar–solar tides, b) cross–correlation function, and c) time–frequency series at the stationary point Chon–Kurchak 10.12.2018 – 10.10.2018. Earthquakes are indicated by green numbers, moments of seismic events are shown by vertical lines

Наиболее важным моментом является картина смены знака вариаций на псевдоразрезах; существует факт приуроченности сейсмических событий к участкам ЧВР с высокими градиентами электромагнитных параметров, т.е. интервалам времени, когда согласно концепции перераспределения флюидов, происходит значительное изменение напряженно–деформированного состояния массивов горных пород верхней части земной коры [7; 12]; обращает на себя внимание факт приуроченности сейсмических событий к экстремумам лунно–солнечных приливов; анализ функции взаимной корреляции свидетельствует о том, что причиной изменения параметров электромагнитного поля могут служить лунно–солнечные приливы.

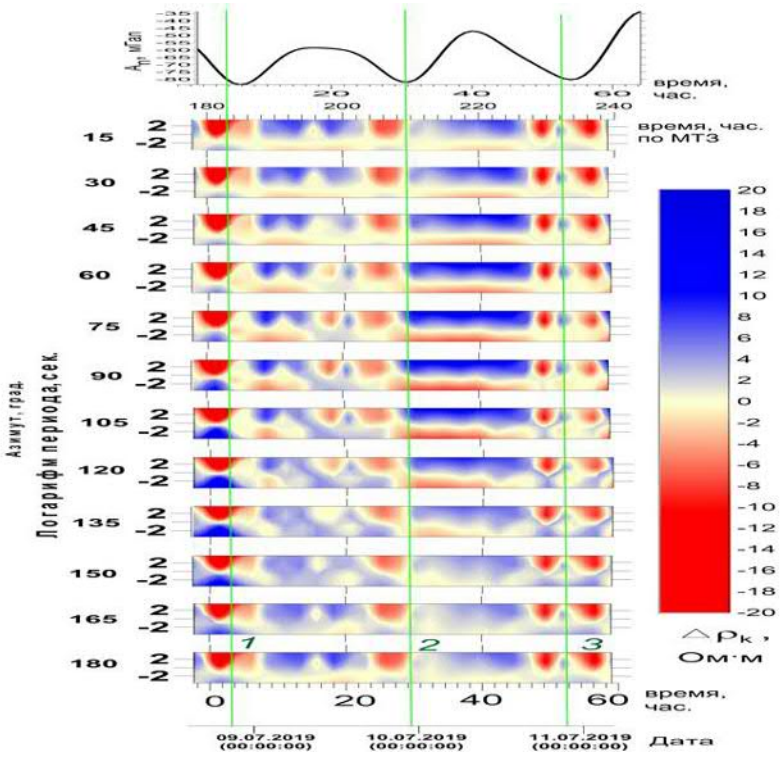


Рис. 3 − Результат наблюдений на пункте Укок–2 08.07.2019–11.07.2019 гг. Верхний график – вертикальная компонента лунно–солнечных приливов, нижние разрезы – частотно–временные ряды вариаций ρк,, построенные с шагом 15°. Зелеными линиями с цифрами показано время регистрации землетрясений

Fig. 3 – The result of observations at the Ukok–2 site on 07.08.2019 – 07.07.2019. The upper graph is the vertical component of the lunar–solar tides, the lower sections are the time–frequency series of variations ρк, constructed with a step of 15 °. Green lines with numbers show the time of earthquake registration

Для режимного пункта МТ–мониторинга Укок–2 (рис. 3), где были выполнены экспериментальные работы в 2019 г. можно отметить, что существует устойчивая связь между анизотропией $\rho_к$, лунно–солнечными приливными воздействиями и сейсмичностью. Максимальной амплитуде вертикальной компоненты лунно–солнечными приливными воздействиями соответствует увеличение $\rho_к$, минимуму – уменьшение, наиболее четко вариации $\rho_к$, к градиентным зонам которых приурочены сейсмические события, выражены в верхней части разреза, то есть резкие изменения напряженно–деформированного состояния происходят на глубинах не более 10 км.

На основе совместного анализа рисунков можно сделать вывод, что для стационарного пункта МТ–мониторинга Чон–Курчак вариации $\rho_к$ проявляют более четко, с ярко выраженными градиентными зонами; в вариациях $\rho_к$ могут проявляться сейсмические события, случившиеся за 500 и более км от пункта мониторинга; концепция перераспределения флюидов в порово–трещинном пространстве является рабочей.

Заключение

Таким образом, выполнена интерпретация полученных полевых данных и проведен анализ построенных временных рядов вариаций электромагнитных параметров. Выявлена взаимосвязь интенсивности вариаций геоэлектрических параметров с особенностями геологического строения. Установлен ряд закономерностей в отклике геофизических полей на геодинамическую активизацию сейсмоактивных регионов Северного Тянь–Шаня. Анализ обнаруженных закономерностей дает основание рекомендовать разработанные методические подходы для практического применения как инструмент повышения надежности, информативности и эффективности электромагнитного мониторинга.

Благодарности

Работы проводились в рамках выполнения государственного задания Научной станции РАН по теме АААА–А19–119020190063–2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барсуков О.М., Сорокин О.Н. Изменение кажущегося сопротивления горных пород в Гармском сейсмоактивном районе // Физика Земли. – 1973. – № 10. – С. 100–102.
2. Брагин В. Д. Активный электромагнитный мониторинг территории Бишкекского прогностического полигона: дис. канд. физ.–мат. наук – М., 2001. – 135 с.
3. Неведрова Н.Н., Эпов М.И. Электромагнитный мониторинг в сейсмоактивных районах Сибири // Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34. – № 4. – С. 209–223.
4. Дещеревский А.В., Лукк А.А., Сидорин А.Я. Флуктуации геофизических полей и прогноз землетрясений // Физика Земли. – 2003. – № 4. – С. 3–20.
5. Stanica D., Stanica M., Electromagnetic monitoring in geodynamic active areas // Acta Geodynamica et Geomaterialia. – 2007. – V.4 N1. – P. 99–107.
6. Баталева Е.А., Баталев В.Ю., Рыбин А.К. К вопросу о взаимосвязи вариаций электропроводности земной коры и геодинамических процессов // Физика Земли. – 2013. – № 3. – С. 105–113.
7. Баталева Е.А., Мухамадеева В.А. Комплексный электромагнитный мониторинг геодинамических процессов Северного Тянь–Шаня (Бишкекский геодинамический полигон) // Geodynamics & Tectonophysics. – 2018. – №2. – С. 461–487.
8. Bataleva E.A., 2016. Correlation dependences of electromagnetic and deformation parameters // Doklady Earth Sciences 468 (1), P. 523–526.
9. Шерман С. И., Кучай О. А., Бушенкова Н. А. Геодинамическая и сейсмическая зональность формирования сильнейших землетрясений Центральной Азии // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. XV Междунар. науч. конгр. 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск: СГУГиТ. 2017. № 4. – С. 71–75.
10. Bataleva E.A. On the question of the relationship of variations of geophysical fields, lunar–solar tidal effects and seismic events [Электронный источник] // X Anniversary International Conference «Solar–Terrestrial Relations and Physics of Earthquake Precursors». E3S Web Conf. – 2019. – Vol.127. – 02019.
11. Потапов В.В., Поспеева Е.В. Электромагнитный мониторинг методом МТЗ в эпицентральной зоне Чуйского землетрясения // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. XV Междунар. науч. конгр. 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск: СГУГиТ. 2017. № 3. – С. 167–171.
12. Bataleva E.A. Processing, analysis and interpretation of time–frequency series for magnetotelluric monitoring [Электронный источник] // IOP Conference Series Earth and Environmental Science. – 2019. — 350:012053. DOI: 10.1088/1755–1315/350/1/012053. (дата обращения: 28.10.2019).
13. Bataleva E.A., Rybin A.K., Matiukov V.E. System for collecting, processing, visualization and storage of the MT–monitoring data [Электронный источник] // Data. – 2019. – Vol.4. – N 99.

14. MT–Corrector [Электронный ресурс]. URL: http://nw–geo.ru/products/software/mt–corrector/ (Дата обращения: 08.10.2018).

15. Бердичевский М. Н., Дмитриев В. И. Модели и методы магнитотеллурики. – М.: Научный мир. 2009. – 680 с.

16. Баталева Е.А., Забинякова О.Б., Баталев В.Ю. Разработка программного обеспечения для профильного магнитотеллурического мониторинга миниполигона Кентор // Вестник КРСУ. – 2017. – Т.17. – № 8. – С. 150–153.

17. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019618606. Программа разделения электромагнитного поля по положению источников по данным магнитотеллурических зондирований / Александров П.Н., Баталева Е.А. М., 2019.

18. Рыбин А.К., Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Матюков В.Е. Вариации электросопротивления земной коры по результатам магнитотеллурического мониторинга сейсмоактивных зон Тянь–Шаня // Вестник КРСУ. – 2011. – Т. 11. – №4. – С. 29–40.

REFERENCES

1. Barsukov O.M., Sorokin O.N., Izmeneniye kazhushchegosya soprotivleniya gornykh porod v Garmskom seysmoaktivnom rayone. Fizika Zemli –1973. – N 10. – S. 100–102

2. Bragin V.D., Aktivnyy elektromagnitnyy monitoring territorii Bishkekskogo prognosticheskogo poligona: dis. kand. fiz.–mat. nauk – 2001. Moscow. – 135 s.

3. Nevedrova N.N., Epov M.I. Elektromagnitnyy monitoring v seysmoaktivnykh rayonakh Sibiri // Geofizicheskiy zhurnal – 2012. – Vyp. (4) – S. 209–223.

4. Deshcherevsky A.V., Lukk A.A., Sidorin A.Ya. Fluctuations of geophysical fields and earthquake prediction // Izvestiya. Physics of the Solid Earth. – 2003. – V. 39(4). – Pp. 267–282.

5. Stanica D., Stanica M., Electromagnetic monitoring in geodynamic active areas //Acta Geodynamica et Geomaterialia. – 2007. – V.4 (1).– P. 99–107.

6. Bataleva E.A., Batalev V.Y., Rybin A.K. On the question of the interrelation between variations in crustal electrical conductivity and geodynamical processes // Izvestiya. Physics of the Solid Earth. – 2013. – V. 49(3). – P. 402–410.

7. Bataleva E.A., Mukhamadeeva V.A., Complex electromagnetic monitoring of geodynamic processes in the Northern Tien Shan (Bishkek geodynamic test area). Geodynamics & Tectonophysics. – 2018. – V. 9(2) – P. 461–487. doi:10.5800/GT-2018-9-2-0356

8. Bataleva E.A. Correlation dependences of electromagnetic and deformation parameters. Doklady Earth Sciences. – 2016. – V. 468(1). – P. 523–526.

9. Sherman S.I., Kuchay O.A., Bushenkova N.A. Geodinamicheskaya i seysmicheskaya zonal'nost' formirovaniya sil'neyshikh zemletryaseniy Tsentral'noy Azii // Interjekspo GEO–Sibir'. XV Mezhdunar. nauch. kongr., 24–26 aprelja 2019 g., Novosibirsk: sb. materialov v 9 t. T. 2: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija». – Novosibirsk: SGUGiT, 2017. Vyp. 2(4) – S. 71–75.

10. Bataleva E.A. On the question of the relationship of variations of geophysical fields, lunar–solar tidal effects and seismic events [Электронный источник] // X Anniversary International Conference «Solar–Terrestrial Relations and Physics of Earthquake Precursors». E3S Web Conf. – 2019. – Vol.127. — 02019.

11. Potapov V.V., Pospeeva E.V. Elektromagnitnyy monitoring metodom MTZ v epitsentral'noy zone Chuyskogo zemletryaseniya // Interjekspo GEO–Sibir'. XV Mezhdunar. nauch. kongr., 24–26 aprelja 2019 g., Novosibirsk: sb. materialov v 9 t. T. 2: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija». – Novosibirsk: SGUGiT, 2017. Vyp. 2(3) – S. 167–171.

12. Bataleva E.A. Processing, analysis and interpretation of time–frequency series for magnetotelluric monitoring [Электронный источник] // IOP Conference Series Earth and Environmental Science. – 2019. – 350:012053. DOI: 10.1088/1755–1315/350/1/012053. (дата обращения: 28.10.2019).

13. Bataleva E.A., Rybin A.K., Matiukov V.E. System for collecting, processing, visualization and storage of the MT–monitoring data [Электронный источник] // Data. – 2019. – V. 4(99).

14. MT–Corrector [Электронный источник].

15. Berdichevsky M.N., Dmitriev V.I. Models and Methods of Magnetotellurics. – 2008. Springer, Berlin. – 563 p.

16. Bataleva E.A., Zabinyakova O.B., Batalev V.Yu. Razrabotka programmnogo obespecheniya dlya profil'nogo magnitotelluricheskogo monitoringa minipoligona Kentor // Vestnik KRSU.– 2017. – Vyp.17 (8) – S. 150–153.

17. Svidetel'stvo o registratsii programmy dlya EVM RU 2019618606. Programma razdeleniya elektromagnitnogo polya po polozheniyu istochnikov po dannym magnitotelluricheskikh zondirovaniy / Aleksandrov P.N., Bataleva E.A. – M., 2019. – 1 s.

18. Rybin A.K., Batalev V.Yu., Bataleva E.A., Matyukov V.E. Variatsii elektrosoprotivleniya zemnoy kory po rezul'tatam magnitotelluricheskogo monitoringa seysmoaktivnykh zon Tyan'–Shanya // Vestnik KRSU. – 2011. – Vyp. 11(4) – S. 29–40.

© Е.А. Баталева, 2020

УДК 550.84:553.98 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-034

ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПЕДИЦИОННОЙ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ В УСЛОВИЯХ ЗАПОЛЯРЬЯ (НА ПРИМЕРЕ ПОРТАТИВНОЙ ХРОМАТОГРАФИИ С ПАССИВНЫМИ КОНЦЕНТРАТОРАМИ)

Андрей Юрьевич Белоносов
Тюменский индустриальный университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, доцент, Западно–Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института Нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии Наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (3452) 68–87–92, e–mail: BelonosovAY@ipgg.sbras.ru, belonosv74313@mail.ru

Михаил Николаевич Балдин
Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии Наук (ИНГГ СО РАН), 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383) 363–80–25, e–mail: BaldinMN@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Шешуков
Западно–Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института Нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии Наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, младший научный сотрудник, тел. (3452) 68–87–92, e–mail: SheshukovSA@ipgg.sbras.ru

Владимир Матвеевич Грузнов
Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии Наук (ИНГГ СО РАН), 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, главный научный сотрудник, тел. (383) 333–27–11, e–mail: GruznovVM@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Викторович Зинченко
Институт Нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии Наук (ИНГГ СО РАН), 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, ведущий электроник, тел. (383) 363–80–25, e–mail: ZinchenkoDV@ipgg.sbras.ru

Антон Евгеньевич Кудрявцев
Западно–Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института Нефтегазовой Геологии и Геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения Российской Академии Наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, младший научный сотрудник, тел. (3452) 68–87–92, e–mail: KudryavcevAE@ipgg.sbras.ru

В настоящее время для поисков месторождений УВ в Заполярье повсеместно применяется метод пассивной адсорбции, использующий сорберы немецких технологий. Их эффективность составляет порядка 55%. Показаны преимущества применения отечественной технологии «ЭХО с ПКК» в полевых условиях Заполярья. Это формирование цифровой базы

геохимических данных непосредственно во время полевых работ. Для повышения эффективности в Заполярье, методы пассивной адсорбции требуют существенной доработки.

Ключевые слова: площадные геохимические исследования на нефть и газ, хроматографические анализы грунтовых проб и концентраторов, север Западной Сибири, Заполярье.

APPLICATION OF THE EXPEDITIONARY GEOCHEMICAL LABORATORY IN THE CONDITIONS OF THE POLAR REGIONS (ON THE EXAMPLE OF PORTATIVE CHROMATOGRAPHY WITH PASSIVE CONCENTRATORS)

Andrew Yu. Belonosov
Tyumen industrial University, 625000, Russia, Tyumen, volodarskogo Street, 38, West–Siberian affiliate of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaiy Str. 74, Ph. D., Senior Scientists, phone:+(345–2) 68–87–92, e–mail: BelonosovAY@ipgg.sbras.ru, belonosv74313@mail.ru

Michael N. Baldin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Scientist, phone:+ (383) 363–80–25, e–mail: BaldinMN@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Sheshukov
West–Siberian affiliate of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaiy Str. 74, Junior Researcher, phone:+ (345–2) 68–87–92, e–mail: SheshukovSA@ipgg.sbras.ru

Vladimir M. Gruznov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, deputy director on scientific work, phone:+ (383) 333–27–11, e–mail: GruznovVM @ipgg.sbras.ru

Dmitriy V. Zinchenko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, lead electronic, phone:+ (383) 363–80–25, e–mail: ZinchenkoDV@ipgg.sbras.ru

Anton E. Kudryavcev
West–Siberian affiliate of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaiy Str. 74, Junior Researcher, phone:+ (345–2) 68–87–92, e–mail: KudryavcevAE @ipgg.sbras.ru

At present, the method of passive adsorption, using German technology sorbers, is widely used to search for hydrocarbon deposits in the Polar region. Their efficiency is about 55%. The advantages of using domestic technology "ЭХО с ПКК" in the areal conditions of the Arctic are shown. This is the formation of a digital geochemical database directly during field work. To increase efficiency in the Arctic, methods of passive adsorption require significant refinement.

Key words: areal geochemical exploration for oil and gas, chromatographic analyzes of ground samples and concentrator, north of Western Siberia, Polar region

Поиски месторождений нефти и газа в Западной Сибири неуклонно смещаются на север и далее в Заполярье.

За последние 15 лет всё чаще вместо стандартной геохимической съёмки по грунтам используется метод пассивной адсорбции (ПА), в котором вместо грунтовых проб применяются немецкие сорберы «GORESORBER» и «GORE™SURVEYS», а также отечественные (производства фирм «ХРОМАТЭК» и АО «Казаньгеофизика»). Далее сорберы поступают на анализ в стационарную химическую лабораторию. Эффективность применения сорберов в Заполярье пока невысокая, чуть более 50%, в отличие от территорий Краснодарского края, Татарии и Башкирии.

Ещё во второй половине 90–х годов прошлого столетия в ИНГГ СО РАН были разработаны и воплощены в «железо» портативные хроматографы серии «ЭХО» с различными детекторами и поликаппилярными колонками [1, с. 3]. Технологией «ЭХО с ПКК» определяется большое количество различных веществ, включая углеводороды (УВ) ряда алканов, ароматические УВ, нефтепродукты, фенолы и т.д.

В отличие от немецких и других отечественных сорберов, в «ЭХО с ПКК» реализованы следующие операции: хроматографический анализ концентраторов (сорберов) производится в экспедиционной химической лаборатории; концентраторы являются многоразовыми и проходят «очистку» прямо в полевых условиях; перед анализом проба проходит концентрирование; для полевых работ концентраторов требуется в несколько раз меньшее, чем в немецких и других отечественных технологиях (это на порядок удешевляет производство геохимической съёмки); концентраторы устанавливаются на пикете в шпур глубиной 40–50 см на срок только 1 сутки, вместо 3 недель, как в немецких и других технологиях. Таким образом, непосредственно в полевых условиях формируется цифровой массив геохимических данных. При необходимости эти

данные можно дистанционно передавать на «большую землю» по каналам спутниковой связи.

В условиях Заполярья большим препятствием при применении метода ПА являются ландшафты (большое количество болот, торфяников, многочисленные реки и озёра) и наличие многолетнемёрзлых пород (ММП) с пониженными сорбционными свойствами.

И если на территориях, где данные факторы отсутствовали, и технология «ЭХО с ПКК» зарекомендовала себя вполне рабочей системой [2, 3, с. 4], то, для её адаптации в Заполярье, необходимо провести ряд опытно–методических работ.

Первая попытка этой работы была проведена на южном борту Малой Худдутейской впадины (в 50 км южнее п. Ямбург). На участке площадью 200 км^2, совместно со стандартной грунтовой геохимической съёмкой, были проведены исследования по технологии «ЭХО с ПКК». На базе полевого геохимического отряда была развёрнута хроматографическая лаборатория. После анализа концентраторы проходили «очистку» и поступали вновь в работу. На маршрутах концентраторы устанавливались на срок одни сутки. По результатам анализов вдоль маршрутов ежесуточно строились графики измеренных УВ–компонент. В случае обнаружения техногенного загрязнения концентратор устанавливался повторно. Таким образом, по завершению полевых работ, были построены предварительные графики и карты по гептану, октану, бензолу и толуолу.

Далее был проведён сравнительный анализ графиков и площадных карт различных УВ–параметров по грунтам и концентраторам. Морфологическая сходимость распределений по ароматическим УВ составила около 60%, по гептану и октану чуть больше 50%.

Результат сравнительного анализа можно считать удовлетворительным, т.к., во–первых, показания были сняты с различных гипсометрических отметок (грунты с глубины 1,5 метра, а концентраторы с 0,4 метра); во–вторых, грунты

накапливали УВ–эманации в течении 1,1 млн. суток, а концентраторы только 1 сутки; в–третьих, УВ–компоненты, сорбированные концентратором, напрямую зависели от сорбционных свойств тех отложений, в какие его поместили. С учётом низких сорбционных свойств ММП зафиксирован интересный факт. В концентраторе были обнаружены УВ–компоненты, которые в пробе грунта отсутствуют (рис. 1). Предположительно это может быть связано с почвенным либо атмосферным загрязнением.



Рис. 1. Сравнение значений толуола в грунтовой пробе и концентраторе ИНГГ СО РАН (увеличенное в 5 раз) вдоль субмеридионального профиля №1. Южный борт Худдутейской впадины (север Западной Сибири)

Условные обозначения: 1–значения толуола в грунтовой пробе с глубины 1,5 метра (2017 г.); 2–значения толуола в концентраторе ИНГГ СО РАН (2017 г.)

Fig. 1. Comparison of the toluene values in ground samples and the concentrator of the IPGG SB RAS (increased by 5 times) along the submeridional profile No. 1. The southern side of the Khuddutey depression (north of Western Siberia)

Legend: 1–values of toluene in a ground samples from a depth of 1.5 meters (2017); 2–values of toluene in the concentrator IPGG SB RAS (2017)

Таким образом, на основе проведенных опытно–методических работ в условиях Заполярья, можно сделать следующие выводы:

1. Для корректного сравнения геохимических данных по грунтам и концентраторам, последние необходимо устанавливать на ту глубину, с какой происходил отбор грунтовых проб.

2. Исследования показали, что уровень концентраций УВ–компонентов в грунтовых пробах, как правило, в 5–20 раз выше уровня концентраций этих же УВ–компонентов в концентраторе (рис. 2).

3. Для исключения атмосферного и почвенного загрязнения закладку концентратора следует производить на глубину не менее 1 метра. Отсюда следует пересмотреть конструкцию и технологию закладки концентраторов.

4. Для элиминирования ложных аномалий создать методику по определению динамики концентрации УВ во времени посредством концентраторов.

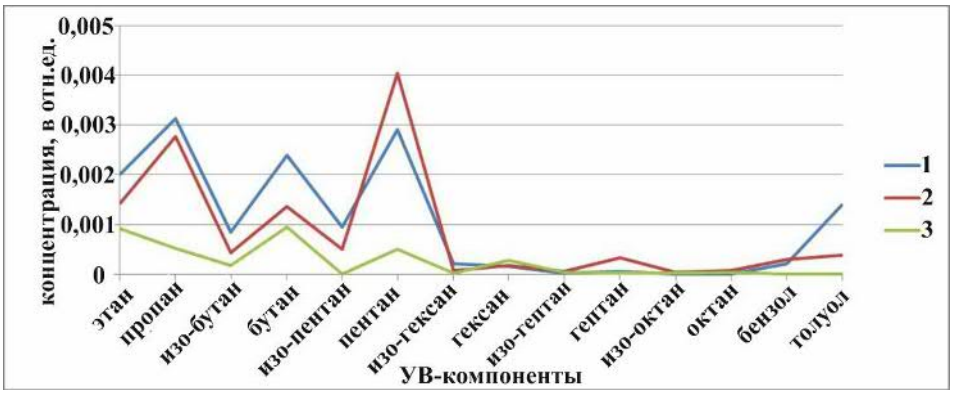


Рис. 2. Сравнение значений УВ–компонентов в концентраторе ИНГГ СО РАН и грунтовых пробах (2016–2017гг.). Южный борт Худдутейской впадины (Заполярье)

Условные обозначения: 1–значения в грунтовой пробе с глубины 1,5 метра (2017 г.); 2–значения в грунтовой пробе с глубины 1,5 метра (2016 г.); 3–значения в концентраторе ИНГГ СО РАН (2017 г.)

Fig. 2. Comparison of the values of hydrocarbon components in the concentrator of IPGG SB RAS and ground samples (2016–2017). The southern side of the Khuddutey depression (Polar Region)

Legend: 1–values in a ground samples from a depth of 1.5 meters (2017); 2– values in a ground samples from a depth of 1.5 meters (2016); 3–values in the concentrator IPGG SB RAS (2017)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Грузнов В.М., Шишмарев А.Т., Филоненко В.Г., Балдин М.Н., Науменко И.И. Экспрессный анализ объектов окружающей среды с применением портативных газовых хроматографов и поликаппилярных колонок // Журнал аналитической химии. – 1999. – Т. 54. – С. 957–961.

2. Балдин М.Н., Белоносов А.Ю., Прямов М.В., Грузнов В.М. Опыт геохимической съемки с пассивными концентраторами на сильно обводненной территории Тевризского газоконденсатного месторождения // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2016. XII Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология" (г. Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.): Сборник материалов в 4 т. – 2016. – Т. 2. – С. 113–116

3. Грузнов В.М., Балдин М.Н., Науменко И.И., Карташов Е.В., Прямов М.В., Белоносов А.Ю. Портативная газовая хроматография для экспрессной геохимической съемки [Электронный ресурс] // Третий съезд аналитиков России (г. Москва, 8–13 октября 2017 г.): Тезисы докладов. – 2017. – С. 307–307.

REFERENCES

1. Gruznov V.M., Shishmarev A.T., Filonenko V.G., Baldin M.N., Naumenko I.I. Jekspressnyj analiz ob#ektov okruzhajushhej sredy s primeneniem portativnyh gazovyh hromatografov i polikappiljarnyh kolonok // Zhurnal analiticheskoj himii. – 1999. – T. 54. – S. 957–961

2. Baldin M.N., Belonosov A.Ju., Prjamov M.V., Gruznov V.M. Opyt geohimicheskoj s#emki s passivnymi koncentratorami na sil'no obvodnennoj territorii Tevrizskogo gazokondensatnogo mestorozhdenija // Interjekspo GEO–Sibir'–2016. HII Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geojekologija" (g. Novosibirsk, 18–22 aprelja 2016 g.): Sbornik materialov v 4 t. – 2016. – T. 2. – S. 113–116

3. Gruznov V.M., Baldin M.N., Naumenko I.I., Kartashov E.V., Prjamov M.V., Belonosov A.Ju. Portativnaja gazovaja hromatografija dlja jekspressnoj geohimicheskoj s#emki [Jelektronnyj resurs] // Tretij s#ezd analitikov Rossii (g. Moskva, 8–13 oktjabrja 2017 g.): Tezisy dokladov. – 2017. – S. 307–307.

© А.Ю. Белоносов, М.Н. Балдин, С.А. Шешуков, М.В. Грузнов, Д.В. Зинченко, А. Е. Кудрявцев, 2020

УДК 550.34.094 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-035

БЫСТРОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ КИНЕМАТИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ НА ОСНОВЕ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ

Кирилл Геннадьевич Гадыльшин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, тел.: 8 (383) 330–27–96, e–mail: gadylshinkg@ipgg.sbras.ru

Илья Юрьевич Сильвестров
Сауди Арамко, Дахран, Саудовская Аравия, кандидат физико–математических наук, геофизик, e–mail: ilya.silvestrov@aramco.com

Андрей Викторович Бакулин
Сауди Арамко, Дахран, Саудовская Аравия, кандидат физико–математических наук, ведущий геофизик, e–mail: andrey.bakulin@aramco.com

Предложен быстрый алгоритм вычисления локальных кинематических атрибутов волнового поля для трехмерных сейсмических данных до суммирования. В работе продемонстрировано, что восстановление локальных атрибутов волнового поля для нелинейного бимформинга с помощью ИНС может значительно ускорить процедуру усиления сейсмических данных до суммирования.

Ключевые слова: усиление данных, нелинейный бимформинг, глубокое обучение

FAST LOCAL WAVEFRONT ATTRIBUTES CALCULATION ON THE BASE OF DEEP LEARNING

Kirill G. Gadylshin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Novosibirsk, Russia, Koptug ave. 3, PhD, senior researcher, phone: 8 (383) 330–27–96, e–mail: gadylshin@gmail.com

Ilya Yu. Silvestrov
Saudi Aramco, Dhahran, Saudi Arabia, PhD, Geophysicist, e–mail: ilya.silvestrov@aramco.com

Andrey V. Bakulin
Saudi Aramco, Dhahran, Saudi Arabia, PhD, Geophysical consultant,
e–mail: andrey.bakulin@aramco.com

Fast method for calculating local wavefront attributes for 3D prestack seismic data is proposed. We demonstrate that inpainting of local wavefront attributes for nonlinear beamforming can greatly speed up prestack enhancement of 3D seismic data.

Key words: data enhancement, non–linear beamforming, deep learning

Введение

На первых порах своего развития искусственный интеллект (ИИ) использовался для решения задач слишком сложных для человеческого

интеллекта, но относительно простых для вычислительной техники. Решение задач, которые интуитивно понимаются и с легкостью выполняются людьми, но не имеют формализованного описания, остается истинным вызовом искусственному интеллекту [1]. В настоящее время методы глубокого обучения успешно применяются для обработки изображений, задач распознавания образов, подавления шумов, повышения разрешения изображений [2] и в задаче реставрации изображений [3]. Рассмотрение последней задачи представлено в данной работе в применении к расчету сейсмических атрибутов до суммирования.

Хранение данных современных сейсмических исследований высокой плотности может требовать сотен и тысяч терабайт. Из–за понижения отношения сигнал/помеха для сейсмических данных таких как single–sensor, необходимы новые подходы эффективной обработки и анализа получаемой информации. Среди предлагаемых подходов к работе с большими наборами сейсмических данных можно выделить расчет сейсмических атрибутов до суммирования, а именно некоторых производных записанных данных, что позволяет представлять информацию более сжато и информативно. Эти атрибуты могут использоваться на разных этапах обработки и анализа данных. Многие из новых методов, основанных на использовании данных до суммирования, требуют оценки нескольких атрибутов для каждой конкретной точки в трехмерном массиве данных. Большое внимание в этих подходах уделяется одновременному расчету и использованию вычисляемых атрибутов. В качестве примеров можно привести такие методы как суммирование CRS [5], негиперболический мультифокусинг [6] и нелинейный бимформинг [7]. Во всех приведенных примерах требуется оценка глобальных или локальных атрибутов волнового поля. Как правило, этап оценки в упомянутых алгоритмах выполняется на регулярной сетке. И в результате локально оцениваются наклоны, кривизны и когерентность сейсмических волн. Этот процесс обычно занимает больше всего времени, и его оптимизация представляет большой практический интерес.

1. Описание метода

В основе метода, представленного в данной работе, стоит замена оценки атрибутов волнового поля во всей области, требующей больших вычислительных ресурсов, задачей меньшей размерности и дальнейшая реконструкция оставшихся атрибутов с использованием глубокой нейронной сети с частично свёрточными слоями PConv (от англ. Partial Convolition) [3]. Предложенная схема основана на глубоком обучении ИНС, обеспечивающей вывод высокого разрешения для входных данных с низким разрешением. Реконструкция с помощью ИНС требует меньшего вычислительного ресурса и в то же время способна обеспечить достаточный уровень детализации, необходимый для улучшения данных. Схема алгоритма приведена на рисунке 1.

2. Пример с морскими данными

В качестве примера проиллюстрируем, как приведенная концепция алгоритма реализуется для оценки локальных атрибутов волнового поля, используемых для улучшения данных в алгоритме нелинейного бимформинга (NLBF, от англ. non–linear beamforming) [7]. Схема оценки NLBF основана на предположении, что волновое поле может быть локально аппроксимировано поверхностью второго рода следующим образом:

$$\Delta t = t(x,y) - t_0(x_0,y_0) = A\Delta x + B\Delta y + C\Delta x\Delta y + D\Delta x^2 + E\Delta y^2,$$

где A, B, C, D, E – неизвестные атрибуты волнового поля, которые также служат коэффициентами бимформинга; Δx и Δy представляют пространственные сдвиги суммированной трассы относительно выходной трассы. Неизвестные коэффициенты A, B, C, D, E оцениваются путем максимизации значений функции подобия S, являющейся мерой когерентности локальных событий (см. более детально [7]).

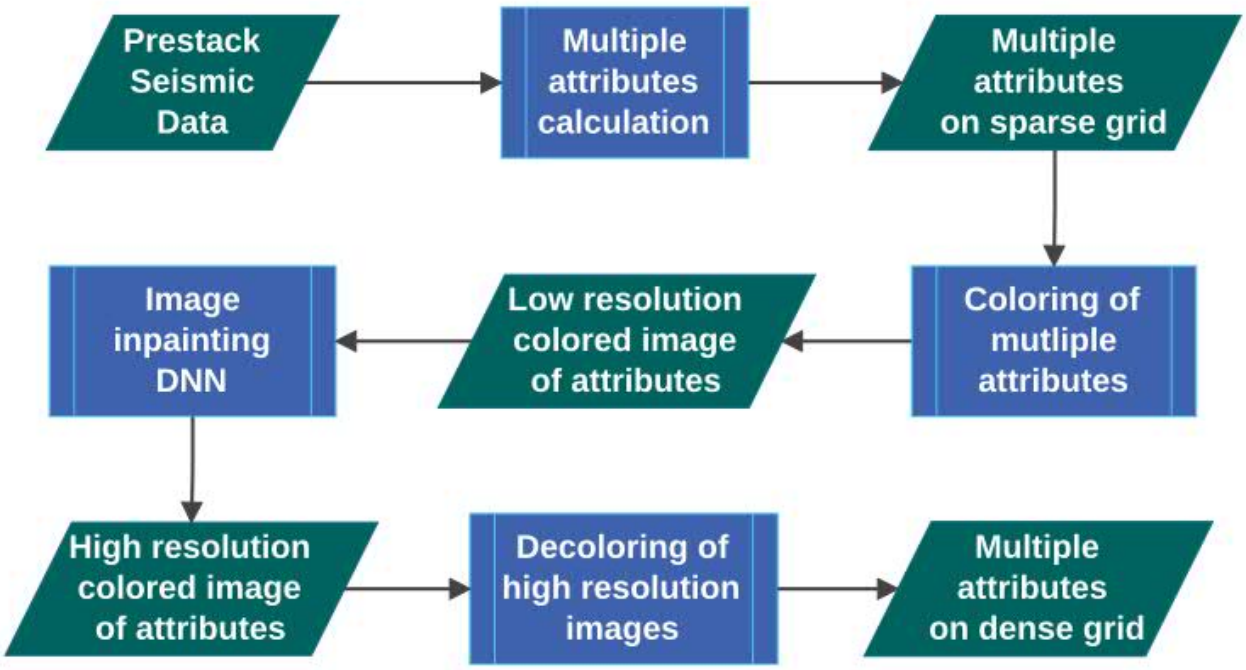


Рис. 3. Блок–схема алгоритма. Параллелограммы демонстрируют входные и выходные данные, прямоугольники показывают разные части алгоритма
Fig. 4. Flowchart of a proposed workflow. Parallelograms show input and output data, rectangles show different parts of the algorithm

Для простоты изложения рассмотрим этот подход вдоль одного направления смещения оси X. Это упрощает задачу оценки наклона A, кривизны D и меры когерентности S. На этапе кодирования мы преобразуем тройку многопараметрических атрибутов $<A, D, S>$ в <Red, Green, Blue> (RGB) – цветное пиксельное изображение для каждой пространственно–временной координаты (t, x). Теперь мы можем работать с локальными кинематическими атрибутами A, D и функцией подобия S в терминах цветных изображений, как показано на рисунке 2. Оценка локальных атрибутов волнового поля требует больших вычислительных ресурсов. Чтобы сократить время вычислений, в этом примере кинематические атрибуты вычисляются на нерегулярной сетке с применением случайной маски к исходной сетке (рисунок 3). В точке (t, x), для которой применяется маска, не производится оценка кинетических атрибутов, и таким образом уменьшается время счета. Площадь маски в процентном отношении от общей площади представляет собой ускорение численного

алгоритма. Затем мы строим глубокую свёрточную нейронную сеть (DNN, от англ. deep neural network) с архитектурой похожей на U–Net, описанной в работе [8], но на основе модификации путем применения частично свёрточных слоев [3].

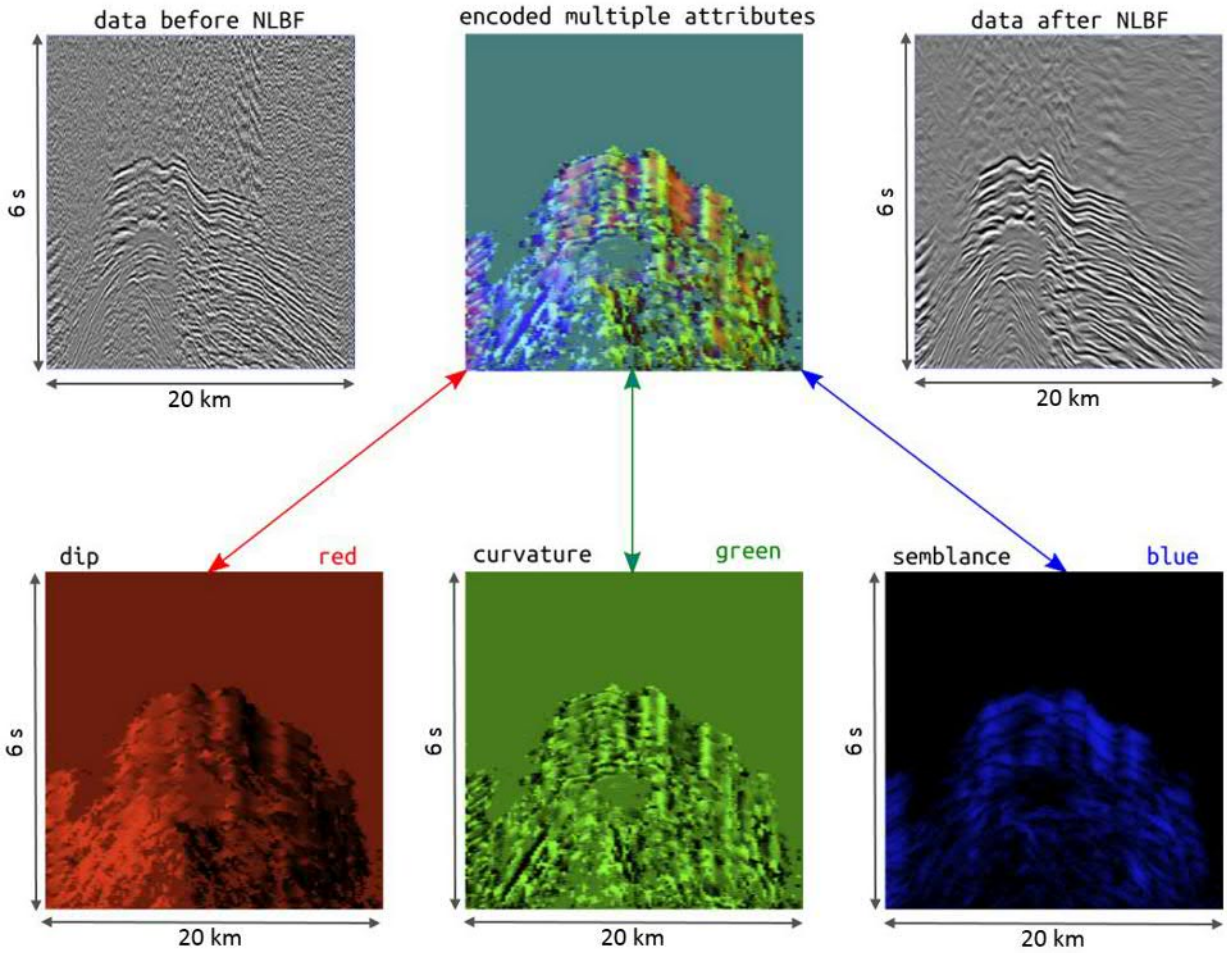


Рис. 5. Пример кодирования для нескольких кинематических атрибутов волнового поля, необходимых для нелинейного бимформинга. Атрибуты кодируются в одно изображение RGB, состоящее из трех каналов: красные – наклоны, зеленые – кривизны, голубые – когерентность

Fig. 6. Example of coloring (encoding stage) for multiple kinematic wavefront attributes required for nonlinear beamforming. Multiple attributes are encoded into single RGB image comprised of three channels: red – dips, green – curvatures and blue – semblance



Рис. 7. Исходное изображение RGB с несколькими атрибутами (слева) и случайно сгенерированной маской (в центре), примененной к изображению (справа)

Fig. 3. Original encoded RGB image of multiple attributes (on the left) and randomly generated image mask (in the middle) applied to the image (on the right)

Мы обучаем эту ИНС на небольшом подмножестве сейсмических данных до суммирования, использованных в NLBF. В этом эксперименте была использована морская съемка, в которой сейсмические приёмники располагались на морском дне (OBN) с объемом данных до суммирования ~15 ТБ. Использовалось 0,8% от общего объема данных, а затем выполнялся расчет кинематических атрибутов волнового поля с использованием NLBF. Полученные атрибуты преобразовывались в обучающий набор RGB–изображений. Обучение нейронной сети проводилось на высокопроизводительном вычислительном кластере Ibex KAUST с использованием современных графических ускорителей NVidia Tesla P100. Таким образом время, потраченное на обучение ИНС, было ничтожно мало, в сравнении со временем, требующемся для непосредственной оценки кинематических атрибутов для всего набора данных.

Обученная свёрточная ИНС используется для восстановления изображений атрибутов волнового поля высокого разрешения. Применение декодера к этим изображениям конвертирует изображения локальных кинематических атрибутов в их абсолютные значения, которые затем используются в алгоритме NLBF.

Для оценки качества атрибутов был создан проверочный набор данных отличный от обучающего набора данных (то есть эти изображения ранее не

использовались при обучении нейронной сети). Средняя точность восстановленных кинематических атрибутов с использованием проверочного набора данных составляет ~ 95%. Для расчета ошибок мы используем L2–норму разности между исходными кинематическими атрибутами, определенными на плотной сетке оценки с использованием NLBF, и предсказанными ИНС атрибутами. Как видно на рисунке 4, восстановленные значения с использованием нейронной сети аналогичны атрибутам, рассчитанным с использованием обычного алгоритма NLBF.

В этом численном эксперименте был достигнут коэффициент ускорения 2x, в то время как восстановленные атрибуты практически идентичны исходным. Время вычисления атрибутов с помощью ИНС незначительно по сравнению со стандартным подходом.

3. Обсуждение и выводы

В работе предложен алгоритм быстрого расчета локальных кинематических атрибутов волнового поля с использованием искусственного интеллекта. Такие атрибуты образуют «скелет» 3D сейсмических данных до суммирования. Их оценка позволяет выполнить множество больших этапов обработки, таких как усиление данных и интерполяция. Расчёт таких атрибутов является сложной вычислительной задачей, поскольку атрибуты волнового поля являются многомерными и должны оцениваться практически в каждой точке гигантских массивов данных до суммирования. Предложенный алгоритм позволяет оценивать атрибуты на грубой случайной сетке и выполнять реконструкцию с использованием ИНС в остальных точках.

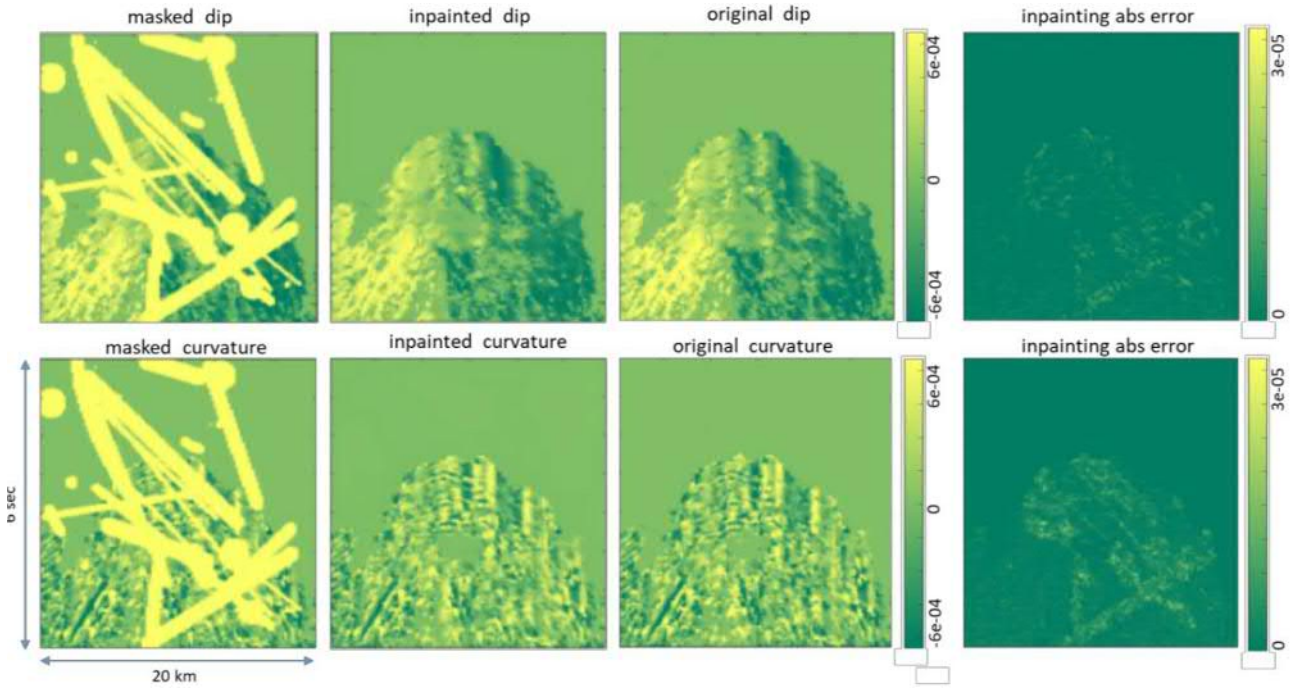


Рис. 4. Реконструкция локальных атрибутов волнового фронта с использованием обученной ИНС. Слева направо: атрибут низкого разрешения, восстановленный атрибут высокого разрешения и исходный атрибут, последний столбец – абсолютное значение разницы между восстановленным и исходным атрибутом. Верхняя строка – наклоны, нижняя строка – кривизны

Fig. 4. Inpainting of local wavefront attributes using trained DNN. From the left to the right: masked attribute, reconstructed attribute and original attribute, last column – absolute value of difference between inpainted and original attribute. Top row – dips, bottom row – curvatures

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента РФ МК–670.2019.5

REFERENCES

1. Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. Deep Learning. – Cambridge, USA: The MIT Press, 2016. – 775 p.

2. Halpert A. Deep learning–enabled seismic image enhancement. – Anaheim, USA: SEG, 2018. – P. 2081–2085.

3. Liu G., Reda A.F., Shih K.J., Wang T.–C., Tao A., Catanzaro B. Image inpainting for irregular holes using partial convolutions [arXiv preprint arXiv:1804.07723, 2018]. URL: https://arxiv.org/abs/1804.07723 (date of reference: 1.04.2020).

4. Baykulov M., Gajewski D. Prestack seismic data enhancement with partial common–reflection–surface (CRS) stack // Geophysics. – 2009. – Vol. 74(3). – P. V49–V58.

5. Berkovitch A., Deev K., Landa E. How non–hyperbolic Multifocusing improves depth imaging // First Break. – 2011. – Vol. 29. – P. 103–111.

6. Bakulin, A., Silvestrov, I., Dmitriev, M., Neklyudov, D., Protasov, M., Gadylshin, K., Tcheverda, V., Dolgov V. Nonlinear beamforming for enhancing pre–stack data with challenging

near surface or overburden // First Break. – 2018. – Vol. 36(12). – P. 121–126.

7. Ronneberger O., Fischer P., Brox T. U–Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation [arXiv preprint arXiv: 1505.04597, 2015]. URL: https://arxiv.org/abs/1505.04597 (date of reference: 1.04.2020).

© К.Г. Гадыльшин, И.Ю. Сильвестров, А.В. Бакулин, 2020

УДК 550.834 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-036

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ АДАПТИРОВАННОГО ФИЛЬТРА С КОНЕЧНОЙ ИМПУЛЬСНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУБИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Елена Алексеевна Генералова
АО «Сибирский научно–исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, научный сотрудник, тел. (383)230–94–58, e–mail: gea@sniiggims.ru

Ольга Марковна Сагайдачная
АО «Сибирский научно–исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», 630091, г. Новосибирск, Красный пр., 67, кандидат технических наук, заведующая лабораторией, тел.: +7(383)230–94–58, e–mail: som@sniiggims.ru

Александр Никитич Шмыков
АО «Сибирский научно–исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, ведущий инженер, тел. (383)230–94–58, e–mail: ashmykov@yandex.ru

Сейсмические записи, полученные при глубинных исследованиях земной коры, загружены интенсивными помехами, в том числе сложными по волновому составу техногенной природы, что создает интенсивный мешающий эффект при выделении и прослеживании (корреляции) целевых волн.

Авторами предложен способ повышения разрешенности волнового поля путем применения адаптированного фильтра с конечной импульсной характеристикой.

Приведены результаты спектрального анализа сейсмических данных ГСЗ, полученных на опорном геолого–геофизическом профиле 8–ДВ.

Ключевые слова: сейсмическая запись, оптимальный адаптивный КИХ–фильтр, спектральный анализ, метод глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ).

RESULTS OF APPLICATION OF ADAPTED FINITE IMPULSE RESPONSE FILTER FOR DEEP SEISMIC DATA QUALITY IMPROVEMENT

Elena A. Generalova
Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources, Krasny Prospect 67, Novosibirsk 630091, Russia, research worker, phone: (383)230–94–58, e–mail: gea@sniiggims.ru

Olga. M. Sagaydachnaya
Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources, Krasny Prospect 67, Novosibirsk 630091, Russia, Ph. D., Head of laboratory, phone: (383)230–94–58, e–mail: som@sniiggims.ru

***Alexandr*.N Shmykov**
Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources, Krasny Prospect 67, Novosibirsk 630091, Russia, leading engineer, phone: (383)230–94–58, e–mail: ashmykov@yandex.ru

Deep seismic sounding data of earth's crust explorations are complicated by intensive additive noise consist of man–caused multiplex wave compositions. Therefore intense interfering effect embarrass to detect and trace the target waves.

Authors made a suggestion of application of adaptive finite impulse response filter in order to enhance wave field resolution.

This article describes the results of spectral analysis of seismic data are derived from deep seismic sounding on the geological–geophysical survey 8–DV.

Key words: seismic recording, optimum adaptive FIR filter, spectral analysis, deep seismic sounding method (DSS).

Как известно [4, 5, 6], в результате проведения полевых сейсморазведочных работ, независимо от применяемого метода и технологии, получают множество сейсмических записей, каждая из которых представляет сложное волновое поле.

В процессе обработки из зарегистрированного волнового поля необходимо выделить и проследить целевые волны, не искажая их кинематических и динамических характеристик, или ослабить все сейсмические помехи.

Методы обработки сейсмических сигналов, реализующие различные виды фильтрации (полосовая, режекторная, адаптированная) достаточно широко изучены и регулярно применяются [3,5]. Однако в практическом аспекте вопрос определения и применения оптимального фильтра для повышения помехоустойчивости слабого сейсмического сигнала с относительно узкой низкочастотной характеристикой остается актуальным.

Авторами предложен и исследован способ повышения разрешенности сейсмического волнового поля путем применения фильтров с конечной импульсной характеристикой (КИХ–фильтр).

Общая характеристика КИХ – фильтров

КИХ – фильтры – это класс фильтров, реализуемых в нерекурсивной форме. По сравнению с рекурсивными фильтрами они имеют неоспоримые преимущества: эти фильтры всегда устойчивы и проектируются на основе заданной импульсной характеристики во временной области или методом частотной выборки, т.е. по требуемой амплитудно–частотной характеристике (АЧХ) [1].

Особенно целесообразно применение КИХ–фильтра, когда требуется сохранить фазовые характеристики. Класс КИХ–фильтров позволяет реализовать возможность управления фазой выходного сигнала, даже в случае описания ее нелинейной амплитудно–частотной функцией.

В цифровой области фильтры с конечной импульсной характеристикой строятся на основе линии задержки на памяти, тактируемой синхронно с входными данными. Если на вход фильтра подать аналог дельта–функции как последовательность $x(kT) = 1, 0...0, 0$, то на выходе получим последовательность $y(kT) = h_0, h_1 ... h_{N-1}, 0$, т.е. N отсчетов квантованной импульсной характеристики с периодом дискретизации T [3].

Алгоритм проектирования КИХ–фильтра

Проектирование КИХ–фильтра есть нахождение импульсной характеристики как последовательности $h_0, h_1 ... h_{N-1}$.

Если известна частотная характеристика фильтра, как квантованная по частоте амплитудно–частотная характеристика:

$$H(m\omega) = \sum_{m=0}^{M-1} H_m(m/\tau),$$

то импульсную характеристику на интервале $[-\tau/2; \tau/2]$ можно собрать как:

$$h(t) = \sum_m H_m \cos(2\pi m t/\tau),$$

где τ – длительность $h(t)$, H_m – амплитуда гармоники, m/τ – ее частота.

Авторами использован именно такой способ для реализации искомого оптимального фильтра. Алгоритм проектирования фильтра реализуется следующим образом. Во–первых, определяем минимальную частоту проектирования фильтра, она же шаг по частоте АЧХ, который равен $1/\tau$. Во–вторых, с этим шагом квантуем АЧХ фильтра и находим H_m всех нужных гармоник. В–третьих, находим $h(kT)$ – дискретную $h(t)$ (рис. 1).

Для устранения паразитных колебаний АЧХ по частоте (явление Гиббса) отсчеты $h(kT)$ используем с весовыми коэффициентами, т.е. взвешиваем, например, окном Кайзера, определенным на интервале $[-\tau/2; \tau/2]$.

Результаты использования КИХ–фильтра на реальных сейсмозаписях

Рассмотрим фрагмент реальной сейсмозаписи ГСЗ на открытом канале, полученной на опорном профиле 8–ДВ (рис. 2). Для вычисления амплитудно–частотной и импульсной характеристик КИХ–фильтра строим кривую аппроксимации спектра в интервале, где полезный сигнал превосходит уровень шума [2]. Синтезированный КИХ–фильтр представляет собой сумму косинусоид, нулевая фаза которых приходится на его середину. Наложение АЧХ фильтра на амплитудный спектр первой трассы представленного участка сейсмограммы иллюстрирует соответствие синтезированного фильтра исходному сигналу.

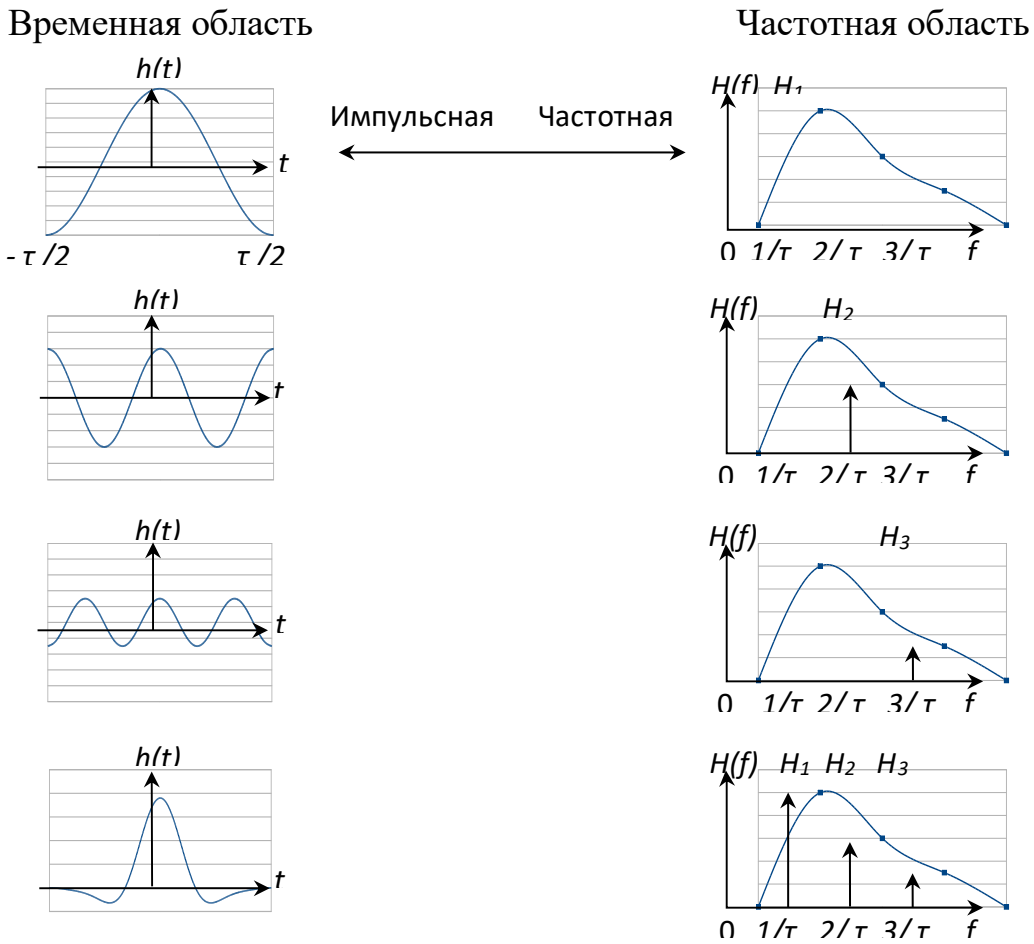


Рис. 1. Схема построения импульсной характеристики *h(t)* фильтра по частотной характеристике *H(f)*

Fig. 1. Diagram tracing of pulse response curve *h(t)* due to frequency response *H(f)*

Чтобы сравнить полосовой фильтр и согласованный, результаты их

применения показаны на рис. 3. Фильтры синтезированы методом частотной выборки.

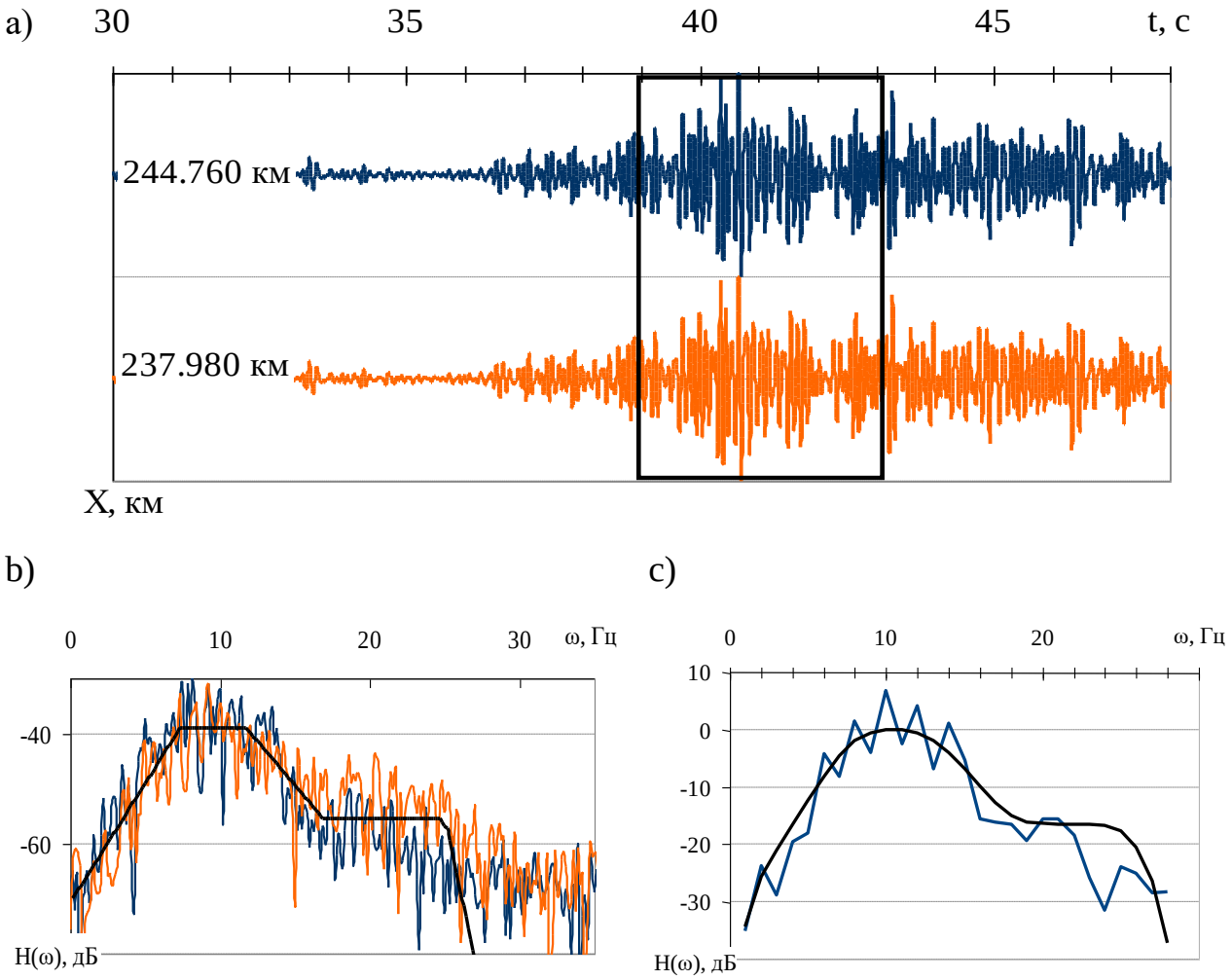


Рис. 2. Фрагмент исходной сейсмограммы(a); аппроксимация спектра сигнала в окне (b); спектр сигнала в окне и АЧХ синтезированного фильтра (c)
Fig. 2. Fragment of recorded seismogram (a); approximated spectrum of signal (b); spectrum of signal and amplitude–frequency characteristic of synthesized filter (c)

Количество итераций использования КИХ–фильтрации геофизик–исследователь определяет исходя из требований прослеживания опорных волн.

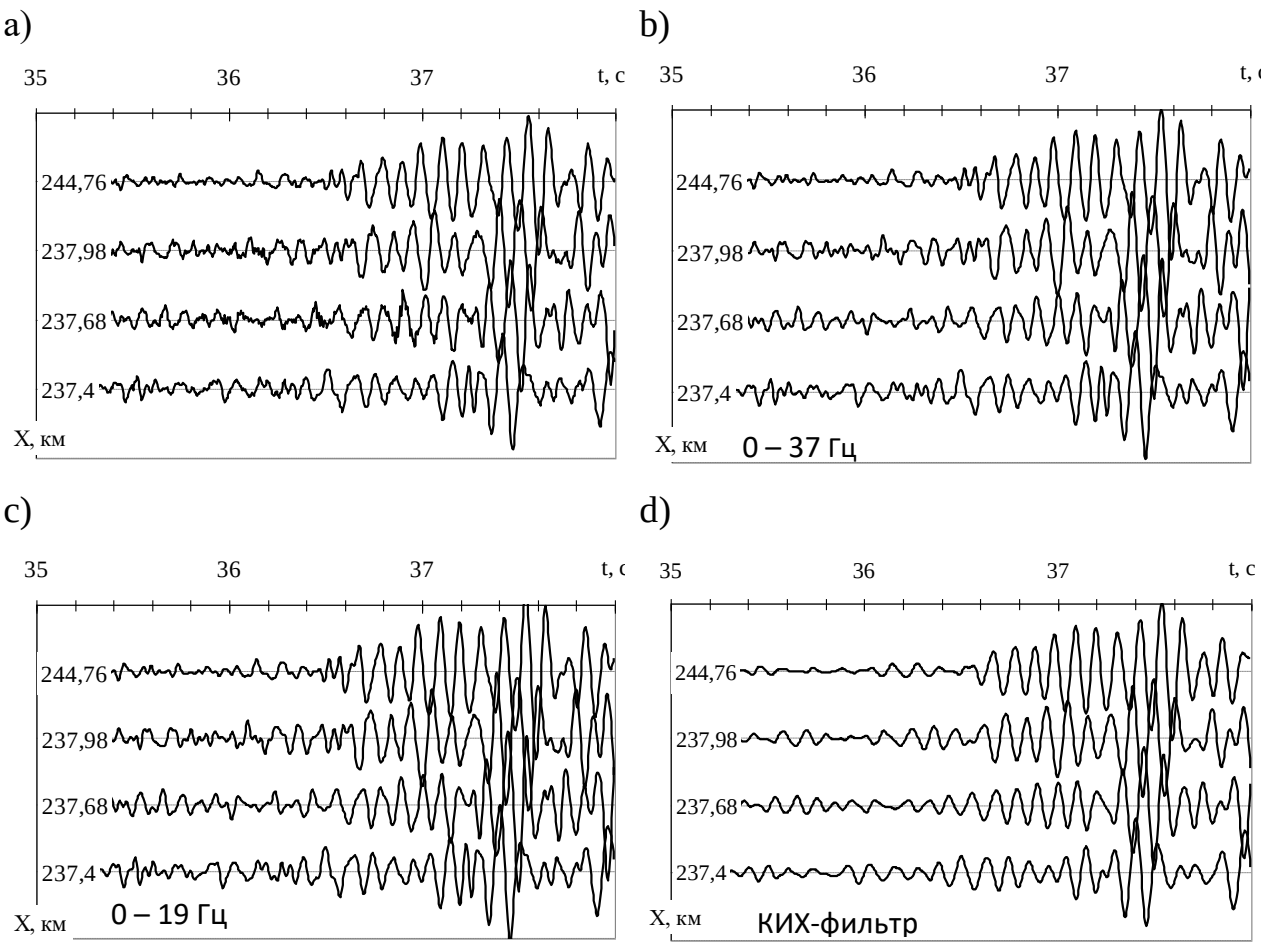
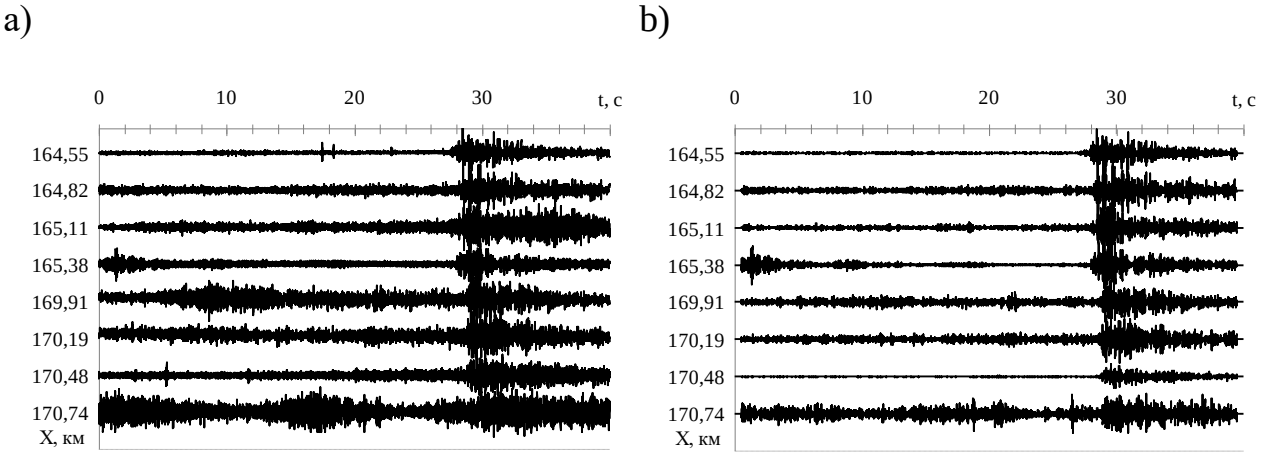


Рис. 3. Фрагмент сейсмограммы: исходная (a); фильтрованная (b, c, d)
Fig. 3. Fragment of seismogram: recorded (a); filtered (b, c, d)

Многократное применение КИХ–фильтра позволяет увеличивать соотношение сигнал / помеха. Такой подход помогает прослеживать целевые волны и, соответственно, оси синфазности с большей степень уверенности и однозначности (рис. 4).



c) d)

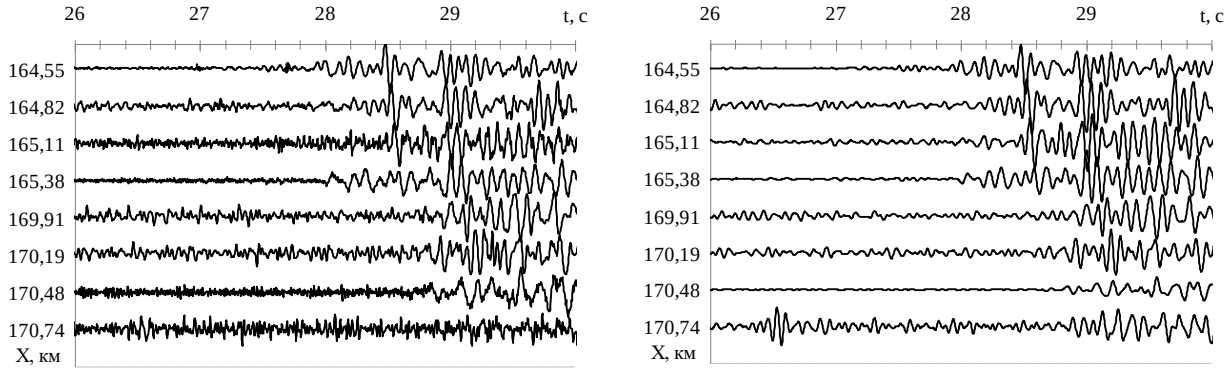


Рис. 4. Фрагмент сейсмограммы: исходная (a, c); фильтрованная (b, d)
Fig. 4. Fragment of seismogram: recorded (a, c); filtered (b, d)

Каждое применение фильтрации соответствует перемножению спектра на частотную характеристику фильтра, что приводит к сужению полосы пропускания в области максимальных гармоник сигнала, т.к. фильтр с ними согласован.

Выводы

Описанный метод подбора характеристик оптимального фильтра дает наилучший эффект для того участка сейсмозаписи, спектр которого анализируется. В общем следует, что для каждой сейсмозаписи можно построить свой оптимальный адаптированный КИХ–фильтр, учитывая при этом, что использование согласованных фильтров является обязательной процедурой при обработке для записей с низким уровнем соотношения сигнал / шум.

В статье дан критерий и алгоритм синтеза оптимального индивидуального фильтра через амплитудный спектр рассматриваемой трассы.

Эта процедура позволяет снизить уровень случайных помех, в том числе нестационарных интенсивных техногенных, транспортных, обусловленных непосредственной близостью / пересечением полосы профиля железнодорожных и автомагистралей, крупных рек и т.п. Эти сведения чрезвычайно полезны для построения глубинной геолого–геофизической модели

земной коры таким образом, улучшая качество выделения и прослеживания целевых сигналов. В результате повышается достоверность информации, которая является основной для выяснения закономерностей пространственного распределения скоплений полезных ископаемых [4].

Увеличение разрешенности сейсмозаписи позволяет снизить погрешность определения времен прихода опорных волн при глубинных исследованиях земной коры.

Авторы благодарят д. геол.–мин. наук А.С. Сальникова, отв. исполнителя работ по контракту с ФГБУ «ВСЕГЕИ» «Глубинные исследования на опорных геолого–геофизических профилях Дальневосточном и Сибирском федеральных округах в 2017–2019 гг.» в составе объекта в рамках Государственного задания № 049–00012–14–00 от 30.12.2016 г. «Создание государственной сети опорных геолого–геофизических профилей, параметрических и сверхглубоких скважин на территории Дальневосточного и Сибирского федеральных округов в 2017–2019 гг.» за особое внимание и конструктивное обсуждение результатов обработки с использованием КИХ–фильтрации и спектрального анализа сейсмических материалов ГСЗ, полученных на опорном профиле 8–ДВ (Восточно–Становой – Сихотэ–Алиньский).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васюков В.Н. Цифровая обработка сигналов и сигнальные процессы в системах подвижной радиосвязи: учебник. – Новосибирск: Изд–во НГТУ, 2003. – 292 с.
2. Введение в цифровую фильтрацию / Под ред. Р. И. Богнера, А. Константинидис. – М.: Мир, 1976. – 216 с.
3. Джнкинс Г., Ваттс Д. Спектральный анализ и его приложения. – М.: Мир, 1980. – Т. 1. – 316 с.
4. Соловьев В.М., Селезнев В.С., Сальников А.С., Кашубина Т.В., Шенмайер А.Е. Использование эффективных сейсмических моделей сред при работах ГСЗ на опорных профилях в восточной части России // Геология, геофизика и минеральные ресурсы Сибири. – 2014. – № 4. – С. 74–86.
5. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию / научн. ред. д.г.–м.н. И.Р. Оболенцевой. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. – 301 с.
6. Телегин А.Н. Сейсморазведка методом преломленных волн. – СПб.: Изд–во С.–Петерб. Ун–та, 2004. – 187 с.

REFERENCES

1. Vasjukov V.N. Cifrovaja obrabotka signalov i signal'nye processy v sistemah podvizhnoj radiosvjazi: uchebnik. – Novosibirsk: Izd–vo NGTU, 2003. – 292 s.
2. Vvedenie v cifrovuju fil'traciju / Pod red. R. I. Bognera, A. Konstantinidisa. – M.: Mir, 1976. – 216 s.
3. Dzhnkins G., Vatts D. Spektral'nyj analiz i ego prilozhenija. – M.: Mir, 1980. – T. 1. – 316 s.
4. Solov'ev V.M., Seleznev V.S., Sal'nikov A.S., Kashubina T.V., Shenmaier A.E. Ispol'zovanie jeffektisnyh sejsmicheskih modelej sred pri rabotah GSZ na opornyh profiljah v vostochnoj chasti Rossii // Geologija, geofizika i mineral'nye resursy Sibiri. – 2014. – № 4. – S.

74–86.

5. Puzyrev N.N. Metody i objekty sejsmicheskih issledovanij. Vvedenie v obshhuju sejsmologiju / nauchn. red. d.g.–m.n. I.R. Obolencevoj. – Novosibirsk: Izd–vo SO RAN, NIC OIGGM, 1997. – 301 s.

6. Telegin A.N. Sejsmorazvedka metodom prelomlennyh voln. – SPb.: Izd–vo S.–Peterb. Un–ta, 2004. – 187 s.

© Е.А. Генералова, О.М. Сагайдачная, А.Н. Шмыков, 2020

УДК 519.6 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-037

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ С ПРОСТРАНСТВЕННО–РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМОЙ НАКЛОННО–ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Вячеслав Николаевич Глинских
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, член–корреспондент РАН, заведующий лабораторией, e–mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Олег Валентинович Нечаев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, e–mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

Александр Русланович Дудаев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, лаборант, e–mail: DudaevAR@ipgg.sbras.ru

Разработана математическая модель, описывающая процесс зондирования с использованием импульсного источника возбуждения электромагнитного поля в сложной по физическим параметрам и геометрическому строению трехмерной области, для дискретизации по времени которой используется преобразование Фурье по времени. При помощи векторного метода конечных элементов получен дискретный аналог по пространственным координатам исходной задачи. Приводятся примеры моделирования.

Ключевые слова: электромагнитные зондирования, векторный метод конечных элементов, баженовская свита.

MATHEMATICAL SIMULATION OF PULSED ELECTROMAGNETIC SOUNDINGS WITH A SPATIALLY DISTRIBUTED SYSTEM OF DEVIATED WELLS

Viacheslav N. Glinskikh
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Ave., D. Sc., RAS Corresponding Member, Head of the laboratory, e–mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Oleg V. Nechaev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Ave., Ph. D., Senior Researcher, e–mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

Alexander R. Dudaev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Ave., Laboratory Assistant, e–mail: DudaevAR@ipgg.sbras.ru

We have developed a mathematical model describing the sounding process with a pulsed electromagnetic field source in a 3D region complex in physical parameters and geometric structure. For its time discretization, the time Fourier transform is used. Through the vector finite element method, we have obtained a discrete analogue in spatial coordinates of the original problem. The simulation examples are provided.

Key words: electromagnetic soundings, vector finite element method, Bazhenov formation.

В настоящее время огромный научно–технологический интерес вызывает уникальная нефтепроизводящая и нефтеносная формация в Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции – баженовская свита. Она относится к нетрадиционным источникам углеводородов и, по некоторым оценкам, на этой территории содержит более половины запасов нефти, главным образом, трудноизвлекаемых [1, 2, 3]. На данном этапе исследований необходимо получить численное решение трёхмерной прямой задачи импульсных электромагнитных зондирований в баженовской свите с пространственно–распределённой системой наклонно–горизонтальных скважин. Идея состоит в том, что с использованием прямого преобразования Фурье по времени осуществляется переход исходной задачи из временной области в частотную, последующее решение которой выполняется с помощью векторного метода конечных элементов. Такой подход позволяет получить множество независимых друг от друга трёхмерных задач, которые могут быть эффективно решены параллельно, с использованием современной многопроцессорной техники.

Векторный метод конечных элементов (МКЭ) хорошо зарекомендовал себя при решении различных задач геоэлектродинамики и широко нами применяется для моделирования электромагнитных процессов в сложной по электрофизическим параметрам и геометрическому строению трёхмерной области [4], к которым относится и баженовская свита. С помощью МКЭ дискретизация по пространству осуществляется с использованием векторных базисных функций [5, 6, 7], что обеспечивает выполнение как законов сохранения, так и непрерывность соответствующих компонент электромагнитного поля на границах раздела сред.

Для получения математической модели, описывающей процесс зондирования с использованием импульсного источника возбуждения

электромагнитного поля в сложной по физическому и геометрическому строению трёхмерной области, воспользуемся системой уравнений Максвелла. В качестве границы расчётной области Ω будем использовать поверхность $\partial\Omega$, удалённую от источника настолько, что мы можем полагать значения искомых полей на ней равными нулю. Источник электромагнитного поля будет возбуждаться токовым импульсом, следовательно, начальные значения полей примем нулевыми. Используя прямое преобразование Фурье по времени:

$$f(t) = \frac{1}{\pi}\mathrm{Re}\left(\int_0^{\infty} f(\omega)e^{it\omega}d\omega\right),$$

перейдём из временной области в частотную. Поскольку необходимо знать значения электромагнитных полей в нескольких точках $X_i\,(i=1,\ldots,n)$ измерений, будем для каждой точки измерения строить интерполянт $I_i(\omega)$, основанный на некотором наборе решений задачи для различных частот $\omega=\omega_j\,(j=1,\ldots,k)$. Применяя обратное преобразование Фурье по частоте:

$$f(t) = \frac{1}{\pi}\mathrm{Re}\left(\int_0^{\infty} f(\omega)e^{it\omega}d\omega\right)$$

к интерполянту $I_i(\omega)$, получим искомые компоненты электромагнитных полей в момент времени t в точке измерения X_i [8]. Далее сформулируем следующую краевую задачу относительно электрического поля:

$$\mathrm{rot}\,\frac{1}{\mu}\mathrm{rot}\,E + k^2E = -i\omega J_0 \qquad (1)$$

$$E\times n\big|_{\partial\Omega} = 0, \qquad (2)$$

где $E-$ напряжённость электрического поля, J_0 – плотность стороннего электрического тока, σ – удельная электропроводность, ε – диэлектрическая и μ – магнитная проницаемости, $k^2 = i\omega\sigma - \omega^2\varepsilon$. Следствием из (1) является закон сохранения заряда:

$$\mathrm{div}\big((\sigma - i\omega\varepsilon)E + J_0\big) = 0, \qquad (3)$$

выполнение которого обеспечивает скачок нормальной компоненты

напряжённости электрического поля E на границах, разделяющих подобласти с контрастной электропроводностью.

Пусть Ω – трёхмерная, возможно неоднородная по физическим свойствам область с липщиц–непрерывной границей $\partial\Omega$. Введём функциональные пространства [5]:

$$\mathrm{H}(\mathrm{rot};\Omega)=\left\{v\in\left[L^2(\Omega)\right]^3 : \mathrm{rot}\,v\in\left[L^2(\Omega)\right]^3\right\},$$

$$\mathrm{H}_0(\mathrm{rot};\Omega)=\left\{v\in\mathrm{H}(\mathrm{rot};\Omega): v\times n|_{\partial\Omega}=0\right\}.$$

Определим скалярное произведение:

$$(u,v)=\int_\Omega u\cdot v^*\,d\Omega\,.$$

Для задачи (1), (2) сформулируем следующую вариационную постановку [5]: Для $J_0\in L^2(\Omega)$ найти $E\in\mathrm{H}_0(\mathrm{rot};\Omega)$ такое, что $\forall v\in\mathrm{H}_0(\mathrm{rot};\Omega)$:

$$\left(\tfrac{1}{\mu}\mathrm{rot}\,E,\mathrm{rot}\,v\right)+\left(k^2E,\mathbf{v}\right)=-i(\omega J_0,v). \qquad (4)$$

Для введённого пространства имеет место следующее свойство вложения:

$$\mathrm{grad}\,\phi\in\mathrm{H}(\mathrm{rot};\Omega),\forall\phi\in\mathrm{H}^1(\Omega). \qquad (5)$$

Вариационная постановка (3) выполняется для всех $v\in\mathrm{H}(\mathrm{rot};\Omega)$; согласно (5), возьмём $v=\mathrm{grad}\,\phi$, $\phi\in\mathrm{H}^1(\Omega)$. Можно показать, что имеет место:

$$\left(\left(\omega^2\varepsilon-i\omega\sigma\right)E+i\omega J_0,\mathrm{grad}\,\phi\right)=0;\ \forall\phi\in\mathrm{H}^1(\Omega) \qquad (6)$$

А уравнение (6), в свою очередь, является вариационным аналогом закона сохранения (3). Следовательно, решение вариационной задачи (4) удовлетворяет закону сохранения заряда (3) в слабом смысле.

Для построения дискретного аналога вариационной задачи будем аппроксимировать элементы пространства элементами дискретного подпространства, в качестве базисных функций которого возьмем векторные элементы второго типа третьего порядка на тетраэдральной сетке [9]. Введем дискретный аналог вариационной задачи:

Для $J \in \mathrm{L}^2(\Omega)$ найти $E^h \in \mathrm{H}_0^h(\mathrm{rot};\Omega)$ такое, что $\forall v^h \in \mathrm{H}_0^h(\mathrm{rot};\Omega)$ выполняется $\left(\frac{1}{\mu}\mathrm{rot}\,E^h, \mathrm{rot}\,v^h\right) + \left(k^2 E^h, v^h\right) = -i\left(\omega J, v^h\right)$.

Раскладывая векторы напряжённости электрического поля E^h по базису дискретного подпространства $\mathrm{H}_0^h(\mathrm{rot};\Omega)$, и выбирая в качестве функции $\mathbf{u}$ базисные функции w_m^h, от дискретной вариационной задачи перейдём к эквивалентной системе линейных алгебраических уравнений. Для её решения использовался мультипликативный алгоритм [10].

Тестирование разработанной вычислительной схемы проводилось при решении исходной задачи в области с УЭС 1 Ом·м, содержащей горизонтальный пласт с различными значениями УЭС и мощностью 10 м. Источник электромагнитного поля (соленоидальная катушка) располагалась над пластом на расстоянии 5 метров от верхней границы пласта, расстояние до приёмной катушки равно 20 м, оси катушек были наклонены на угол 60 градусов относительно вертикальной оси. Магнитный момент генераторной катушки был равен 1 А·м^2. Моделирование выполнялось на узле кластера НКС–1П ССКЦ СО РАН, обладающего процессорами Xeon ES–2697A v4.

Проведение расчётов с использованием распараллеливания по различным частотам показало практически линейную зависимость времени моделирования от количества используемых потоков, что обусловлено наличием множества практически независимых друг от друга ресурсоёмких вычислительных задач. На рис. 1 представлена зависимость ЭДС, наведённой в измерительной катушке; электрическое поле в расчётной области возбуждалось прямоугольным импульсом длительностью 1 с. Для удобства представления данных, ноль по оси времени совпадает с моментов окончания импульса. На рис. 1 сплошная линия соответствует УЭС пласта 10 Ом·м, штриховая линия – УЭС пласта 100 Ом·м, пунктирная – 1000 Ом·м. Как следует из приведённой зависимости ЭДС, наведённой в измерительной катушке, для идентификации свойств пласта лучше подходят малые времена.

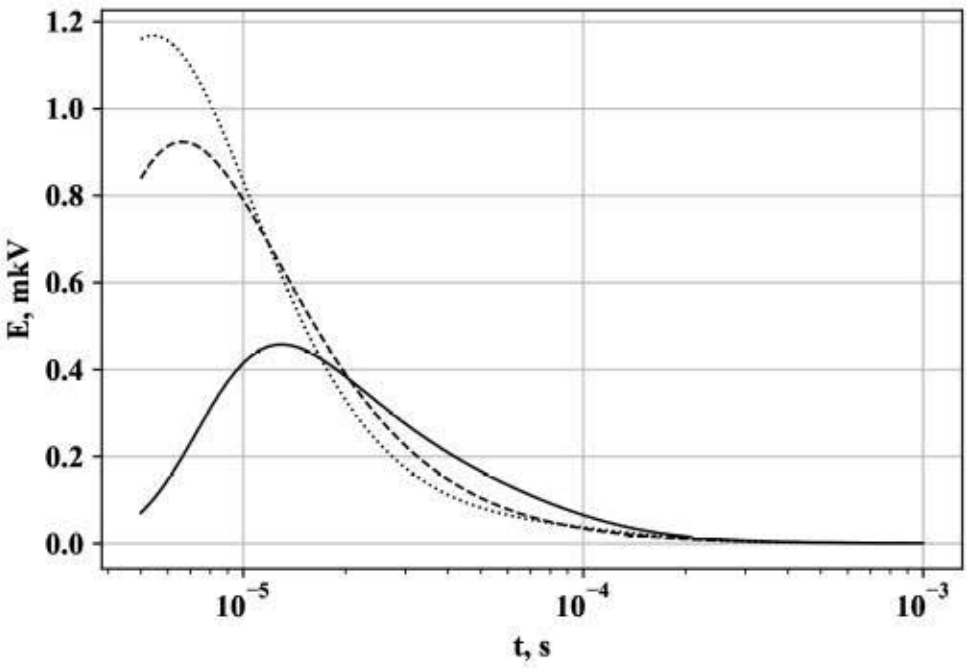


Рис. 1. Зависимость ЭДС, наведённой в измерительной катушке, от времени

Fig. 1. Time dependence of the electromotive force induced in the receiver coil

Таким образом, разработана математическая модель, описывающая процесс зондирования с использованием импульсного источника возбуждения электромагнитного поля в сложной по физическим параметрам и геометрическому строению трёхмерной области, для дискретизации по времени которой используется преобразование Фурье по времени. Предложенный подход позволил существенно упростить анализ формы токового импульса, что обусловлено использованием фундаментального решения по времени и его свёртки с разными по виду возбуждающими импульсами, при этом без решения множества трёхмерных задач.

Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда (проект №19–77–20130).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брадучан Ю. В., Гольберт А. В., Гурари Ф. Г. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири. Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность // Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.

2. Гурари Ф. Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно–Сибирской низменности

// Тр. СНИИГГиМС. – 1961. – № 17. – С. 81–92.

3. Конторович А. Э., Берман Е. Л., Богородская Л. И. и др. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно–Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМСа, сер. нефтяная геология. – М.: Недра, 1971. – 251 с.

4. Epov M. I., Shurina E. P., Nechaev O. V. 3D forward modeling of vector field for induction logging problems // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – Vol. 48. – No. 9. – P. 770–774.

5. Hiptmair R. Finite elements in computational electromagnetism // Acta Numerica. – 2002. – P. 237–339.

6. Monk P. Finite Element Methods for Maxwell's Equations. – New York: Oxford University Press, 2003. – 450 p.

7. Bossavit A. Computational Electromagnetism. Variational Formulations, Complementarity, Edge Elements. – San Diego, CA: Academic Press, 1998. – 324 p.

8. Mulder W. A., Wirianto M., Slob E. C. Time–domain modeling of electromagnetic diffusion with a frequency–domain code // Geophysics. – 2008. – Vol. 73. –No. 1. – P. F1–F8.

9. Webb J. P. Hierarchal vector basis functions of arbitrary order for triangular and tetrahedral finite elements // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. – 1999. –Vol. 47. – No. 8. – P. 1244–1253.

10. Nechaev O. V, Shurina E. P., Botchev M. A. Multilevel iterative solvers for the edge finite element solution of the 3D Maxwell equation // Computers and Mathematics with Applications. – 2008. – Vol. 55. – No. 10. – P. 2346–2362.

REFERENCES

1. Braduchan Ju. V., Gol'bert A. V., Gurari F. G. i dr. Bazhenovskij gorizont Zapadnoj Sibiri. Stratigrafija, paleogeografija, jekosistema, neftenosnost' // Tr. IGiG SO AN SSSR. – Novosibirsk: Nauka, 1986. – 217 s.

2. Gurari F. G. O poiskah nefti i gaza v mezozoe Zapadno–Sibirskoj nizmennosti // Tr. SNIIGGiMS. – 1961. – № 17. – S. 81–92.

3. Kontorovich A. Je., Berman E. L., Bogorodskaja L. I. i dr. Geohimija jurskih i nizhnemelovyh otlozhenij Zapadno–Sibirskoj nizmennosti // Tr. SNIIGGiMSa, cer. neftjanaja geologija. – M.: Nedra, 1971. – 251 s.

4. Epov M. I., Shurina E. P., Nechaev O. V. 3D forward modeling of vector field for induction logging problems // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – Vol. 48. – No. 9. – P. 770–774.

5. Hiptmair R. Finite elements in computational electromagnetism // Acta Numerica. – 2002.– P. 237–339.

6. Monk P. Finite Element Methods for Maxwell's Equations. – New York: Oxford University Press, 2003. – 450 p.

7. Bossavit A. Computational Electromagnetism. Variational Formulations, Complementarity, Edge Elements. – San Diego, CA: Academic Press, 1998. – 324 p.

8. Mulder W. A., Wirianto M., Slob E. C. Time–domain modeling of electromagnetic diffusion with a frequency–domain code // Geophysics. – 2008. – Vol. 73. –No. 1. – P. F1–F8.

9. Webb J. P. Hierarchal vector basis functions of arbitrary order for triangular and tetrahedral finite elements // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. – 1999. –Vol. 47. – No. 8. – P. 1244–1253.

10. Nechaev O. V, Shurina E. P., Botchev M. A. Multilevel iterative solvers for the edge finite element solution of the 3D Maxwell equation // Computers and Mathematics with Applications. – 2008.– Vol. 55. – No. 10. – P. 2346–2362.

© В.Н. Глинских, О.В. Нечаев, А.Р. Дудаев, 2020

УДК 550.379 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-038

РЕЗУЛЬТАТЫ ТРЁХМЕРНОЙ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ КРАТЕРА ТОКАРЕВА (КАРЫМСКИЙ ВУЛКАНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР, КАМЧАТКА)

София Павловна Грахова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090 г. Новосибирск, пр–т Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. +7–913–959–77–02, e–mail: GrakhovaSP@ipgg.sbras.ru

Светлана Борисовна Бортникова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090 г. Новосибирск, пр–т Академика Коптюга, 3. доктор геолого–минералогических наук, профессор, e–mail: BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

Григорий Леонидович Панин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090 г. Новосибирск, пр–т Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, научный сотрудник, e–mail: PaninGL@ipgg.sbras.ru

В летний период были произведены исследования кратера Токарева (Карымский вулканический центр, Камчатка). Получены результаты трёхмерной электротомографии, достаточно детально описывающие рельеф и неоднородности дна. Исследования велись с помощью авторской плавающей установки многоэлектродного зондирования методом постоянного тока на базе аппаратуры Iris Syscal Pro.

Ключевые слова: электроразведка; активные вулканы; геоэлектрохимия; геохимическое опробование; термальные источники.

THE RESULTS OF THREE–DIMENSIONAL ELECTROTOMOGRAPHY OF TOKAREV CRATER (KARYMSKY VOLCANIC CENTER, KAMCHATKA)

Sofiya P. Grakhova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Russia, Koptug ave. 3, Researcher, phone: +7–913–959–77–02, e–mail: GrakhovaSP@ipgg.sbras.ru

Svetlana B. Bortnikova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Russia, Koptug ave. 3, Doctor of Science, head lab, BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

Grigoriy L. Panin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Russia, Koptug ave. 3, PhD, Researcher, e–mail: PaninGL@ipgg.sbras.ru

In the summer, studies were carried out on the Tokarev crater (Karymsky Volcanic Center, Kamchatka). The results of three–dimensional electrotomography are obtained, which describe in sufficient detail the topography and heterogeneities of the bottom. The studies were carried out using

the author's floating installation of multi–electrode sounding by the direct current method based on Iris Syscal Pro equipment. The depth of research did not exceed 80 meters, which was enough to describe the structure of the Maar.

Key words: electrical exploration; active volcanoes; geoelectrochemistry; geochemical testing; thermal springs.

ВВЕДЕНИЕ

Представленная работа содержит исследования кратера Токарева с помощью трёхмерной электротомографии. Целью исследования являлось изучение геоморфологии формирования современного вулканического кратера на основе геофизических данных и геологического полевого изучения пород. Было проведено картирование дна кратера для определения его строения и обнаружения возможных источников вулканических эманаций.

Немногие вулканические образования доступны для современного исследования детальными неразрушающими методами. Именно таким методом является электротомография – по измерению удельного электрического сопротивления (УЭС) в среде мы можем судить о процессах и структурах, находящихся глубоко внутри. Геофизические методы, такие как измерение сопротивления (электропроводности) среды, должны быть применены в сочетании с геохимическим картированием для определения пространственного распределения потока. Основной источник сигнала естественного электрического поля на вулканах генерируется электрокинетическими связями [1]. Течение грунтовых вод создает электрический ток и электрическое поле, называемое направленной естественной поляризацией, которую можно измерить с поверхности [2, 3, 4]. Еще 40 лет назад Keller and Rapolla [5] показали, что применение данных электроразведки для изучения вулканов оправданно, поскольку электропроводность поровых растворов резко возрастает с ростом солености при растворении вулканических газов в воде. Фактически электромагнитное зондирование вулканов используется для обнаружения восокопроводящих (низкоомных) аномалий, относящихся к вулканической и гидротермальной активности [6, 7].

Раннее нашим коллективом были опубликованы несколько работ по строению термальных полей и подводящих каналов активных вулканов Камчатки и Курильских островов. На вулкане Эбеко (о–в Парамушир, Северные Курилы) были построены модели формирования подводящих каналов для фумарол и термальных источников. С помощью индукционного частотного зондирования и электротомографии были выявлены подводящие структуры каналов кипящих котлов и фумарол, уточнён характер транспорта вещества в приповерхностных условиях и его влияния на химизм гидротерм [8]. Проведена корреляция данных с результатами геохимических исследований. На вулкане Головнина с помощью частотного зондирования также продемонстрированы особенности строения подводящих каналов флюидов, доказана зависимость между составом флюида и строением флюидопроводников. Сделана уникальная модель термального озера с выявлением потоков флюида и обнаружением его источников на основе электротомографии [9]. На вулкане Мутновский с помощью ЧЗ были построены модели нескольких термальных систем, также доказывающих существенное влияние строения флюидопроводника на состав источников, в том числе микрокомпонентный [10].

ОБЪЕКТ

Карымский вулканический центр расположен в пределах Восточного вулканического пояса, в 124 км на Северо–Восток от г. Петропавловск–Камчасткий, почти у Кроноцкого залива. Имеет размеры 55×65 км и представляет собой сложное структурное образование, состоящее из множества вулканических построек дифференцированного состава и ряда кальдерных структур, динамически развивающихся во времени, начиная с эоплейстоцена (около 2 млн. лет назад) до настоящего времени. Сам вулкан Карымская сопка – действующий, хоть и относится к стратовулканам (рис. 1, фото справа). Абсолютная высота 1468 м, кратер постоянно выделяет горячие газы и пепел. Вулкан располагается в кальдере древнего вулкана, сформировавшегося в раннем голоцене, и сложен лавами, пеплами андезидацитового состава [11, 12, 13].

В результате кратковременного (в течение суток), но мощного фреато–магматического извержения преимущественно базальтового состава 2 января 1996 г. в северном секторе кальдеры Академии Наук, заполненной озером Карымским, возник кратер глубиной около 58 м, северный и северо–восточный борта которого причленились к берегу, и образовали п–ов Новогодний площадью 0,47 км^2 (рис. 1, карта–схема) [14, 15, 16].

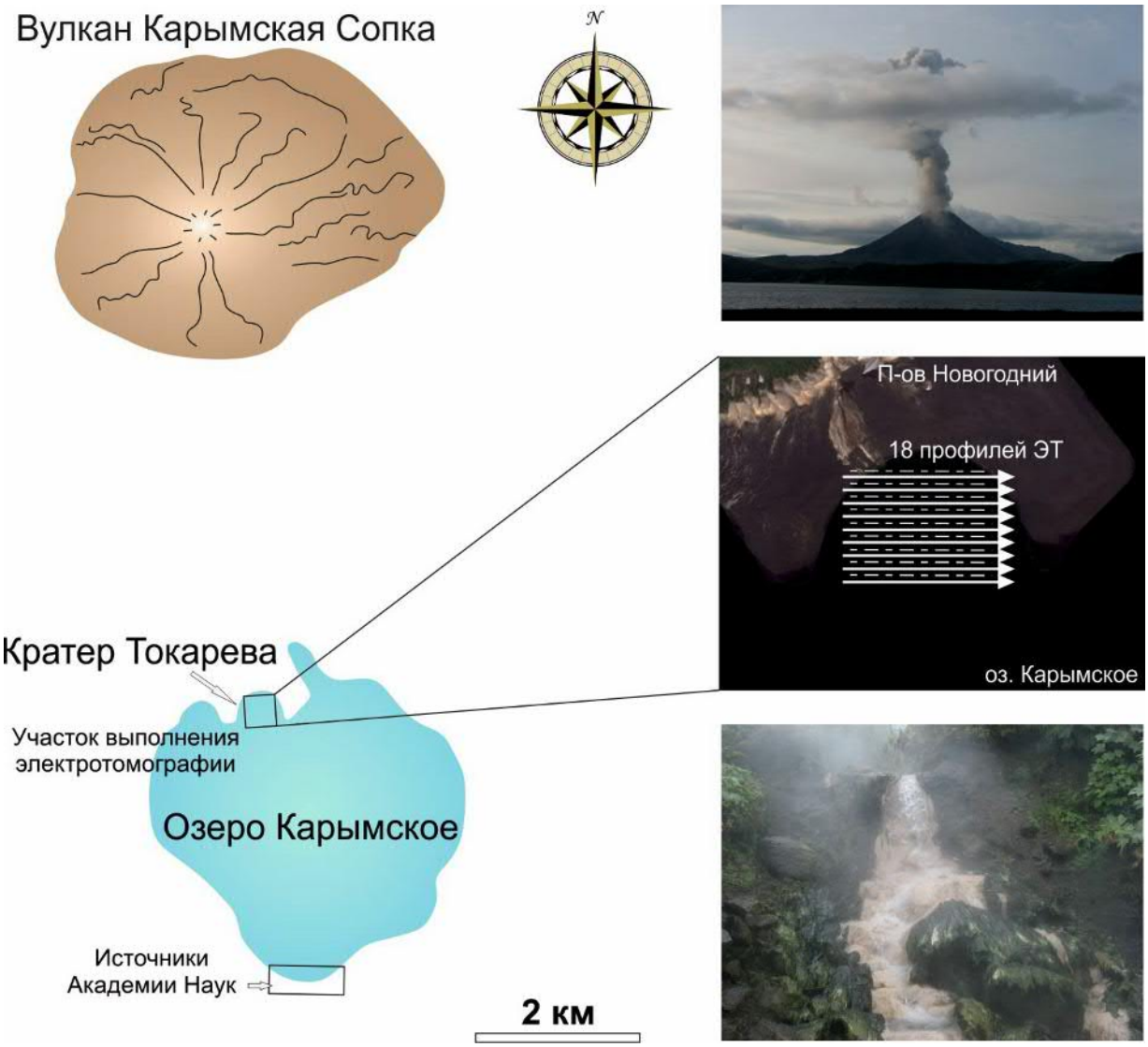


Рис. 1. Слева – карта–схема участка работ, справа сверху вниз – вулкан Карымский, схема расположения профилей над кратером Токарева, гейзериты источников Академии Наук

Fig. 1. On the left is a schematic map of the work area, on the right top down is the Karymsky volcano, arrangement of profiles above the Tokarev crater, geyserites of the Academy of Sciences springs

Мощные волны цунами в процессе извержения существенно разрушили основание северного борта кальдеры и смыли с его поверхности ольховый и кедровый стланик, а также аллювиально–пролювиальные отложения в районе источников Академии Наук, обнажив толщу гейзеритов (рис. 1, фото справа). Уровень воды в озере поднялся почти на 4 м [17, 18].

На п–ове Новогодний сразу после извержения образовались три воронки, в которых бурлила термальная вода с температурой до 79°С, крупная воронка маарового типа, заполненная водой, прогретой до 35°С, и имеющая в бортах участки с температурой до 55°С, а также две мелкие воронки – термальные площадки, на которых активно отлагались возгоны сульфатов и серы [19, 20, 21].

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В августе 2008 года была изготовлена плавающая установка для многоэлектродного зондирования методом постоянного тока на базе аппаратуры Iris Syscal Pro (IRIS Instruments, Франция). Через каждые 2 метра на кабелях были закреплены поплавки. Оператор с измерительной аппаратурой располагались в катамаране в кратере Токарева, заполненном водой оз. Карымское (рис. 2). Расстояние между электродами было выбрано исходя из необходимой глубины зондирования и возможностей прибора, и составило 5 м, таким образом, длина установки – 235 м. Зондирования выполнялись симметричной установкой Веннера. Установка Веннера характеризуется высоким уровнем сигнала, хорошей чувствительностью к горизонтальным границам, плохой чувствительностью к вертикальным границам, средней эффективной глубинностью и малым горизонтальным покрытием, изучаемой области [22]. Общая глубина зондирования составила не более 50 метров.

Установка Веннера была выбрана не случайно. Поль–дипольная установка как наиболее глубинная, затруднена выносом электрода на условную бесконечность, что в условиях плотно заросшей кустарником кальдеры было

невозможно [8]. Также установка Веннера наиболее оптимально описывает разрез, минимально используя заряд батареи, что немаловажно для выполнения восемнадцати профилей за один световой день.



Рис. 2. Плавающая установка для электротомографии на акватории
Pic. 2. Floating installation for electrotomography at the water area

Для усиления установки каждый кабель был закреплён на восьмимиллиметровом фале, что снимало нагрузку с разъемов аппаратуры и самих кабелей. Фалы крепились непосредственно к катамарану. Схематически установка показана на рис. 3. За 8 часов работы было выполнено 18 профилей с шагом 20 метров, центр и концы установки привязывались по GPS.

Обработка полученных данных производилась с помощью программы Res3DInv (Geotomo Corp., Малайзия) пакетным образом, аппроксимируя массив данных на весь захваченный объём сред.

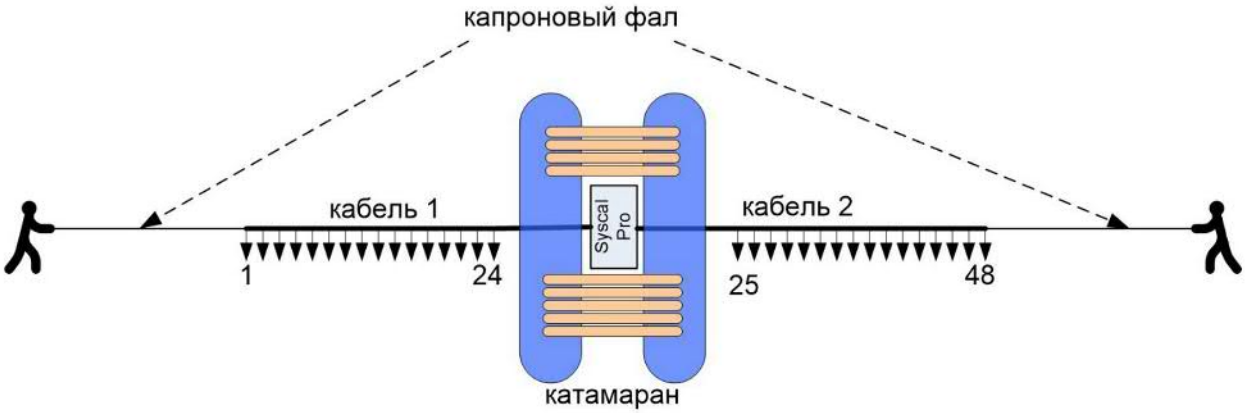


Рис. 3. Схема электроразведочной установки для работы на акватории
Fig. 3. Electrotomography installation scheme for work at the water area

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

На рис. 4 последовательно представлены три изоповерхности, каждая из которых соответствует определённому слою. Изоповерхность 55 Ом·м (отмеченная на рисунке 4 № 1) представляет собой поверхность рыхлых отложений на дне кратера, окончание водной толщи, что подтверждено отбором проб со дна озера. Изоповерхность № 2 на рисунке 4 (80 Ом·м) соответствует рыхлым вулканогенным отложениям, накопившимся с момента образования кратера. Изоповерхность 98 Ом·м (отмеченная на рисунке 4 № 3) соответствует поверхности коренных пород постройки вулкана.

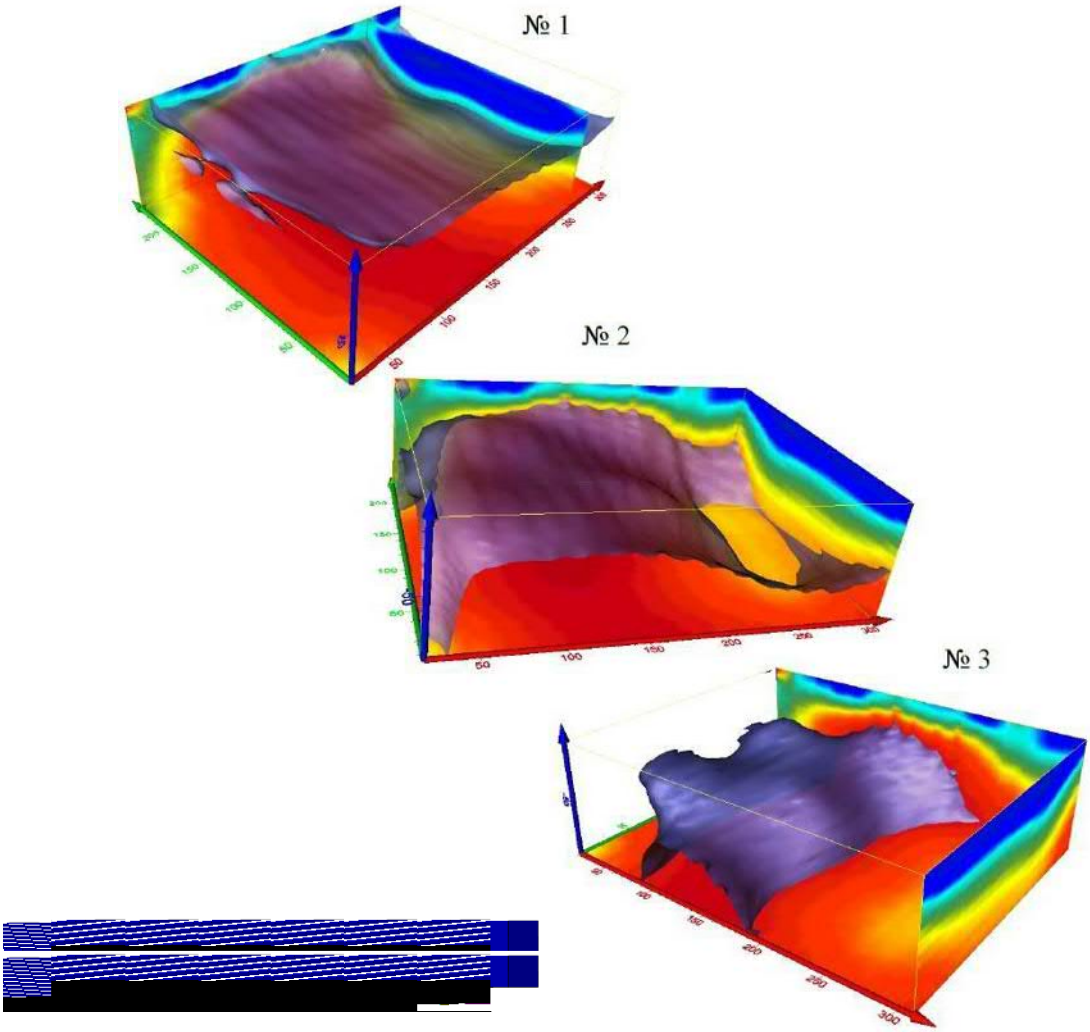


Рис. 4. Результаты трёхмерной электротомографии на кратере Токарева. Три изоповерхности, соответствующие 55 Ом·м – № 1, 80 Ом·м – № 2, 98 Ом·м – № 3

Fig. 4. The results of three–dimensional electrotomography on the Tokarev crater. Three isosurfaces corresponding to 55 Ohm·m – No. 1, 80 Ohm·m – No. 2, 98 Ohm·m – No. 3

Безусловно, стоит отметить, что весь геоэлектрический разрез чрезвычайно низкоомный. Подобная привязка изоповерхностей вызвана очевидным подъёмом кратерного дна к краю кратера (№ 1 на рисунке 4), где и удалось выполнить привязку по параметрам. Примечательно то, что можно достаточно достоверно проследить не только рельеф кратерного дна, покрытого рыхлыми отложениями, но и поверхность коренных пород, а соответственно, определить величину отложений.

ВЫВОДЫ

1. В результате построения геоэлектрической модели кратера Токарева на поверхности 80 Ом·м, на фоне рыхлых отложений выявлен канал, направленный вертикально вниз, который мы интерпретируем, как флюидопроводник, являющийся поставщиком термальных растворов и газов ко дну озера из нижних горизонтов.

2. Высокая электропроводность геоэлектрического разреза обусловлена особенностями воды в этом месте озера из–за многочисленных термальных источников, поставляющих высокоминерализованные растворы. Современные отложения по структуре также контрастируют по геоэлектрическим характеристикам с породами основания вулканической постройки, что и позволило создать корректную модель поверхности дна озера.

3. Выявленные особенности строения дна озера позволяют утверждать, что трёхмерная электротомография является эффективным методом исследования для объектов такого типа, позволяет установить структуру, строение и наличие проводящих каналов.

Работа выполнена при финансовой поддержке базового проекта НИР 0266–2019–0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Corwin R. F., Hoover D. B. The self–potential method in geothermal exploration // Geophysics. – 1979. – T. 44. – №. 2. – C. 226–245.

2. Revil A. et al. Streaming potential in porous media: 2. Theory and application to geothermal systems //Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1999. – T. 104. – №. B9. – P. 20033–20048.

3. Lorne B., Perrier F., Avouac J. P. Streaming potential measurements: 1. Properties of the electrical double layer from crushed rock samples //Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1999. – T. 104. – №. B8. – P. 17857–17877.

4. Revil A., Leroy P. Hydroelectric coupling in a clayey material. Geophysical Research Letters. – 2008. – Vol. 28(8). – P. 1643–1646.

5. Keller G. V., Rapolla A. Electrical prospecting methods in volcanic and geothermal environments // Developments in Solid Earth Geophysics. – Elsevier, 1974. – T. 6. – P. 133–166.

6. Mogi T., Nakama S. Magnetotelluric interpretation of the geothermal system of the Kuju volcano, southwest Japan. Journal of volcanology and geothermal research. – 1993. – Vol, 56 (3). – P. 297–308.

7. Kagiyama T. et al. Resistivity structure of the central and the southeastern part of Kirishima volcanoes // Kazan. – 1996. – Т. 41. – №. 5. – С. 215–225.

8. Панин Г.Л. Котенко Т.А., Котенко Л.В., Карин Ю.Г. Геофизико–геохимические исследования термальных полей вулкана Эбеко (о. Парамушир) // Литосфера. – 2010. – №. 3. – С. 171–176.

9. Бортникова С.Б., Бессонова Е.П., Гора М.П., Шевко А.Я., Панин Г.Л., Жарков Р.В., Ельцов И.Н., Котенко Т.А., Бортникова С.П., Манштейн Ю.А., Котенко Л.В., Козлов Д.Н., Абросимова Н.А., Карин Ю.Г., Поспеева Е.В., Казанский А.Ю. Газогидротермы активных вулканов Камчатки и Курильских островов: состав, строение, генезис // отв. ред. О.Л. Гаськова; А.К. Манштейн. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – 282 с.

10. Бортникова С.П., Ельцов И.Н., Панин Г.Л., Нестерова Г.В., Ковбасов К.В. Электропроводность вулканических образований по результатам электротомографии и петрофизическим оценкам // Геодинамические процессы и природные катастрофы в Дальневосточном регионе: научная конференция, посвященная 65–летию ИМГиГ ДВО РАН: тезисы докладов, Южно–Сахалинск, 26–30 сентября 2011 г. / отв. ред. Б.В. Левин. – Южно–Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2011, С. 9–10.

11. Гришин С. Излияние лавовых потоков на Камчатке в XX и начале XXI века: масштабы и глубина изменения экосистем // Известия Русского географического общества. – 2017. – Т. 149. – №. 6. – С. 43–59.

12. Добрецов Н.Л., Кулаков И.Ю., Литасов Ю.Д. Пути миграции магм и флюидов и составы вулканических пород Камчатки // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – №. 12. – С. 1633–1661.

13. Кирюхин А.В., Федотов С.А., Кирюхин П.А., Черных Е.В. Магматические питающие системы Корякско–Авачинской группы вулканов по данным локальной сейсмичности и режима прилегающих термальных источников // Вулканология и сейсмология. – 2017. – №. 5. – С. 3–17.

14. Новейший и современный вулканизм на территории России. – М.: Наука, 2005. – 608 с.

15. Федотов С.А. Об извержениях в кальдере Академии Наук и Карымского вулкана на Камчатке в 1996 г., их изучение и механизм // Вулканология и сейсмология. – 1997. – № 5. – С. 3–37.

16. Федотов С.А., Озеров А.Ю., Магуськин М.А. и др. Извержение Карымского вулкана в 1998–2000 гг., связанные с ним сейсмические, геодинамические и поствулканические процессы, их воздействие на окружающую среду // Катастрофические процессы и их влияние на природную среду. Т. 1. Вулканизм. М.: Регион. обществ. орг. ученых по пробл. прикл. геофизики: Минпромнауки РФ, 2002. С. 117–160.

17. Белоусов А.Б. Закономерности распространения и механизм извержений мааров полуострова Камчатка // Доклады Академии наук. – Академиздатцентр" Наука" РАН, 2006. – Т. 406. – №. 4. – С. 492–495.

18. Карпов Г.А., Николаева А.Г., Алехин Ю.В. Содержание и источники редкоземельных элементов в современных вулканогенных гидротермальных системах Камчатки // Петрология. – 2013. – Т. 21. – №. 2. – С. 163–176.

19. Вергасова Л.П., Карпов Г.А., Лупикина Е.Г. и др. Постэруптивная деятельность в кальдере Академии Наук (Камчатка): минеральные новообразования, содержание радона в спонтанных газах и биотические изменения // Вулканология и сейсмология. – 1998. – № 2. – С. 49–65.

20. Карпов Г.А., Лупикина Е.Г., Андреев В.И., Самкова Т.Ю. Карпов Г. А. и др. Воздействие вулканизма на окружающую среду (на примере извержений в кальдере Академии Наук и вулкана Карымский) // Вестник Дальневосточного отделения Российской академии наук. – 2007. – №. 2. – С. 83–99.

21. Портнягин М.В., Наумов В.Б., Миронов Н.Л., Белоусов И.А., Кононкова Н.Н. Состав и эволюция расплавов извержения 1996 года в Карымском озере (Восточная Камчатка) по данным изучения включений в минералах // Геохимия. – 2011. – №. 11. – С. 1153–1178.

22. Loke M.H. Tutorial: 2–D and 3–D electrical imaging surveys // 2009. – 144 p.

REFERENCES

1. Corwin R. F., Hoover D. B. The self–potential method in geothermal exploration // Geophysics. – 1979. – T. 44. – №. 2. – S. 226–245.

2. Revil A. et al. Streaming potential in porous media: 2. Theory and application to geothermal systems // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1999. – T. 104. – №. B9. – P. 20033–20048.

3. Lorne B., Perrier F., Avouac J. P. Streaming potential measurements: 1. Properties of the electrical double layer from crushed rock samples // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1999. – T. 104. – №. B8. – P. 17857–17877.

4. Revil A., Leroy, P. Hydroelectric coupling in a clayey material. Geophysical Research Letters. – 2001. – Vol. 28(8). – P. 1643–1646.

5. Keller G. V., Rapolla A. Electrical prospecting methods in volcanic and geothermal environments // Developments in Solid Earth Geophysics. – Elsevier, 1974. – T. 6. – C.133–166.

6. Mogi T., Nakama, S. Magnetotelluric interpretation of the geothermal system of the Kuju volcano, southwest Japan. Journal of volcanology and geothermal research – – 1993. – Vol, 56 (3). – P. 297–308.

7. Kagiyama T. et al. Resistivity structure of the central and the southeastern part of Kirishima volcanoes //Kazan. – 1996. – T. 41. – №. 5. – C. 215–225.

8. Panin G.L. Kotenko T.A., Kotenko L.V., Karin Ju.G. Geofiziko–geohimicheskie issledovanija termal'nyh polej vulkana Jebeko (o. Paramushir) // Litosfera. – 2010. – №. 3. – S. 171–176.

9. Bortnikova S.B., Bessonova E.P., Gora M.P., Shevko A.Ja., Panin G.L., Zharkov R.V., El'cov I.N., Kotenko T.A., Bortnikova S.P., Manshtejn Ju.A., Kotenko L.V., Kozlov D.N., Abrosimova N.A., Karin Ju.G., Pospeeva E.V., Kazanskij A.Ju. Gazogidrotermy aktivnyh vulkanov Kamchatki i Kuril'skih ostrovov: sostav, stroenie, genezis // otv. red. O.L. Gas'kova; A.K. Manshtejn. – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2013. – 282 s.

10. Bortnikova S.P., El'cov I.N., Panin G.L., Nesterova G.V., Kovbasov K.V. Jelektroprovodnost' vulkanicheskih obrazovanij po rezul'tatam jelektrotomografii i petrofizicheskim ocenkam // Geodinamicheskie processy i prirodnye katastrofy v Dal'nevostochnom regione: nauchnaja konferencija, posvjashhennaja 65–letiju IMGiG DVO RAN: tezisy dokladov, Juzhno–Sahalinsk, 26–30 sentjabrja 2011 g. / otv. red. B.V. Levin. – Juzhno–Sahalinsk: IMGiG DVO RAN, 2011, S. 9–10.

11. Grishin S. Izlijanie lavovyh potokov na Kamchatke v HH i nachale XXI veka: masshtaby i glubina izmenenija jekosistem // Izvestija Russkogo geograficheskogo obshhestva. – 2017. – T. 149. – №. 6. – S. 43–59.

12. Dobrecov N.L., Kulakov I.Ju., Litasov Ju.D. Puti migracii magm i fljuidov i sostavy vulkanicheskih porod Kamchatki // Geologija i geofizika. – 2012. – T. 53. – №. 12. – S. 1633–1661.

13. Kirjuhin A.V., Fedotov S.A., Kirjuhin P.A., Chernyh E.V. Magmaticheskie pitajushhie sistemy Korjaksko–Avachinskoj gruppy vulkanov po dannym lokal'noj sejsmichnosti i rezhima prilegajushhih termal'nyh istochnikov // Vulkanologija i sejsmologija. – 2017. – №. 5. – S. 3–17.

14. Novejshij i sovremennyj vulkanizm na territorii Rossii. – M.: Nauka, 2005. – 608 s.

15. Fedotov S.A. Ob izverzhenijah v kal'dere Akademii Nauk i Karymskogo vulkana na

Kamchatke v 1996 g., ih izuchenie i mehanizm // Vulkanologija i sejsmologija. – 1997. – № 5. – S. 3–37.

16. Fedotov S.A., Ozerov A.Ju., Magus'kin M.A. i dr. Izverzhenie Karymskogo vulkana v 1998–2000 gg., svjazannye s nim sejsmicheskie, geodinamicheskie i postvulkanicheskie processy, ih vozdejstvie na okruzhajushhuju sredu // Katastroficheskie processy i ih vlijanie na prirodnuju sredu. T. 1. Vulkanizm. M.: Region. obshhestv. org. uchenyh po probl. prikl. geofiziki: Minpromnauki RF, 2002ю – S. 117–160.

17. Belousov A.B. Zakonomernosti rasprostranenija i mehanizm izverzhenij maarov poluostrova Kamchatka // Doklady Akademii nauk. – Akademizdatcentr" Nauka" RAN, 2006. – T. 406. – №. 4. – S. 492–495.

18. Karpov G.A., Nikolaeva A.G., Alehin Ju.V. Soderzhanie i istochniki redkozemel'nyh jelementov v sovremennyh vulkanogennyh gidrotermal'nyh sistemah Kamchatki // Petrologija. – 2013. – T. 21. – №. 2. – S. 163–176.

19. Vergasova L.P., Karpov G.A., Lupikina E.G. i dr. Postjeruptivnaja dejatel'nost' v kal'dere Akademii Nauk (Kamchatka): mineral'nye novoobrazovanija, soderzhanie radona v spontannyh gazah i bioticheskie izmenenija // Vulkanologija i sejsmologijaю – 1998. – № 2. – S. 49–65.

20. Karpov G.A., Lupikina E.G., Andreev V.I., Samkova T.Ju. Karpov G. A. i dr. Vozdejstvie vulkanizma na okruzhajushhuju sredu (na primere izverzhenij v kal'dere Akademii Nauk i vulkana Karymskij) // Vestnik Dal'nevostochnogo otdelenija Rossijskoj akademii nauk. – 2007. – № 2. – S. 83–99.

21. Portnjagin M.V., Naumov V.B., Mironov N.L., Belousov I.A., Kononkova N.N. Sostav i jevoljucija rasplavov izverzhenija 1996 goda v Karymskom ozere (Vostochnaja Kamchatka) po dannym izuchenija vkljuchenij v mineralah // Geohimija. – 2011. – №. 11. – S. 1153–1178.

22. Loke M.H. Tutorial: 2–D and 3–D electrical imaging surveys // 2009. – 144 p.

© С.П. Грахова С.Б. Бортникова, Г.Л. Панин, 2020

УДК 550.832 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-039

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ПРИБОРОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ТРЁХМЕРНЫХ МОДЕЛЯХ СРЕДЫ

Юлий Александрович Дашевский
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, доктор физико–математических наук, директор, тел. (383)373 1750 (доб. 4003), e–mail: Yuliy.Dashevsky@bakerhughes.com

Николай Николаевич Велькер
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, ведущий научный сотрудник, тел. (383)373 1750 (доб. 4012), e–mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

В статье представлен общий подход, позволяющий количественный анализ пространственной чувствительности приборов индукционного каротажа в трехмерных моделях среды. На основе точного решения для электрических полей нами строится пространственная плотность вкладов в показания прибора и вводится понятие объема исследования в трехмерном пространстве. В рамках подхода анализируется азимутальная пространственная чувствительность электромагнитного прибора в однородной и двухслойной моделях среды.

Ключевые слова: объем исследования, пространственная чувствительность, прибор с азимутальной чувствительностью

ESTIMATION OF SPACE SENSITIVITY OF ELECTROMAGNETIC TOOL EMBEDDED IN 3D MEDIUM

Yuliy A. Dashevsky
Baker Hughes Novosibirsk Technology Center, 630128, Russia, Novosibirsk, Kutateladze str., 4a, Doctor of Sciences, Director, phone: +7 383 332 9443 Ext 102,
e–mail: Yuliy.Dashevsky@bakerhughes.com

Nikolay N.Velker
Baker Hughes Novosibirsk Technology Center, 630128, Russia, Novosibirsk, Kutateladze str., 4a, Scientist, Team Lead, phone: +7 3832 329443, e–mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

The paper introduces the general approach enabling to characterize quantitatively resolution capabilities of electromagnetic tools imbedded in 3D environment. On a base of the rigorous solution for electric fields we define spatial density of the contributions to the tool response and introduce a concept of volume of investigation in 3D space. The approach is used to analyze the detection capabilities of the azimuthal propagation tool embedded into a homogeneous space and two–layered medium.

Keywords: volume of investigation, detection capability of EM instrument, 3D environment, azimuthal propagation tool

Concept description. Electromagnetic (EM) tools used for geosteering consist of transmitter(s) and receiver(s), and acquire signals in 3D space with an arbitrarily distributed conductivity. The receiver detects the sum of direct signal emitted by a transmitter and anomalous signals generated by induced currents and charges [1–5].

Assume that the EM tool consisting of a transmitter (T) and a receiver (R), is imbedded in 3D space with an arbitrarily distributed resistivity $\rho(x, y, z)$. Let M be the anomalous signal generated by currents and charges induced in the whole space. Consider a part of the whole space and denote it by W (Fig. 1). Let M_W be the fraction of the nonzero signal M created by currents and charges located within the volume W. If M is sufficiently close to M_W, then the contribution from the whole space to the receiver can be replaced by the input from the volume W.

Thus, we introduce a concept of Volume of Investigation (VOI). VOI is a space portion of a certain shape that has a minimal volume and provides a given fraction of the tool response. In this paper we choose the shape of VOI in the form of a parallelepiped.

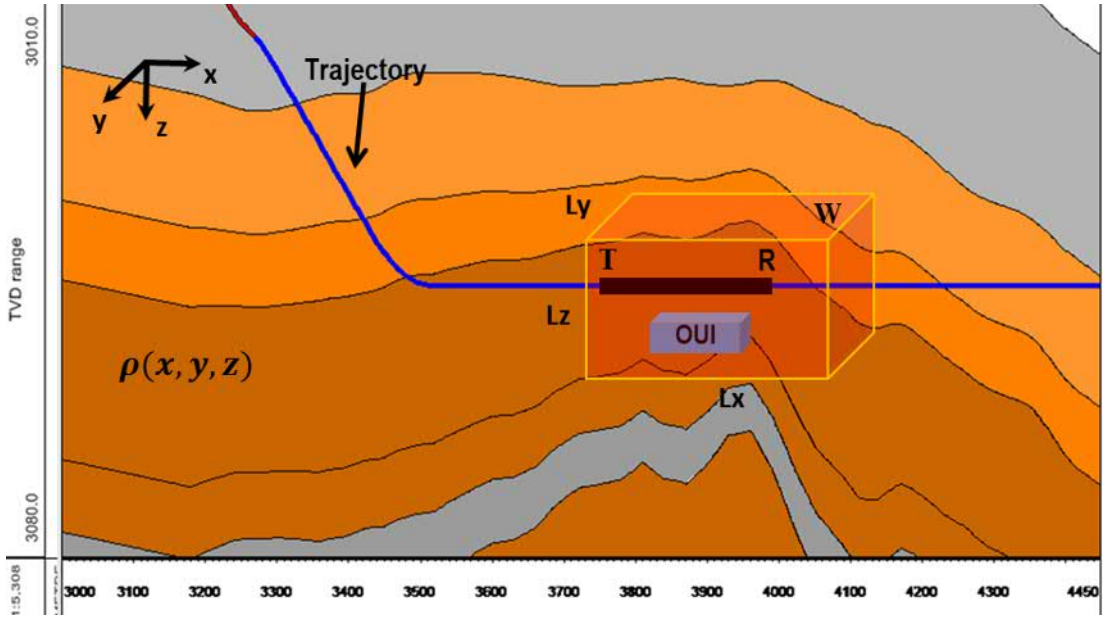


Рис. 1. Электромагнитный прибор, состоящий из источника и приёмника, помещен в трехмерную модель среды с произвольным распределением удельного сопротивления $\rho(x, y, z)$; W – это Объём Исследования (область пространства в форме параллелепипеда)

Fig. 1. EM tool consisting of transmitter (T) and receiver (R) is imbedded into a 3D medium with an arbitrarily distributed resistivity $\rho(x, y, z)$; W is the Volume of

Investigation; OUI is the object under investigation (formation domain of parallelepiped shape)

Once the concept of VOI is accepted, we can propose an approach to define the sensitivity of EM measurements to an arbitrary part of 3D environment. Suppose that the object under investigation (OUI) is a formation domain of arbitrary form (Fig. 1). The following steps are required to estimate the detectability of the OUI:

- Define the shape and location of OUI.
- Evaluate VOI and check if it overlaps OUI
- Calculate portion of the response coming from the overlapped part of the OUI and arrive at a conclusion about detecting capabilities of the tool considered

It should be noted that this approach is not applicable to describe an azimuthal propagation tool in a homogeneous medium. Azimuthal measurements are sensitive to the contrast of resistivity; therefore, the case of a homogeneous medium is degenerate for them.

In order to describe VOI, we need to be able to calculate the contributions to the tool responses from different parts of the surrounding environment. Our approach is based on generalization of Biot–Savart law valid for time dependent fields (see [6]). It was shown that the anomalous magnetic field at an arbitrary point $\boldsymbol{r_0}$ of the medium can be represented as the following volume integral:

$$\boldsymbol{H}(\boldsymbol{r_0}) = \frac{1}{4\pi}\int_{\boldsymbol{R}^3} dV \frac{\boldsymbol{J}(\boldsymbol{r})\times(\boldsymbol{r}-\boldsymbol{r_0})}{|\boldsymbol{r}-\boldsymbol{r_0}|^2} \quad (1)$$

The difference between the expression (1) and Bio–Savart law for constant fields is in the term $\boldsymbol{J}(\boldsymbol{r})$ which contains the sum of the conduction and displacement current density vectors. In the case of harmonic signals ($\boldsymbol{J}\sim e^{-i\omega t}$), the expression (1) can be used for complex field amplitudes, and $\boldsymbol{J}(\boldsymbol{r})$ is defined in the form $\boldsymbol{J}(\boldsymbol{r}) = (1/\rho(\boldsymbol{r}) - i\omega\varepsilon_0)\boldsymbol{E}(\boldsymbol{r})$. Electric fields $\boldsymbol{E}(\boldsymbol{r})$ should be obtained by a rigorous solution rigorous solution to the system of Maxwell equations with the skin effect taken into account.

If the tool receiver is located at point $\boldsymbol{r_0}$, then the integrand $\boldsymbol{F(r_0, r)} = \frac{1}{4\pi}\frac{\boldsymbol{J(r_0)\times(r-r_0)}}{\boldsymbol{|r-r_0|^2}}$ is the contribution density vector. We call it that by analogy with the current density vector. The signal fraction M_W created by currents and charges located within the domain W is the integral of $\boldsymbol{F \cdot n_{RX}}$ over W, where $\boldsymbol{n_{RX}}$ is the normalized moment of the tool receiver.

Once the density of contributions is defined, the approach for VOI evaluation looks as follows:

- Define the VOI shape (say VOI is parallelepiped) and the portion δ of the response coming from VOI $\left(\delta = \frac{M_{VOI}}{M}\right)$.
- Obtain the rigorous solution to the system of Maxwell equations for electric fields and construct $F(\boldsymbol{r_0, r})$
- Evaluate VOI as a domain having the minimal volume and satisfying the condition:

$$\delta = \frac{1}{M}\int_{VOI} dV \cdot (\boldsymbol{F(r_0, r)} \cdot \boldsymbol{n_{RX}})$$

For example, in case VOI is parallelepiped (see Fig. 1), its dimensions L_x, L_y, L_z and center position (x_C, y_C, z_C) are evaluated to satisfy the conditions:

$$\begin{cases} L_x \cdot L_y \cdot L_z \rightarrow min \\ \frac{1}{M}\int_{x_C-L_x/2}^{x_C+L_x/2}\int_{y_C-L_y/2}^{y_C+L_y/2}\int_{z_C-L_z/2}^{z_C+L_z/2} dxdydz \cdot (\boldsymbol{F(r_0, r)} \cdot \boldsymbol{n_{RX}}) = \delta \end{cases}$$

Example. We performed numerical modeling assuming that a nominal azimuthal propagation tool is placed in uniform and two–layered conductive media (Fig. 2). The only azimuthal signal is the voltage measured by azimuthal receiver R from transverse transmitter T at $f = 50$ kHz. The distance between the transmitter and the receiver is equal to 5 m. In this example, we analyzed only the imaginary component of the induced voltage because it is more sensitive to the formation boundary position.

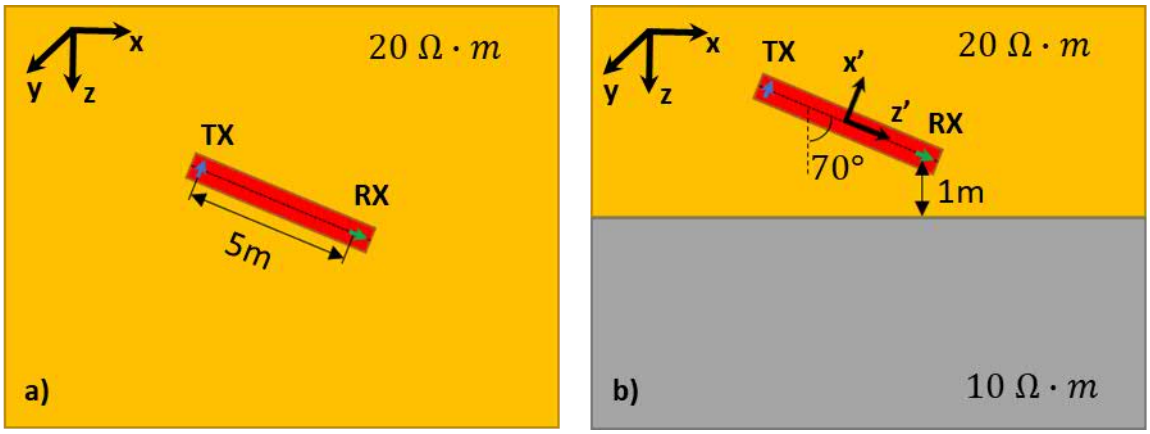


Рис. 2. Схематичное описание прибора с азимутальной чувствительностью, помещенного в однородную среду (a). Положение и ориентация прибора в двухслойной модели среды (b)

Fig. 2. Schematic description of the azimuthal deep–resistivity propagation tool placed into a homogeneous medium (a). Position and orientation of the azimuthal propagation tool embedded into a two–layered model (b)

In a dipole approximation, tool signal $Im\{V\}$ is calculated using the expression:

$$Im\{V\} = I_{TX} \cdot m_{TX} \cdot m_{RX} \cdot \omega \cdot \mu_0 \cdot Re\{H_{z'}\}$$

Here m_{TX} and m_{RX} are the receiver and transmitter specific moments magnitudes, I_{TX} is a current at transmitter, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ is angular frequency and $Re\{H_{z'}\}$ is axial anomalous magnetic field at receiver point. These calculations were performed under the condition: $I_{TX} \cdot m_{TX} \cdot m_{RX} = 1\ A \cdot m^4$.

The space sensitivity of the tool is evaluated through an analysis of the spatial density of contributions. In the case of horizontally layered media, the most interesting subject is the spatial sensitivity of the tool in the tool plane perpendicular to the layer boundaries. Therefore, we focus on the analysis of the two–dimensional contribution density obtained from three–dimensional one by integration along the y axis:

$$\tilde{F}(\boldsymbol{r_0}, x, z) = \int_{-\infty}^{\infty} dy\, (\boldsymbol{F}(\boldsymbol{r_0}, \boldsymbol{r}), \mathbf{n}_{z'})$$

Further, we refer to the distribution $F(\boldsymbol{r_0}, x, z)$ by the term “reception pattern”. Fig. 3a shows the reception pattern of the azimuthal deep–resistivity propagation tool imbedded in homogeneous medium with resistivity $20\ \Omega \cdot m$ (see Fig. 2a). At a glance, there is no sense to discuss a cross–component measurement in a uniform medium

because the measured signal equals to zero. The cause of this field behavior is generally recognized: induced currents exist in conducting medium, but the currents are symmetrically distributed within the homogeneous space and the total magnetic field generated by all currents equals to zero. Reception pattern illustrated in Fig. 3a, shows exact domains of the earth where tool collects the signal. It is clearly seen that the space around the tool contains two pairs of lobes of the same form and with the identical contributions of different sign. The background marked in white in Fig. 3 shows the blind zone of the tool. The contribution from this zone is negligible.

Fig. 3b shows the reception pattern of the tool imbedded in two–layered medium. The appropriate location and orientation of the tool is illustrated in Fig. 2b. The pattern shows how the contrast in resistivity breaks the mutual compensation of the contributions, which ultimately leads to the appearance of a nonzero tool response.

Now we can answer the most interesting question: which part of the space makes the most important contribution to the tool response? In order to identify these domains, we calculate the pointwise difference between the reception patterns of two–layered and homogeneous media. The resulting density indicates the areas of space that form the response in the tool.

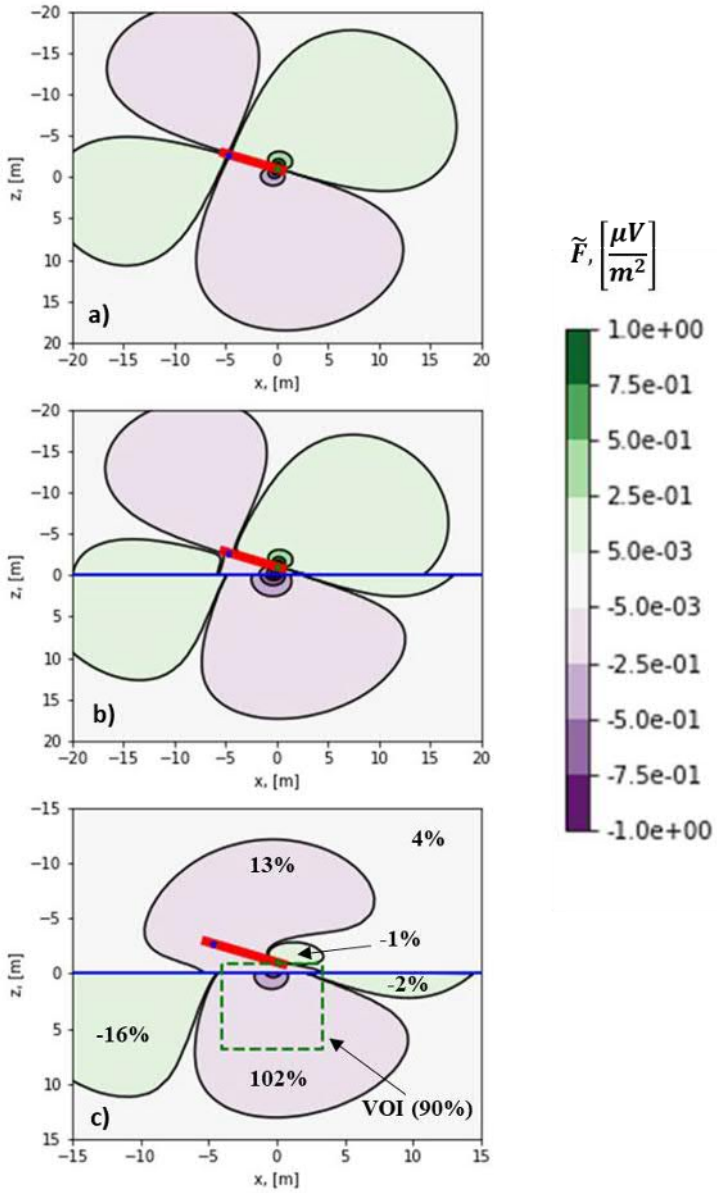


Рис. 3. Диаграмма приёма мнимой компоненты напряжения прибора с азимутальной чувствительностью в однородной среде с удельным сопротивлением 20 Ω·m (a). Диаграмма приёма прибора в двухслойной среде (b). Разница между диаграммами приёма прибора в двухслойной и однородной средах (c). Пунктиром помечен прямоугольник, соответствующий объёму исследования прибора

Fig. 3: Reception pattern (imaginary voltage component) of the azimuthal deep–resistivity propagation tool embedded into a homogeneous medium of 20 Ω·m resistivity (a). Reception pattern of the tool placed into a two–layered medium (b). Difference between the reception patterns of the tool imbedded in two–layered medium and in homogeneous one (c). Dotted rectangular provides evidence about dimensions of VOI

Thus, it directly shows detection capabilities of the azimuthal signal. The Fig. 3c shows that the negative part of the contributions to the response significantly exceeds the positive one and the main part of the input is collected from the lower more conductive layer. Dashed rectangular indicates dimensions of VOI constructed to provide 90% of the signal under investigation.

Summary. We use integral equations method and the fact that magnetic field at an arbitrary point of 3D medium can be calculated through volume integration of all contributions from each current–carrying element. Electric fields required for the integration should be obtained by a rigorous solution to the system of Maxwell equations with the skin effect taken into account. On a base of the rigorous solution for electric fields we define spatial density of the contributions to the tool response and introduce a concept of volume of investigation (VOI) in 3D space.

The proposed general approach is used to analyze the detection capabilities of the azimuthal deep–resistivity propagation tool embedded into a homogeneous space and two–layered medium.

REFERENCES

1. Rabinovich M., Le F., Lofts J., Martakov S. Deep? How deep and what? The vagaries and myths of ‘’look around’’ deep–resistivity measurements while drilling // SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, Colorado, USA, 14–18 May, 2011 – Colorado, USA: SPWLA, 2011. – 16 p.
2. Harrington, R.F., Time–harmonic electromagnetic fields // New York: McGraw–Hill, 1961. – 480 p.
3. Dyatlov G., Onegova E., Dashevsky Yu., Efficient 2.5D electromagnetic modeling using boundary integral equations // Geophysics – 2015. – Vol. 80(3). – P. 163–173.
4. Larsen D., Hartmann A., Luxey P., Martakov S., Skillings J., Tosi G., Zappalorto L., Extra–Deep Azimuthal Resistivity for Enhanced Reservoir Navigation in a Complex Reservoir in the Barents Sea // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA , 28–30 September, 2015 – Houston, USA: SPE, 2015. – 27 p.
5. Antonsen F., Barbosa J., Morani B., Kjolleberg M., McCann A., Olsen P., Constable, M., Eidem M., Gjengedal J., Antonov Y., Hartmann A., Larsen D., Skillings J., Tilsley–Baker R. Well Placement and Reservoir Characterization Challenges on Peregrino Mitigated by Development of Extra–Deep Azimuthal EM Technology // SPWLA 56th Annual Logging Symposium, California, USA, 2015 – California, USA: SPWLA, 2015 – 24 p.
6. D.J. Griffits, M.A.Heald, Time dependent generalizations of Biot–Savart and Coulomb laws // Am.J.Phys. – 1991. – Vol. 59(2). – P. 111–117.

© Y.A. Dashevskiy, N.N. Velker, 2020

УДК 550.832 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-040

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ В УСЛОВИЯХ ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Дарья Михайловна Евменова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, инженер, тел. (383)330–49–53, email: PavlovaDM@ipgg.sbras.ru

Никита Александрович Голиков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник. Новосибирский государственный технический университет, доцент, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, старший преподаватель, тел. (383) 363–80–31, e-mail: GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Игорь Николаевич Ельцов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, доктор технических наук, профессор, директор, Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, зав. кафедрой, тел. (383)330–49–53, email: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

Для определения параметров глинистой корки была проведена серия экспериментов на установке, собранной в ИНГГ СО РАН. Основная особенность установки – постоянное движение бурового раствора в процессе роста глинистой корки, моделирующее циркуляцию бурового раствора в скважине. Эксперимент проведен на образцах низкопроницаемого песчаника пласта $ЮС_2$. В результате работы рассчитано изменение мощности и проницаемости полученной глинистой корки.

Ключевые слова: глинистая корка, зона кольматации, фильтрат бурового раствора, перенос твердых частиц, зона проникновения.

DEVELOPMENT OF PLANT FOR SIMULATION OF CLAY CRUST FORMATION PROCESS UNDER CONDITIONS OF DRILLING MUD CIRCULATION

Darya M. Evmenova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, engineer, phone: (383)330–49–53, email: PavlovaDM@ipgg.sbras.ru

Nikita A. Golikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph.D., senior scientist, Novosibirk State technical university, 630073, Russia, Novosibirsk, K. Marx Ave., 20, lecturer. Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, str. Pirogova, 1, senior lecturer, phone: (383) 363–80–31, email: GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Igor N. Yeltsov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Professor, Director, Novosibirk State technical university, 630073, Russia, Novosibirsk, K. Marx Ave. 20, head of the department. phone: (383)333–29–00, email: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

To determine the parameters of the clay crust, a series of experiments were carried out on the plant, which was assembled in the INGG CO RAS. The main feature of the plant is the constant movement of drilling mud in the process of clay crust growth, simulating the circulation of drilling mud in the well. The experiment was carried out on samples of low–permeable sandstone of $ЮС_2$ formation. As a result of the operation, the change in power and permeability of the obtained clay crust was calculated.

Key words: well logging, mud cake, drilling mud filtrate, invaded zone, filtrational simulation.

Введение.

В ИНГГ СО РАН была собрана установка [3, с. 257; 4, с. 89], позволяющая получить глинистую корку, изучить ее свойства и детально исследовать процесс фильтрации, в результате которого на стенке скважины образуется глинистая корка. Новизна этой работы по сравнению с известными экспериментальными исследованиями заключается в том, что в работе используются образцы коллектора ЮС2 с низкой пористостью (15–18%) и проницаемостью (менее 100 мД) [7, с. 50]. Кроме того, образование глинистой корки моделируется в движущемся потоке бурового раствора (измерения проводились в условиях, имитирующих реальные процессы циркуляции, что редко встречается в других работах) [6, с. 110; 8, с. 351].

Для эксперимента использован глинисто–полимерный буровой раствор. По данным рентгенофазового анализа содержание глинистой фракции составляет 25–30%, основной минерал – барит (40–50%) (анализ проводился сотрудником ИНГГ СО РАН Н.В. Юркевич). Плотность глинистых частиц – 2.5 кг/см3. Удельное электрическое сопротивление бурового раствора 133.3 Ом·м. Кинематическая вязкость бурового раствора – 1.13 мм2/с, динамическая вязкость – 0.002 сантипуаз. Измерения проводились при температуре 20 ^{0}C согласно по ГОСТ 33–2000 сотрудником ИНГГ СО РАН Фурсенко Е.А. [5, с.16].

Давление бурового раствора, поддерживающееся в установке во время эксперимента, 0.2 атм.

В ходе проведения эксперимента были получены следующие основные данные:

1. Изменение веса фильтрующейся через образец жидкости с течением временем.
2. Изменение удельного электрического сопротивления фильтрующейся через образец жидкости.
3. Изменение веса образца после проведения эксперимента.
4. Суммарный вес глинистой корки на образце и её средняя толщина.

Расчетная часть.

1. Электрическое сопротивление фильтрата бурового раствора пересчитывается в минерализацию на основе предварительной калибровки. Для этого измеряется электрическое сопротивление раствора с концентрацией 30 г/л, который несколько раз разбавляется дистиллированной водой). Методика применима при небольших различиях во фракционном составе между фильтрующейся жидкостью в процессе эксперимента и раствором с минерализацией 30 г/л.

2. Изменение веса фильтрующейся жидкости пересчитывается в проницаемость системы «образец+глинистая корка» по закону Дарси. Способ применим для случая, когда фильтрат собирается со всей поверхности образца в капилляр, через который фильтрующаяся жидкость попадает на весы, необходимо также, чтобы содержание глинистой составляющей в образце было пренебрежимо мало.

3. Плотность глинистой корки рассчитывается из ее толщины, веса и диаметра образца. Область применимости – постоянная толщина корки и условие, что корка растет только на поверхности образца.

4. Пористость глинистой корки рассчитывается из её плотности при известной средней плотности глинистых частиц в растворе. Для корректного

расчёта определялся минеральный состав раствора и плотности составляющих его глинистых частиц.

5. Проницаемость глинистой корки рассчитывается из проницаемости системы «образец+корка» из условия аддитивности величины, обратной к проницаемости (фильтрационного сопротивления) [1, с. 452; 2, с. 68]. Область применимости – отсутствие зоны кольматации (можно подтвердить с помощью ЯМР–исследований), постоянная плотность корки во времени, рост только ее толщины.

6. Предполагая, что глинистая корка однородна по толщине, проницаемости и пористости, а изменение её проницаемости во времени связано только с изменением её толщины. С учетом этого по кривой изменения проницаемости во время эксперимента и конечным значениям проницаемости и толщины корки, можно установить изменение толщины корки во время эксперимента. Изменение толщины глинистой корки напрямую зависит от изменения толщины (Кк /h = d Кк/dh) по изменению проницаемости корки во время, а также значениям толщины глинистой корки и ее проницаемости в конце эксперимента можно рассчитать изменение толщины глинистой корки во времени.

Полученные параметры глинистой корки для трех образцов представлены в табл. 1:

Табл. 1. Параметры глинистой корки, полученные в результате эксперимента
Table 1. Parameters of mud cake which were obtained as the result of an experiment

Номер образца	Толщина корки, см	Проницаемость корки, мД	Пористость, %
6210–9	0.25±0.005	0.07±0.003	71±4
6224–5	0.15±0.005	Не проводились необходимые измерения	67±4
6131–4	0.15±0.005	Не проводились необходимые измерения	60±4

Сравнение веса образца, а также сопоставление спектров ЯМР до и после эксперимента, показали отсутствие зоны кольматации при данных условиях эксперимента. Например, вес образца №6210–9 до проведения эксперимента составлял 58.53±0.01 г, а после – 58.48±0.01 г (уменьшился на 0.05 г).

После проведения первой серии экспериментов были поставлены следующие задачи:

1. Приблизить условия проведения эксперимента к пластовым (повысить давление, скорость и время фильтрации).

2. Обеспечить возможность изменять и контролировать величины давления и расхода жидкости.

3. Реализовать измерение электрического сопротивления образца в ходе эксперимента, а не только по окончанию. Понять причину завышенных значений электрического сопротивления, полученных в ходе первого эксперимента.

4. Подготовить программное обеспечение для непрерывной передачи всех измеряемых значений и последующей обработки данных. Объединить передачу и обработку данных в одном программном модуле.

Общая схема установки осталась прежней [3, с. 257; 4, с. 89]. Для выполнения первой задачи гидравлические магистрали новой установки изготовлены из полипропиленовых труб диаметром 16 мм, шестеренчатый насос заменен на циркуляционный трехскоростной. Для оперативного контроля за условиями эксперимента добавлены электронные измеритель расхода жидкости и датчик давления. Третья задача решается установкой измерителя УЭС образца по схеме «два питающих электрода – три потенциальных». В корпусе кернодержателя предусмотрены герметичные вводы для трех измерительных электродов, расположенных так, чтобы измерять потенциалы вдоль оси цилиндрического образца. Одним питающим электродом служит корпус камеры, второй – на выходном торце образца, через которую течет фильтрат бурового раствора.

Контрольно–измерительная часть установки представляет собой аппаратурно–программный комплекс, разработанный на основе пакета виртуального приборостроения Lab View фирмы National Instruments (США). Разработанный виртуальный прибор позволяет регистрировать и визуализировать данные в процессе эксперимента. Измерительная часть построена с использованием микроконтроллера Arduino Nano со встроенным 8–канальным АЦП, что позволило:

1. Отказаться от использования LCR метра.

2. Автоматизировать процесс сбора данных о параметрах эксперимента.

3. Провести измерения удельного электрического сопротивления вдоль оси образца в трех точках, что позволило получить профиль УЭС образца в процессе эксперимента;

Схема передачи данных с приборов на портативный компьютер (ПК) и их последующей обработки представлена рис. 1:

Первичная обработка данных – пересчет напряжения в сопротивления, калибровка, запись показаний в таблицу и построение графиков во время эксперимента проводилась в программном пакете Lab View. Дальнейшие расчеты проводятся аналогично первому эксперименту, описанному выше.

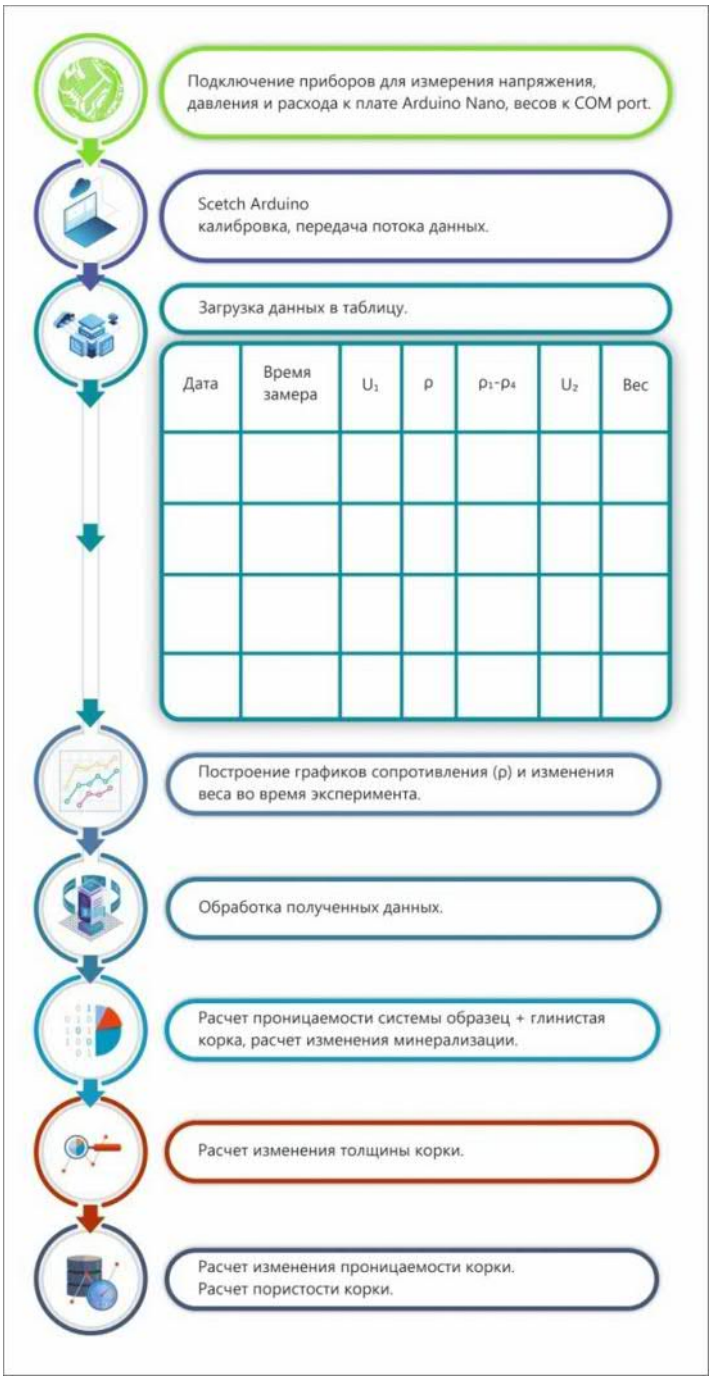


Рис. 1. Схема передачи и обработки данных эксперимента на ПК
Fig. 1. Scheme for transferring and processing experiment data on a PC

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ №0331–2019–0015.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Д. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962 – 569 с.

2. Бжицких Т.Г., Санду С.Ф., Пулькина Н.Э. Определение физических и фильтрационно–емкостных свойств горных пород. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008 – 95 с.

3. Евменова Д.М. Роль глинистой корки в процессе формирования зоны

проникновения в околоскважинном пространстве на примере юрского нефтяного коллектора // Трофимуковские чтения – 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. (Новосибирск, 7–12 октября 2019 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, НГУ, 2019. – С. 256–258.

4. Евменова Д.М. Влияние глинистой корки на результат интерпретации данных скважинной геоэлектрики на примере юрского нефтяного коллектора // Геодинамика. Геомеханика и геофизика: Материалы девятнадцатой Всероссийской конференции (стационар «Денисова пещера», Россия, Алтайский край, п. Солонешное, 22–28 июля 2019 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 89–90.

5. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М: ФГУП Стандартинформ, 2005. – 23 с.

6. Михайлов Д.Н., Рыжиков Н.И., Шако В.В. Экспериментальное исследование процесса переноса и накопления суспензии твердых частиц и взвеси глины в образцах горных пород // Механика жидкости и газа. – 2015. – №5. – С. 107–122.

7. Цику Ю.К. Исследование и разработка методов контроля и оптимизации выработки запасов многопластовых объектов при одновременно–раздельной эксплуатации (на примере Русскинского месторождения) // Дис. канд. техн. наук. – Москва, 2015 – 146 с.

8. Fattah K.A., Lashin A. Investigation of mud density and weighting materials effect on drilling fluid filter cake properties and formation damage // Journal of African earth sciences. – 2016 – №117. –P. 346–357.

REFERENCES

1. Amiks D., Bass D., Uajting R. D. Fizika neftjanogo plasta. – M.: Gostoptehizdat, 1962 – 569 s.

2. Bzhickih T.G., Sandu S.F., Pul'kina N.Je. Opredelenie fizicheskih i fil'tracionno–emkostnyh svojstv gornyh porod. – Tomsk: Izdatel'stvo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2008 – 95 s.

3. Evmenova D.M. Rol glinistoj korki v processe formirovanija zony proniknovenija v okoloskvazhinnom prostranstve na primere jurskogo neftjanogo kollektora // Trofimukovskie chtenija – 2019: Materialy Vserossijskoj molodezhnoj nauchnoj konferencii s uchastiem inostrannyh uchenyh. (Novosibirsk, 7–12 oktjabrja 2019 g.). – Novosibirsk: INGG SO RAN, NGU, 2019. – S. 256–258.

4. Evmenova D.M. Vlijanie glinistoj korki na rezul'tat interpretacii dannyh skvazhinnoj geojelektriki na primere jurskogo neftjanogo kollektora // Geodinamika. Geomehanika i geofizika: Materialy devjatnadcatoj Vserossijskoj konferencii (stacionar «Denisova peshhera», Rossija, Altajskij kraj, p. Soloneshnoe, 22–28 ijulja 2019 g.). – Novosibirsk: INGG SO RAN, 2019. – S. 89–90.

5. Nefteprodukty. Prozrachnye i neprozrachnye zhidkosti. Opredelenie kinematicheskoj vjazkosti i raschet dinamicheskoj vjazkosti. – M: FGUP Standartinform, 2005. – 23 s.

6. Mihajlov D.N., Ryzhikov N.I., Shako V.V. Jeksperimental'noe issledovanie processa perenosa i nakoplenija suspenzii tverdyh chastic i vzvesi gliny v obrazcah gornyh porod // Mehanika zhidkosti i gaza. – 2015. – №5. – S. 107–122.

7. Ciku Ju.K. Issledovanie i razrabotka metodov kontrolja i optimizacii vyrabotki zapasov mnogoplastovyh ob`ektov pri odnovremenno–razdel'noj jekspluatacii (na primere Russkinskogo mestorozhdenija) // Dis. kand. tehn. nauk. – Moskva, 2015 – 146 s.

8. Fattah K.A., Lashin A. Investigation of mud density and weighting materials effect on drilling fluid filter cake properties and formation damage // Journal of African earth sciences. – 2016 – №117 –P. 346–357.

© Д.М. Евменова, Н.А. Голиков, И.Н. Ельцов, 2020

УДК 502.55 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-041

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПОДВЕРГШЕЙСЯ ТЕХНОГЕННОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ АРКТИЧЕСКОЙ ТЕРРИТОРИИ С УЧЁТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ РЕГИОНАЛЬНОГО ФОНА

Алексей Викторович Еделев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 363–91–94, e–mail: EdelevAV@ipgg.sbras.ru

Наталья Викторовна Юркевич
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 363–91–94, e–mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Ольга Петровна Саева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 363–91–94, e–mail: SaevaOP@ipgg.sbras.ru

Николай Викторович Юркевич
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, тел. (383) 363–91–94, e–mail: YurkevichNV2@ipgg.sbras.ru

Проведено исследование окружающей среды (вода, донные отложения, почвы) на арктической территории, ранее подвергшейся антропогенному воздействию, которое заключалось в том, что на месторождении углеводородов была произведена разведка, затем скважины были ликвидированы, но рекультивация местности не осуществлялась. В настоящем исследовании по данным, полученным в результате экспедиционных работ, проведено сопоставление с нормативными и фоновыми содержаниями.

Ключевые слова: месторождение углеводородов, оценка состояния окружающей среды, поверхностные воды, почва, донные отложения, Арктика.

ENVIRONMENTAL ASSESSMENT CRITERIA OF THE ARCTIC AREA AFFECTED BY THE TECHNOLOGICAL INFLUENCE, TAKING INTO ACCOUNT THE FEATURES OF THE REGIONAL BACKGROUND

Aleksey V. Edelev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug ave. 3, Ph.D., Senior Researcher, phone: (383) 363–91–94, e–mail: EdelevAV@ipgg.sbras.ru

Natalya V. Yurkevich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug ave. 3, Ph.D., Senior Researcher, phone: (383) 363–91–94, e–mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Olga P. Saeva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug ave. 3, Ph.D., Senior Researcher, phone: (383) 363–91–94, e–mail: SaevaOP@ipgg.sbras.ru

Nikolay V. Yurkevich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptug ave. 3, Ph.D., Head of laboratory, phone: (383) 363–91–94, e–mail: YurkevichNV2@ipgg.sbras.ru

A study of the environment (water, bottom sediments, soils) in the Arctic territory, previously subjected to anthropogenic impact. Exploration was carried out at the hydrocarbon field, then the wells were liquidated, but the area was not reclaimed. In this study, based on data obtained as a result of expeditionary work, a comparison is made with normative and background contents.

Key words: hydrocarbon field, environmental assessment, surface water, soil, bottom sediments, Arctic.

Введение

Разработке месторождения углеводородов обычно предшествуют геологоразведочные работы (ГРР), состоящие из нескольких этапов [2, с. 3]: региональный, поисково–оценочный и разведочный. Последний представляет из себя комплекс мероприятий, включающий бурение скважин, с целью оценить промышленное значение месторождения, выявленного на этапе поиска, и составить технологическую схему разработки [2, с. 9–10]. При проведении ГРР компания затрачивает финансовые, материальные и трудовые ресурсы как на проведение непосредственно ГРР, так и на сопутствующие работы, в том числе связанные с охраной окружающей среды (ООС). В соответствие с действующими в настоящее время нормативными актами в Российской Федерации при бурении скважин на нефть и газ проводятся 1) мероприятия, направленные на предотвращение (максимальное снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды (атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод, недр); 2) сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов; 3) рекультивация нарушенных земель [3,

с. 27]. А при ликвидации или консервации буровые скважины должны быть приведены в состояние, исключающее их негативное влияние на население, состояние недр и окружающую природную среду [3, с. 34]. Иногда складываются такие экономические, политические и социальные условия, что компании не полностью выполняют свои обязательства по ООС. Цель настоящей работы – провести обследование территории, на которой проводились разведочные работы, а затем скважины были ликвидированы. В качестве основы исследования были взяты действия, необходимые для получения данных, требуемых при проведении оценки объекта накопленного вреда окружающей среде в соответствии с федеральным законом «об охране окружающей среды»: «1. Выявление объектов накопленного вреда окружающей среде осуществляется посредством инвентаризации и обследования территорий, на которых в прошлом осуществлялась экономическая и иная деятельность. 2. Оценка объекта накопленного вреда окружающей среде включает в себя установление: (2.1) способности загрязняющих веществ к миграции в иные компоненты природной среды; (2.2) наличия на объектах накопленного вреда окружающей среде опасных веществ…» [1, с. 96]. Оценка и ликвидация накопленного ущерба в арктической зоне РФ веьма актуальна в наше время [5, с. 80].

Объект

Для рассмотрения было выбрано одно из углеводородных месторождений континентальной части Российской Федерации, расположенное за Полярным кругом. Во второй половине 80–х годов XX–го века нефтегазоразведочной экспедицией было пробурено более двадцати поисковых скважин на этом участке. Цель бурения была – разведка залежей нефти и газа, изучение пород–коллекторов и свойств насыщающих их флюидов. В начале 90–х годов XX–го века выполнившие свои задачи скважины были ликвидированы. В следствие ряда причин на буровых площадках работы по рекультивации нарушенных земель практически были не выполнены. И на территории остались бревна, шламовые амбары, склады цемента и бурового раствора, резервуары горюче–

смазочных материалов (ГСМ), части бурового оборудования, металлические опоры и другие производственные отходы. Общая площадь месторождения около 150 квадратных километров, но загрязнение территории и как следствие оценка этого загрязнения проводились только вблизи ликвидированных скважин. Общая площадь таких рассмотренных площадок составляет около 1 км^2.

Месторождение расположено на территории кустарничково–мохово–лишайниковой тундры с зарослями полярной ивы и карликовой березы. Рельеф в основном мелкобугристый, с неравномерной дренированностью.

Методы

В ходе работы экспедиционного отряда в июле 2019 года были отобраны образцы фоновых (50 шт.) и антропогенно–измененных почв (53 шт.), пробы воды из поверхностных водоемов (22 шт.), вещество донных отложений (21 шт.) в районе 25 скважин.

Пробоотбор воды осуществлялся с поверхности водных объектов, расположенных в непосредственной близости к зоне, подвергшейся антропогенному воздействию.

Неустойчивые показатели (концентрация растворенного кислорода, иона аммония, нитрат–иона, хлорид–иона, водородный показатель (pH)) определялись на месте с помощью портативных приборов.

В районе каждой скважины было взято по пять точечных проб, расположенных по методу конверта в зоне, подвергшейся антропогенному воздействию, в радиусе 10–50 м от скважины. Точечные пробы брались с двух почвенных горизонтов (5–10 см и 10–20 см), соответственно были сформированы две объединенные пробы, каждая массой около 1 кг, с верхнего и нижнего почвенных горизонтов. Аналогично были отобраны пробы с территории соответствующих естественному состоянию природных ландшафтов.

Все пробы были оттранспортированы в лабораторию, где были проведены следующие анализы:

1. Химический анализ точечных и групповых проб почв на содержание в них следующих компонентов: pH водной вытяжки (потенциометрия); фенолы, ион аммония, общее содержание азота и массовая доля органического вещества (фотометрия); нитрат–, фосфат–, хлорид– и сульфат–ионы (метод ионной хроматографии); нефтепродукты (флуориметрия); токсичность (методы прямого счета и оптический); АПАВ (экстракционно–фотометрический метод); барий, мышьяк, цинк, медь, свинец, никель, хром (VI), кадмий, марганец, ртуть (атомная абсорбция); бенз(а)пирен (метод высокоэффективной жидкостной хроматографии).

2. Гидрохимический анализ проб поверхностных вод на содержание в них следующих компонентов: pH (потенциометрия); ионы аммония, сульфат–, нитрат– и хлорид–ионы (метод ионной хроматографии); фосфат–ион, хром(VI) и марганец (фотометрия); АПАВ, фенолы и нефтепродукты (флуориметрический метод); свинец, цинк, медь, никель, кадмий, мышьяк, ртуть (атомная абсорбция).

3. Химический анализ проб донных отложений проводится на содержание в них следующих компонентов: pH водной вытяжки (потенциометрия), сульфат–ион (гравиметрия), хлорид–ион (меркурометрия), нефтепродукты (флуориметрия), АПАВ (экстракционно–фотометрический метод), медь; свинец, никель, хром(VI), кадмий, марганец, ртуть, цинк и мышьяк (атомная абсорбция).

Результаты

Поверхностные воды

Отобранные в районе скважин водные пробы соответствуют уровню пресных (судя по концентрации сульфатов и хлоридов) природных поверхностных вод с нейтральными значениями pH среды и в целом с благоприятным кислородным режимом.

В пробах превышены предельно допустимые содержания нефтепродуктов, особенно выделяются водоемы шести скважин, где кратность превышения составляет десятки–сотни раз. Нужно отметить, что в ряде точек (три скважины) превышения обнаружены и в водных и в твердых пробах, то есть это места, где

поступление нефтепродуктов происходит постоянно, перезахораниваясь в сорбированной форме в донных отложениях. Данные объекты требуют особого внимания в плане рекультивации.

Почти во всех водоемах обнаружено превышение предельно допустимой концентрации марганца, но эти значения входят в диапазон речных вод и могут быть особенностью данного региона.

Оценка экологического состояния водоемов демонстрирует принадлежность большинства объектов к чистыми и условно чистыми водам 1 класса. Девять образцов (из 22) относятся ко 2 и 3 классу качества вод (условно загрязненные пробы и загрязненные).

Почвы

Почвенные пробы, отобранные с территории подвергшийся ранее антропогенному воздействию, содержат ряд последствий этого воздействия, что отражается при их сравнении с составом соответствующих почвенных проб, выбранных в качестве фона. Исходя из полученных данных можно отметить, что почвы загрязнены нефтепродуктами, сульфатами, барием, цинком и фенолами. Но при этом многочисленные превышения ПДК (при наличии соответствующего параметра в нормативных документах) установлены только для цинка и мышьяка, при чем для обоих элементов высокие концентрации отмечены и в фоновых пробах, что можно считать особенностью региона.

По суммарному показателю загрязнения четырнадцать почвенных образцов относятся к категории опасных, один образец – к умеренно опасным, остальные 35 проб можно назвать по вышеуказанной градации «чрезвычайно опасными». Основной вклад в суммарный показатель загрязнения вносят нефтепродукты.

По суммарному показателю загрязнения, рассчитанному только по коэффициентам концентрации металлов и мышьяка, выявлено многокомпонентное загрязнение почвенного покрова (преимущественно соединениями бария, свинца и хрома(VI)).

Почвенные пробы классифицированы по категориям загрязнений:

«допустимая» – 11 почвенных образцов; «умеренно опасная» – 11 проб; «опасная» –20 проб; «чрезвычайно опасная» – 8 проб.

Отдельно следует отметить, что кроме одной специфической пробы, существенно загрязненной нефтепродуктами, все отобранные пробы почвы не токсичны для живых организмов.

Донные отложения

Несмотря на то, что донные отложения представляют собой депонирующие среды, находящиеся во взаимодействии с водой и накапливающие информацию о техногенной и антропогенной нагрузке в процессе развития водной системы [

4, с. IV], на сегодняшний день отсутствуют нормативы ПДК, нет данных по фоновым концентрациям практически всех исследованных компонентов, за исключением нефтепродуктов, марганца, меди, никеля и цинка.

Концентрация марганца в донных отложениях превышают фоновые значения в районе шести скважин в 1,5–3 раза, аномалии могут отражать геохимическую специфику района. Концентрации меди выше фоновых в десяти водоёмах в среднем в 2–5,5 раз, никеля и цинка – в районе девяти и шести скважин соответственно, в 1,5–2,5 раза, и только в районе одной скважины концентрация Zn выше фоновой более чем в 10 раз.

Наиболее «загрязнены» химическими элементами (Pb, Cd, As), а также сульфат– и хлорид–ионами донные отложения – в районе трех скважин. Примечательно, что реакция среды водных вытяжек из донных отложений в данных точках опробования – субщелочная.

Концентрации нефтепродуктов превышают фоновые значения в донных отложениях во всех исследуемых образцах, за исключением одного. В десяти образцах кратность превышения фоновых значений – 2–9 раз, в донных отложениях водоёмов вблизи 7 скважин концентрации нефтепродуктов выше фоновых более, чем в 10 раз.

Заключение

Оценка состояния окружающей среды, по–видимому, требует, как минимум двух–стадийного подхода: на первом этапе обследуется обширная территория на максимально широкий спектр соединений во всех средах (вода, почва, атмосферный воздух), а на втором этапе, производится более детальное исследование на те вещества, содержания которых превышают природоохранные нормативы или фоновые концентрации. Наиболее существенным критерием присутствующего загрязнения окружающей среды всё же объективнее считать существенное превышение содержаний потенциальных поллютантов в антропогенно–измененных объектах над фоновыми территориями.

Исследование проводилось в тесном сотрудничестве с ГКУ ЯНАО «Научный Центр изучения Арктики» и при финансовой поддержке Некоммерческого партнерства «Российский Центр освоения Арктики» и в рамках проекта № 0331–2019–0031 программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 10.01.2002 N 7–ФЗ (редакция от 27.12.2019). Доступ из справочно–правовой системы «КонсультантПлюс».Режимдоступа:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823 (дата обращения: 01.04.2020).
2. Об утверждении временных положения и классификаций» (вместе с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ») [Электронный ресурс]: Приказ МПР РФ от 07.02.2001 № 126. Доступ из справочно–правовой системы «КонсультантПлюс». Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98192 (дата обращения: 01.04.2020).
3. РД 39–133–94 "Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше" (утв. Роскомнедр 28 декабря 1993 г., ГП "Роснефть" 4 января 1994 г.) // Экологический консалтинг. – 2008. – № 3 (31). – С. 17–60.
4. РД 52.24.609–2013 Организация и проведение наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в донных отложениях водных объектов / Никаноров А.М., Хоружая Т.А., Назарова А.А., Минина Л.И. — Введ. 2013–09–02. – Ростов–на–Дону: Гидрохимический институт (ГХИ) Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, 2013. – 39 с.
5. Шевчук А. В. Эколого–экономические аспекты ликвидации накопленного ущерба в арктической зоне Российской Федерации // Природообустройство. – 2013. – №. 5. – С. 80–83.

REFERENCES

1. Ob ohrane okruzhajushhej sredy [Jelektronnyj resurs]: Federal'nyj zakon ot 10.01.2002 N 7–FZ (redakcija ot 27.12.2019). Dostup iz spravochno–pravovoj sistemy «Konsul'tantPljus». Rezhim dostupa: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823 (data obrashhenija: 01.04.2020).

2. Ob utverzhdenii vremennyh polozhenija i klassifikacij» (vmeste s «Vremennym polozheniem ob jetapah i stadijah geologorazvedochnyh rabot na neft' i gaz») [Jelektronnyj resurs]: Prikaz MPR RF ot 07.02.2001 № 126. Dostup iz spravochno–pravovoj sistemy «Konsul'tantPljus». Rezhim dostupa: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98192 (data obrashhenija: 01.04.2020).

3. RD 39–133–94 "Instrukcija po ohrane okruzhajushhej sredy pri stroitel'stve skvazhin na neft' i gaz na sushe" (utv. Roskomnedr 28 dekabrja 1993 g., GP "Rosneft'" 4 janvarja 1994 g.) // Jekologicheskij konsalting. – 2008. – № 3 (31). – S. 17–60.

4. RD 52.24.609–2013 Organizacija i provedenie nabljudenij za soderzhaniem zagrjaznjajushhih veshhestv v donnyh otlozhenijah vodnyh ob#ektov / Nikanorov A.M., Horuzhaja T.A., Nazarova A.A., Minina L.I. — Vved. 2013–09–02. – Rostov–na–Donu: Gidrohimicheskij institut (GHI) Federal'noj sluzhby Rossii po gidrometeorologii i monitoringu okruzhajushhej sredy, 2013. – 39 s.

5. Shevchuk A. V. Jekologo–jekonomicheskie aspekty likvidacii nakoplennogo ushherba v arkticheskoj zone Rossijskoj Federacii //Prirodoobustrojstvo. – 2013. – №. 5. – S. 80–83.

© А.В. Еделев, Н.В. Юркевич, О.П. Саева, Н.В. Юркевич, 2020

УДК 553.982.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-042

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКИ И ПРАКТИКИ В XXI ВЕКЕ

Николай Петрович Запивалов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383) 333–28–95, (903) 935–87–25, e–mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Залежь нефти – это «живая» флюидопородная система, способная к самопроизвольной регуляции. Реабилитационные циклы и щадящие методы увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения. Необходимо подробно изучать флюидопородную систему (залежь нефти) с помощью специальных интеллектуальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов). Неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти отмечаются многими исследователями.

Ключевые слова: живая флюидопородная система, новые щадящие технологии, реабилитационные циклы, мониторинг месторождения, неопределенности и риски.

DEVELOPMENT OF OIL–AND–GAS SCIENCE AND PRACTICE IN THE 21ST CENTURY

Nikolay P. Zapivalov
Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, av. Koptyuga 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Doctor of Sciences, Professor, Chief Scientist, phone:+ (383) 333–28–95, 7–903–935–87–25, e–mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

An oil deposit is a «living» fluid–rock system capable of self–regulation. Rehabilitation cycles and soft, sparing methods of improving oil recovery are the basis of a long life of an oilfield. This fluid–rock system (oil deposit) must be studied in detail with the use of special smart autonomous sensors located directly inside the productive stratum (focus). Many researchers note upstream and midstream uncertainties and risks.

Key words: living fluid–rock system, new sparing technologies, rehabilitation cycles, monitoring of an oilfield, uncertainties and risks.

Введение

На протяжении XX века учение о нефти развивалось в трудах крупнейших ученых: И.М. Губкина (1932); А. Леворсена (1967); Н.А. Еременко и Г.В. Чилингара (1996), а затем в многочисленных статьях и выступлениях автора, в основном в начале XXI века [1–3]. В конце XX – начале XXI век появились разнообразные концепции и теории происхождения углеводородов. В то же время обозначились новые технологии ускоренной разработки месторождений:

гидроразрыв пластов, заводнение и т.д., что предопределило бурное освоение сланцевых месторождений.

1. Авторские концепции

После 65 лет практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы теории геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к следующим выводам:

- Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда.
- Нафтидогенез имеет очаговый характер; никаких особых региональных нефтематеринских свит нет.
- Залежь нефти – это живая флюидопородная система, способная к самопроизвольной регуляции.
- Формула порога возмущения нефтенасыщенной системы: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5 \div 8$ MPa.
- Формула энергетического состояния системы $dT/dP = 1/S_v$; S_v – объемная плотность энтропии.
- Разработана концепция реабилитационных циклов для восстановления энергетического потенциала системы.
- В XXI веке следует сосредоточить усилия на остаточной (трудноизвлекаемой) нефти (Improved Oil Recovery).
- Предложена формула рисков и неопределенностей в разведке и разработке нефтяных месторождений. Особенно важен научный профессиональный геологический прогноз (стратегия широкого поиска).
- Обоснована необходимость научно–исследовательского образовательного нефтяного полигона в Новосибирской области на базе месторождений Северного района.

2. Жизнь нефтяного месторождения

График жизни нефтяного месторождения аналогичен графику жизни человека и в каждом конкретном случае может иметь свои особенности. Обобщенный график представлен на Рис. 1.

В процессе освоения любого месторождения реабилитационные циклы и щадящие методы увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения и возможности его разработки в течение длительного времени, что в конечном итоге увеличивает нефтеотдачу.

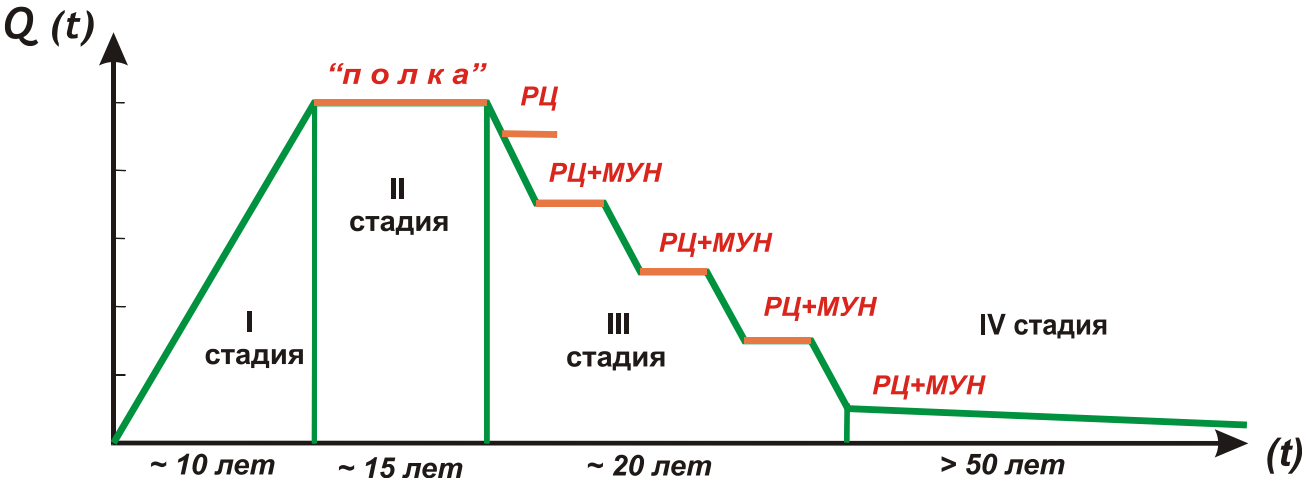


Рис. 1. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения. По оси ординат показана динамика добычи нефти *Q(t)*. РЦ – реабилитационные циклы, МУН – методы увеличения нефтеотдачи (щадящие, «Improved Oil Recovery»), «полка» – стабильное состояние системы (оптимальный уровень добычи). Длительность «полки» определяется научно–обоснованным мониторинговым проектом разработки и профессионализмом промысловых специалистов

Fig. 1. Along the y–axis, the dynamics of oil production is shown as *Q(t)*. RC means rehabilitation cycles, IOR means methods of improved oil recovery. Oil–rate plateau is the stable state of the system (optimal level of oil production). The duration of the oil–rate plateau is determined by a scientifically–reasonable monitoring project of developing and by professional skills of the industrial specialists

3. Инновационная повестка дня

Необходимо сосредоточить научные и практические и усилия на изучении и управления жизнью месторождения. Для того чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать флюидопородную систему (залежь нефти) с помощью специальных интеллектуальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов). Это необходимо делать уже в первых скважинах.

Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские

полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах.

Живой системе – медицинский подход. В этом суть новой парадигмы!

4. Улучшенные (щадящие) методы добычи нефти (Improved Oil Recovery – IOR)

В настоящее время повсеместно практикуется форсированная коммерческая разработка месторождений нефти с целью как можно более быстрого извлечения легкой нефти всеми доступными сверхинтенсивными методами (Enhanced Oil Recovery). В результате количество остаточной (трудноизвлекаемой) нефти сейчас достигает 55–70% от разведанных запасов.

Чтобы извлечь из продуктивных пластов эту остаточную (трудноизвлекаемую) нефть, необходимы принципиально новые концепции и технологии. Следует сосредоточить усилия на щадящей и бережной доразработке зрелых месторождений (Improved Oil Recovery – IOR).

В своих работах автор приводит несколько примеров таких инновационных методов. Посвященная этому вопросу статья [4], в которой содержатся практические рекомендации по внедрению новых щадящих технологий разработки месторождений (Improved oil recovery), вызывает огромный интерес в международной научной социальной сети ResearchGate. По состоянию на 8 марта 2020 г. она набрала 3 727 прочтений специалистами из 70 стран мира, и каждую неделю появляется около 60 новых прочтений.

5. Неопределенности, риски и ошибки

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти, можно наглядно описать следующей условной формулой:

$$Р = Н + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Н – фундаментальная наука, Ч – человеческий фактор: профессионализм

кадров всех уровней, включая менеджмент; $Г_1$, $Г_2$, $Г_3$, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями; $Т_1$, $Т_2$ – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. Особенно рискованными являются прогнозные ресурсные оценки.

В зависимости от многих меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими, другие можно не учитывать. Особое значение имеют геолого–геофизические факторы и соответствующий научный прогноз.

В качестве примера прогнозно–геологических просчетов, снижающих эффективность поисково–разведочных работ, достаточно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо–Бей. Пробная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Весь мир замер. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. «Мы правильно выбрали место для бурения, – сказал Ричард Брей, президент дочерней компании British Petroleum. – Просто мы опоздали на 30 миллионов лет» [5]. Это происходило в конце XX века. Естественно, были использованы все прогностические методы и технологии крупнейшей нефтяной компании – British Petroleum.

Кстати, многие геофизические методы безусловно требуют совершенствования, особенно в части натурного моделирования. Один из ведущих геофизиков ИНГГ (Новосибирск) В.С. Могилатов заметил: «Любая геофизическая интерпретация не на 100% достоверна. Она всегда делается с какой–то ошибкой».

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию

«широкого поиска». Можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 года в 80 километрах от побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deepwater Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum), вызвавшая гигантский разлив нефти и негативно повлиявшая на экологическую обстановку. Нефтяное пятно достигло площади 75 тысяч квадратных километров [6].

Решающим фактором в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Мой друг Субир Раха, бывший президент компании ONGC (Индия) (Рис. 2), обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково–разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» (Геофизическая конференция, Мумбаи, 2004).



Рис. 2. Субир Раха и Н.П. Запивалов. Petrotech–2003 (г. Дели, Индия)
Fig. 2. Subir Raha and N.P. Zapivalov. Petrotech–2003 (Delhi, India)

В этой связи уместно привести мнение первооткрывателя крупнейших азербайджанских месторождений А. Нариманова. Он также отмечал большие

риски и неопределенности в процессе поиска крупных нефтегазовых месторождений [7].

В настоящее время очень большое значение приобретает геополитический фактор: отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и жесткая борьба за прибыли, что приводит к кризису.

6. Основные выводы

- Предлагается принципиально новая научно–технологическая парадигма изучения и освоения нефтяных месторождений.
- Для уверенного сохранения добычного потенциала в обозримой перспективе XXI века следует сосредоточиться на остаточной (трудноизвлекаемой) нефти в Западной Сибири и других регионах мира с развитой инфраструктурой.
- Чтобы извлечь остаточную (трудноизвлекаемую) нефть, необходимы новые технологии, ориентированные на щадящую и бережную разработку месторождений (Improved Oil Recovery).
- Необходима организация в Новосибирской области научно–технологического и образовательного нефтяного полигона на базе месторождений Северного района [8] (Рис. 3).

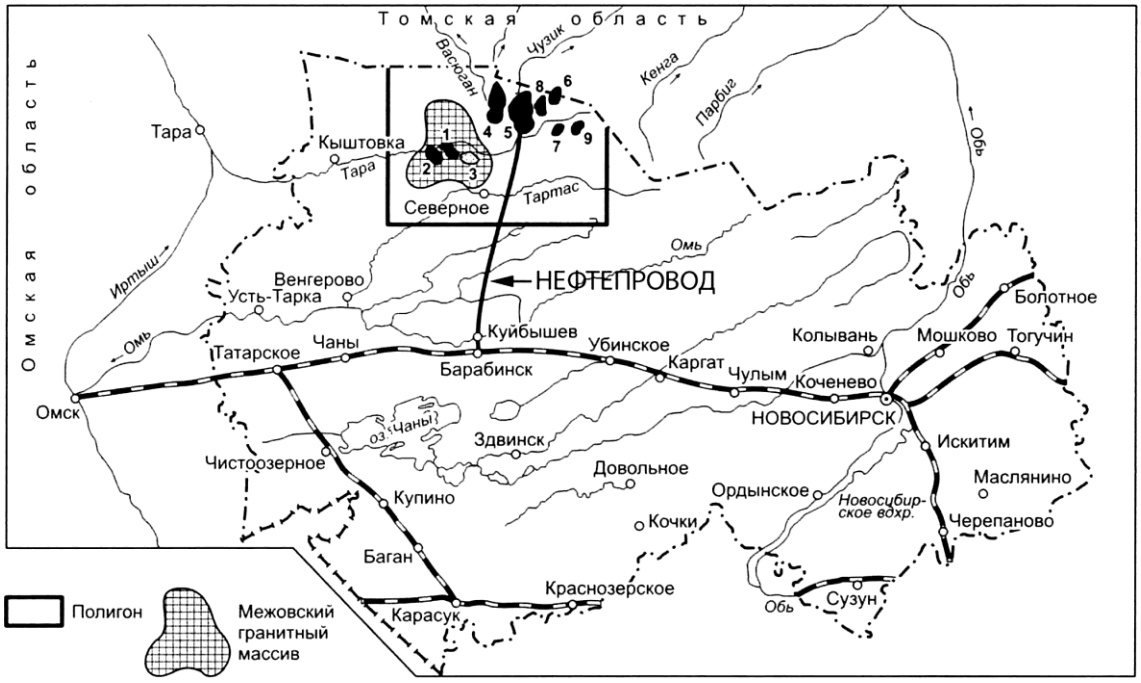


Рис. 3. Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области. Месторождения: 1 – Межовское; 2 – Восточно–Межовское; 3 – Веселовское (газовое); 4 – Малоичское; 5 – Верх–Тарское; 6 – Ракитинское; 7 – Тай–Дасское; 8 – Восточно–Тарское; 9 – Восточное

Fig. 3. Layout map of oilfields in the Novosibirsk Region. Oilfields: 1 – Mezhovskoe, 2 – Vostochno–Mezhovskoe, 3 – Veselovskoe (gas field), 4 – Maloichskoe, 5 – Verh–Tarskoe, 6 – Rakitinskoe, 7 – Tai–Dasskoe, 8 – Vostochno–Tarskoe, 9 – Vostochnoe

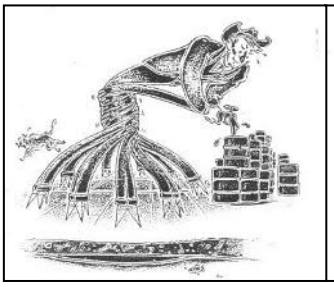
Автор выступал в конференции ГЕО–Сибирь 6 раз (см. список):

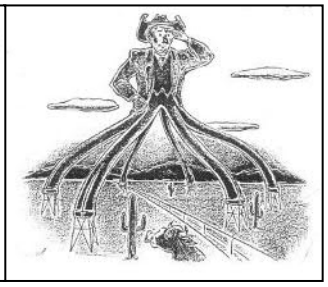
1. Нефтегазовое недропользование в Сибири: геологические и экологические риски (2012).
2. Минерально–сырьевые ресурсы сибирских регионов и современные темпы их освоения (2013).
3. Оптимизация инновационных технологий в разведке и разработке нефтегазовых месторождений (2014).
4. Реабилитационные циклы – основа эффективного нефтяного недропользования (2015).
5. Идеология, наука и практика нефтегазового дела в XXI веке (2018).
6. Нужен ли нефтяной полигон в Новосибирской области? (2019).

MAKING THE NEXT GIANT LEAP IN PETROLEUM GEOSCIENCES!



Выжмем последнюю каплю из нашего *ума*!





Нет недостатка в ресурсах нефти и газа – есть недостаток в наших *знаниях* о них!

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Н.П. Запивалов, И.П. Попов. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. –198 с.
2. Н.П. Запивалов. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
3. Н.П. Запивалов. Пять неотложных мер нефтедобычи в Западной Сибири // Эко: всероссийский экономический журнал. – 2015, №5. – С. 111–117.
4. N. Zapivalov. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – Editors: Alicia Knight. – Nova Publishers, Inc., New–York, 2015. – P.81–94.
5. Интернет–ресурс «Все о нефти» https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk–story.html
6. О. Звонова. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия // Аргументы и факты, 22.04.2014.
7. Акиф Нариманов. Интервью // Азербайджанские известия, 19.09.09. http://www.azerizv.az/news/a–2939.html
8. Н.П. Запивалов. Научно–практический нефтяной плацдарм // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 1 (41). – С. 101–105.

REFERENCES

1. Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefti i gaza. – Novosibirsk: Geo, 2003. – 198 s.
2. Zapivalov N.P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. – 2012. – T. 321. – № 1. – S. 206–211.
3. Zapivalov N.P. Pyat’ neotlozhnyh mer neftedobychi Zapadnoy Sibiri // Eko: vserossiyskiy ekonomicheskiy zhurnal. – 2015. – №. 5. – S. 111–117.
4. N. Zapivalov. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – Editors: Alicia Knight. – Nova Publishers, Inc., New–York, 2015. – P.81–94.
5. Internet resource «Vse o nefti» https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk–story.html
6. O. Zvonova. Avaria v Meksikanskom zalive: hronika sobytiy i ekologicheskie posledstviya // Argumenty i fakty, 22.04.2014.
7. Akif Narimanov. Interview // Azerbaidzhanskie izvestiya, 19.09.09. http://www.azerizv.az/news/a–2939.html
8. Zapivalov N.P. Nauchno–prakticheskiy neftyanoy platsdarm // Geologiya i mineral’no–syr’evye resursy Sibiri. – 2020. – № 1 (41). – S. 101–105.

© Н.П. Запивалов, 2020

УДК 550.837.6 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-043

ОПРОБОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ЗВТ С ЛЕДОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Аркадий Владимирович Злобинский
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник
"Научно–техническая компания ЗаВеТ–ГЕО", 630102, Новосибирск, ул. Восход, 26/1, оф. 56, генеральный директор, тел. (903) 935–22–87, e–mail: zlobinskyav@mail.ru

Владимир Владимирович Потапов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (913) 941–35–56, e–mail: potapovvv@ipgg.sbras.ru

Владимир Сергеевич Могилатов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, главный научный сотрудник, тел. (913) 912–43–36, e–mail: mvecs@yandex.ru

Дается краткое описание первого полевого эксперимента методом зондирований вертикальными токами с ледовой поверхности.

Ключевые слова: переходные процессы, электроразведка, электрическая компонента, ЗВТ, ТМ–поляризация.

TESTING OF MEASUREMENTS OF VECS FROM THE ICE SURFACE

Arkadiy V. Zlobinskiy
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, PhD, senior resercher
"STC ZaVeT–GEO", Russia, 630102, Novosibirsk, Voskhod Str. 26/1, of. 56, PhD, General Manager, phone: +7 (903) 935–22–87, e–mail: zlobinskyav@newmail.ru

Vladimir V. Potapov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, PhD, senior resercher, phone: +7(913) 941–35–56, e–mail: potapovvv@ipgg.sbras.ru

Vladimir S. Mogilatov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Professor of geophysics in Novosibirsk State University, Principal Scientist Officer, phone: +7 (913) 912–43–36, e–mail: vecs@yandex.ru

A brief description of the first field experiment by the method by vertical electrical currents sounding from the ice surface is given.

Key words: electrical prospecting, VECS, TEM, electrical component, TM–polariazation.

ВВЕДЕНИЕ

При использовании классических методов электроразведки с контролируемым источником в глубоком море, возникают большие проблемы из–за экранирующих свойств соленой воды, являющейся хорошим проводником. Под классическими методами мы подразумеваем работы с такими источниками электромагнитного поля как петля и горизонтальная линия, которые возбуждают в основном горизонтальные токи в среде, или электромагнитное поле ТЕ–поляризации. Если использовать источники, которые генерируют в среде только электромагнитное поле ТМ–поляризации, или вертикальные токи, то задача изучения среды находящейся под толстым слоем соленой воды становится решаемой. В статьях [1–3] показано, что для возбуждения электромагнитного поля ТМ–поляризации нужно использовать такой источник как круговой электрический диполь (КЭД), образованный набором радиальных заземляемых линий с током (импульсным). Методом использующим КЭД, в качестве источника, является метод зондирований вертикальными токами (ЗВТ). Работы методом ЗВТ на море, с ледовой поверхности, с водной поверхности ранее не проводились. При дальнейшем развитии метод ЗВТ будет, безусловно, применяться в работе на шельфе и в арктическом регионе и предоставлять там полезную информацию. Сейчас на море активно применяется только метод CSEM, который имеет целый ряд ограничений и невозможен с дрейфующего льда.

ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА

В 2019 году были проведены исследования с комплексом геофизических электроразведочных методов с ледяной поверхности Обского водохранилища. В качестве основного метода исследований предполагалось использовать метод зондирований вертикальными токами (ЗВТ). Очевидными целями этих работ явилось первая реализация сложного источника – кругового электрического диполя на ледовой поверхности, испытание импульсной питающей аппаратуры в таких условиях, и вообще предварительный опыт работы на льду.

Особая цель также состояла в следующем. Существующие современные коммутаторы для проведения работ методом ЗВТ, предусматривают автоматическое выравнивание токов в лучах кругового электрического диполя (КЭД). В выпускаемых сейчас коммутаторах для проведения работ методом ЗВТ, предусмотрено автоматическое выравнивание токов в лучах КЭД, который может содержать до восьми лучей. Как показала практика, сопротивления заземлений в местах окончания лучей всегда разное, и может отличаться в несколько раз. Кроме того, сопротивление заземлений постоянно меняется во времени. Для решения этой проблемы была разработана и реализована система автоматического выравнивания токов в лучах КЭД. Однако она ограничена по мощности. В море, в Арктике, потребуются гораздо большие токи. Такую систему выравнивания крайне сложно построить. Таким образом, одной из целей работ являлось выяснение возможности отказаться от системы автоматического выравнивания, что кажется достижимым в морских условиях, где электроды всех линий оказываются в одинаковых условиях. На рис.1 приведена карта местности в районе проведения работ.



Рис. 1. Карта местности в районе проведения работ
Fig. 1. Map of the area in the area of work

Для проведения работ ЗВТ был разбит КЭД радиусом 470 м. Все 8 лучей состояли из кусков кабеля ГПМП длиной 500 м. На концах лучей было пробурено по одной лунке диаметром 0.2 м. В каждую лунку на глубину 3 м от дневной поверхности были опущены электроды. Центральное заземление было сделано из 9 лунок, в каждой из которых было по одному электроду. Рабочий режим установки, ток–пауза, во время работ составлял 250мс–250мс. Измерения сигналов проводились до времени 250 мс. Измерения компонент $\partial B_z / \partial t$, $\partial B_\varphi / \partial t$ проводились датчиками с эффективной площадью 30000 м^2 (эквивалент квадратной петли 173*173м). Измерения электрической компоненты E_r проводились приемной линией длиной 25 м, заземляемой в лунки во льду, и с использованием 10 кратного предусилителя сигнала. Сигналы принимались со времени 30 мкс и уходили в шумы на времени 50 мс.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования показывают, что силовая установка в виде кругового электрического диполя вполне соответствует условиям размещения на дрейфующем над глубоким морем льду как в смысле принципиальных возможностей, так и практическим условиям размещения на ледовой поверхности. Это позволяет предложить КЭД в качестве источника на дрейфующем льду, и метод зондирований становлением в таком формате может занять достойное место в геофизическом комплексе в рамках будущего предполагаемого эксперимента в Арктике.

Благодарим Российский научный фонд за поддержку данных исследований. Работы были проведены по гранту 18–17–00095.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Могилатов В.С., Осипова П.С., Злобинский А.В. Электромагнитные зондирования с ледовой поверхности в Арктике // Геология и геофизика. – 2020 (принята к печати).

2. Haroon, A., Goldman M., Mogilatov V., Bergers R., and Tezkan B. Exploration of resistive targets within shallow marine environments using the Circular Electrical Dipole and the Differential Electrical Dipole methods. A time–domain modelling study // Geophysical Journal International. – 2016. – Vol. 205. – Is. 2.

3. Mogilatov V., Goldman M., Persova M., Soloveichik Yu., Koshkina Yu., Trubacheva O.,

Zlobinskiy A. Application of the marine circular electric dipole method in high latitude Arctic regions using drifting ice floes // Journal of Applied Geophysics. – 2016. – Vol. 135. – P. 17–31.

REFERENCES

1. Mogilatov V.S., Osipova P.S., Zlobinskiy A.V. Theoretical and methodological substantiation of transient electromagnetic sounding from the arctic drift ice // Russian Geology and Geophysics. – 2020 (accepted for print).

2. Haroon, A., Goldman M., Mogilatov V., Bergers R., and Tezkan B. Exploration of resistive targets within shallow marine environments using the Circular Electrical Dipole and the Differential Electrical Dipole methods. A time–domain modelling study. // Geophysical Journal International. – 2016. – Vol. 205. – Is. 2.

3. Mogilatov V., Goldman M., Persova M., Soloveichik Yu., Koshkina Yu., Trubacheva O., Zlobinskiy A. Application of the marine circular electric dipole method in high latitude Arctic regions using drifting ice floes // Journal of Applied Geophysics. – 2016. – Vol. 135. – P. 17–31.

© А.В. Злобинский, В.В.Потапов, В.С. Могилатов, 2020

УДК 550.837 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-044

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОБЪЕМОВ ВЕЩЕСТВ ХВОСТОХРАНИЛИЩ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ, ЧАСТОТНОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ И АЭРОФОТОСЪЕМКИ

Юрий Григорьевич Карин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383) 330–49–55, e–mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

Светлана Борисовна Бортникова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, профессор, заведующая лабораторией, тел. (383) 330–95–36, e–mail: BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

Наталия Викторовна Юркевич
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383) 363–91–94, e–mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Приводятся методические рекомендации для построения моделей хвостохранилищ на примере хвостохранилищ Кемеровской области по данным электротомографии, частотного профилирования и ортофотосъемки. Комплексирование трех методов позволяет получить необходимый минимум информации для оценки объемов веществ на исследуемых объектах.

Ключевые слова: электротомография, ортофотосъемка, частотное профилирование, экология, хвостохранилище

ESTIMATION OF TAILINGS VOLUMES USING ELECTRIC TOMOGRAPHY, FREQUENCY PROFILING AND AEROPHOTOGRAPHY

Yuri G. Karin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Russia, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga Avenue, 3, research associate, phone: (383) 330–49–55, e–mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

Svetlana B. Bortnikova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Russia, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga Avenue, 3, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), professor, department head, phone. (383) 330–95–36, e–mail: BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

Natalia V. Yurkevich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Russia, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga Avenue, 3, Ph.D. (Geology and Mineralogy), senior researcher, phone: (383) 330–49–55, e–mail: BalkovEV@ipgg.sbras.ru

Methodological recommendations are given for constructing tailing dump models using the example of tailing dumps in the Kemerovo Region according to electric tomography, frequency profiling, and orthophotography. The combination of the three methods allows you to obtain the necessary minimum information for estimating the volumes of substances at the studied objects.

Key words: electrotomography, orthophotography, frequency profiling, ecology, tailings

Для корректного построения моделей хвостохранилищ и оценки ресурсов ценных и токсичных веществ (мышьяка, золота и других компонентов) по полученным моделям необходимо учитывать видимый рельеф местности, а также внутреннее распределение вещества в теле отвала. Целью проведенного исследования была разработка методики комплексного исследования хвостохранилищ Кемеровской области для определения объемов содержащихся в них веществ.

Для учета рельефа исследуемого объекта можно применять топографическую съемку с помощью тахеометров и нивелиров, которая дает высокую точность, однако требует больших временных и финансовых затрат. Современный уровень развития беспилотных летательных аппаратов и программного обеспечения для обработки данных ортофотосъемки, позволяет получать информацию о рельефе по всей исследуемой площади с высокой плотностью данных, а сама аэрофотосъемка производится за считанные минуты [1].

Электротомография – метод электроразведки, который себя зарекомендовал при изучении контрастных по электросопротивлению объектов, таких как хвостохранилища, фумарольные поля, золоотвалы [2–4]. С помощью электротомографии возможно определить распределение вещества отходов внутри исследуемого объекта, а также определить интересующие нижние границы хвостохранилища.

Метод частотного профилирования, реализованный в аппаратуре ЭМС дает возможность определять границы контрастного по УЭС объекта в плане [2, 4].

Начиная с 2012 года и по настоящее время в Кемеровской области проводятся комплексные исследования нескольких хвостохранилищ различного

типа формирования [5,6]. В 2019 году были проведены комплексные работы по изучению Белоключевского хвостохранилища, по результатам которых были построены ортофотоплан объекта, цифровая модель рельефа, а также геоэлектрическая модель участка хвостохранилища.

По данным геохимического опробования, проведенного в предыдущих годах, максимальные концентрации вредных и полезных веществ содержатся в отходах с низким удельным электрическим сопротивлением (до 20 Ом·м) [7].

На рисунке 1 показана карта высот исследуемого объекта, построенная в пробной версии программы PhotoScan [8]. Высота полета квадрокоптера, с которого производилась ортофотосъемка, составляла 50 метров и была выбрана исходя из максимальной высоты деревьев окружающих объект. Количество и плотность снимков выбиралось таким образом, что бы перекрытия на снимках составляли не менее 60 % поперек хода и не менее 80% вдоль хода квадрокоптера при полном покрытии исследуемого участка. Что позволяет получить больше общих точек на фотографиях, по которым строится ортофотоплан и модель рельефа.

В северной части хвостохранилища исследований методом частотного профилирования проведено не было, поэтому граница объекта определялась визуально по ортофотоснимкам. Красной линией на рисунке 1 показана граница хвостохранилища в плане выделяемая визуально. Синей линией на рис.1 показана граница отвала в южной части хвостохранилища по данным частотного профилирования. Граница была проведена по изолинии в 20 Ом·м. Исследования методом частотного профилирования проводились с привязкой по GPS на частоте 110 кГц. Была использована аппаратура ЭМС.

Визуально выделяемая граница отвала отличается от границы по данным электромагнитного метода. Однако, граница, выделенная методом частотного профилирования, опирается на конкретную физическую величину – электросопротивление, в отличие от визуального выделения, где используется только цветовое отличие отходов отвала от окружающей среды. Из–за того, что

часть отходов может быть покрыта растительностью или перекрыта грунтом в результате частичной рекультивации, интерпретатор может значительно уменьшить объем исследуемого хвостохранилища при визуальном выделении границ. Следовательно, для корректного определения границ отвала в плане стоит также использовать электромагнитное профилирование.

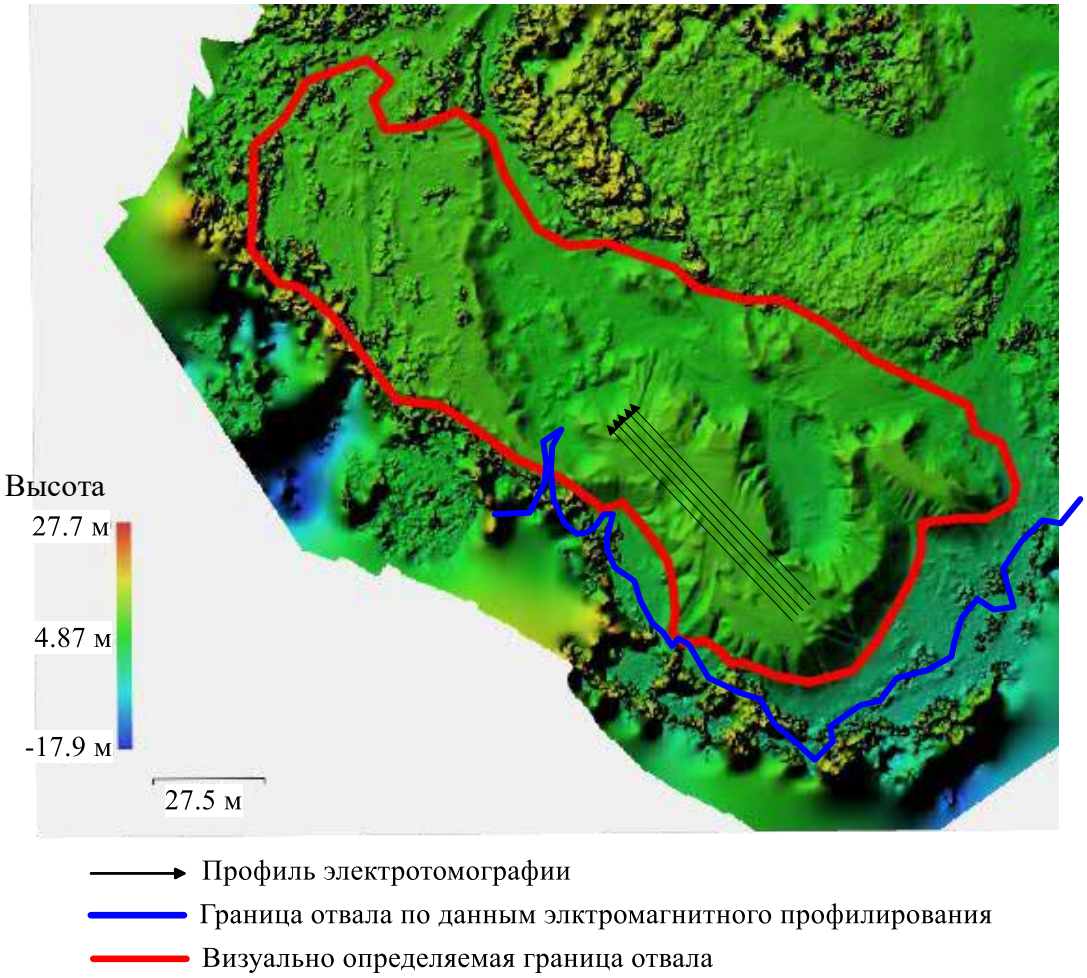


Рис.1.Карта высот Белоключевского хвостохранилища
Fig. 1: A map of the heights of the Beloklyuchevsky tailings dump

В результате было определено, что максимальная мощность отходов относительно дневной поверхности не превышает 13 метров. Объем отходов рассчитанный по данным аэрофотосъемки, при условии расположения нижней границы отвала на уровне дневной поверхности, составляет 103119 кубических метров.

Расчет объема веществ сводится к построению в программе Surfer [9] двух поверхностей, которые ограничивают интересующий участок сверху и снизу. В случае данных электротомографии эти поверхности построены по точкам с одинаковым сопротивлением. Например, в процессе шурфовки и геохимического опробования были определены граничные сопротивления отдельных горизонтов, построены поверхности по каждому из сопротивлений, с помощью инструмента Volume в программе Surfer рассчитан объем.

В качестве примера подобного расчета рассмотрим трехмерную геоэлектрическую модель участка Белоключевского хвостохранилища, которая построена по данным электротомографии рис.2. Измерения были проведены по 5 параллельным профилям, шаг по профилю 1 м, между профилями 2 м. На исследуемом участке отсутствует выраженный рельеф, перепад высот не превышает 0.5 метра на 48 метров профиля.

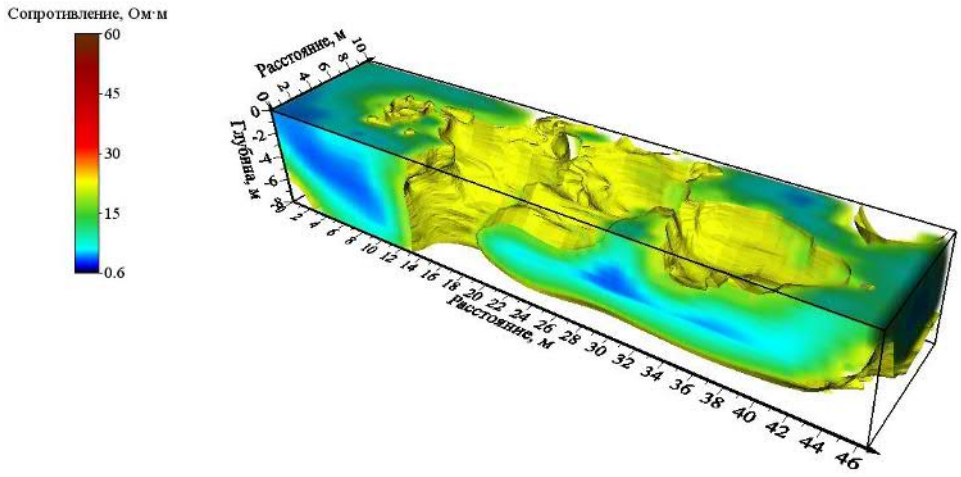


Рис.2. Трехмерная геоэлектрическая модель участка Белоключевского отвала
Fig. 2. Three–dimensional geoelectric model of the Beloklyuchevsk dump site

Изоповерхность желтого цвета ограничивает объем среды с удельным электросопротивлением 20 Ом·м, вещества с большим сопротивлением на модели специально выполнены прозрачными, что бы можно было визуально оценить отношение объемов веществ с разным УЭС. Объем веществ с

сопротивлением менее 20 Ом·м составляет 2126 м^3, при этом общий объем исследуемой части хвостохранилища более 3000 м$^{3.}$

Переход к объему и массе конкретного вещества или химического элемента (золота, мышьяка или др.) возможен, когда известно его усредненное количество на один кубический метр вещества отвала по данным геохимического опробования.

Исходя из вышеописанных результатов, предложена обобщенная методика изучения хвостохранилищ Кемеровской области:

В первую очередь проводится ортофотосъемка объекта, строится карта высот и ортофотоплан, затем проводится частотное профилирование, для определения границ объекта в плане и выделения участков для проходки шурфов. Следующим этапом выполняется съемка методом электротомографии, для определения нижней границы объекта, по которой будет рассчитываться общий объем отходов и построения трехмерной геоэлектрической модели. После проходки шурфов и получения дополнительной информации о связи между УЭС и среднем содержании веществ в теле отвала, строится трехмерная модель и рассчитывается объем или масса интересующих веществ.

Выводы

В результате проведенных исследований посчитан объем отвала относительно дневной поверхности, построена трехмерная модель участка хвостохранилища, выделена граница отвала методом частотного профилирования, а также предложена обобщенная методика изучения хвостохранилищ Кемеровской области:

1) Ортофотосъемка объекта с помощью БПЛА.
2) Построение трехмерной модели рельефа и определение видимых границ объекта в плане.
3) Съемка методом частотного зондирования для определения границ объекта в плане визуально не определяемых, а также выделения зон с минимальным сопротивлением (до 20 Ом·м) для проходки шурфов.

4) Съемка методом электротомографии для определения нижних границ хвостохранилища, построения трехмерной модели и расчета общего объема отходов.

5) Проходка шурфов и съемка методом электротомографии с малым шагом для выявления взаимосвязей между удельным электрическим сопротивлением среды и составом вещества отходов или для определения средних значений количеств веществ в заданных диапазонах УЭС.

6) Построение трехмерных моделей, оценка объемов веществ в отходах.

Исследовательская работа выполнена при финансовой поддержке проекта РНФ № 19–17–00134.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пришутов К. А., Астапов А. Ю. Применение беспилотной авиации для получения высокоточного плана местности // Агропромышленные технологии Центральной России. – 2019. – №. 4. – С. 92–97.

2. Котенко, Т. А., Панин, Г. Л., Балков, Е. В., Фадеев, Д. И. Применение малоглубинной электроразведки для изучения гидротермальных объектов вулкана Эбеко (остров Парамушир) // Вестник Дальневосточного отделения Российской академии наук. – 2018. – №. 2. – С. 101–109.

3. Bortnikova S., Olenchenko V., Gaskova O., Yurkevich N., Abrosimova N., Shevko E., Edelev A., Korneeva T., Provornaya I., Eder L. Characterization of a gold extraction plant environment in assessing the hazardous nature of accumulated wastes (Kemerovo region, Russia) // Applied Geochemistry. – 2018. – Т. 93. – С.145–157.

4. Манштейн Ю. А., Балков Е. В., Цуканов К. Г., Карин Ю. Г., Панин Г. Л., Егоров, В. Е. Об оценке экологического ущерба по данным электроразведки на примере исследований захоронения пестицидов // Инженерные изыскания. – 2016. – №. 4. – С. 34–38.

5. Эпов, М. И., Юркевич, Н. В., Бортникова, С. Б., Карин, Ю. Г., Саева, О. П. Определение состава горно–рудных отходов геохимическими и геофизическими методами (на примере хвостохранилища Салаирского горно–обогатительного комбината) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – №. 12. – С. 1944–1954.

6. Юркевич, Н. В., Бортникова, С. Б., Карин, Ю. Г., Саева, О. П. Определение состава отходов горнорудного производства при помощи РФА–СИ и геофизических методов исследования // книга тезисов. – 2014. – С. 93.

7. Юркевич Н. В., Карин Ю. Г., Кулешова Т. А. Состав отвала Белоключевского месторождения золота по данным электромагнитного сканирования и геохимического опробования // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130–летию со дня рождения профессора МИ Кучина, Томск, 3–7 апреля 2017 г. – Томск, 2017. – Т. 1. – С. 853–855.

8. «PhotoScan – Фотограмметрическая обработка цифровых изображений и генерация трехмерных пространственных данных» – программный продукт: [сайт]. URL: https://www.agisoft.com.

9. Обзор программного продукта Surfer: [сайт]. URL: https://www.goldensoftware.com/products/surfer/features

REFERENCES

1. Prishutov K. A., Astapov A. Ju. Primenenie bespilotnoj aviacii dlja poluchenija vysokotochnogo plana mestnosti // Agropromyshlennye tehnologii Central'noj Rossii. – 2019. – №. 4. – S. 92–97.

2. Kotenko, T. A., Panin, G. L., Balkov, E. V., Fadeev, D. I. Primenenie maloglubinnoj jelektrorazvedki dlja izuchenija gidrotermal'nyh ob#ektov vulkana Jebeko (ostrov Paramushir) // Vestnik Dal'nevostochnogo otdelenija Rossijskoj akademii nauk. – 2018. – №. 2. – S. 101–109.

3. Bortnikova S., Olenchenko V., Gaskova O., Yurkevich N., Abrosimova N., Shevko E., Edelev A., Korneeva T., Provornaya I., Eder L. . Characterization of a gold extraction plant environment in assessing the hazardous nature of accumulated wastes (Kemerovo region, Russia) //Applied Geochemistry. – 2018. – T. 93. – S.145–157.

4. Manshtejn Ju. A., Balkov E. V., Cukanov K. G., Karin Ju. G., Panin G. L., Egorov, V. E., Ob ocenke jekologicheskogo ushherba po dannym jelektrorazvedki na primere issledovanij zahoronenija pesticidov //Inzhenernye izyskanija. – 2016. – №. 4. – S. 34–38.

5. Jepov, M. I., Jurkevich, N. V., Bortnikova, S. B., Karin, Ju. G., Saeva, O. P. Opredelenie sostava gorno–rudnyh othodov geohimicheskimi i geofizicheskimi metodami (na primere hvostohranilishha Salairskogo gorno–obogatitel'nogo kombinata) // Geologija i geofizika. – 2017. – T. 58. – №. 12. – S. 1944–1954.

6. Jurkevich, N. V., Bortnikova, S. B., Karin, Ju. G., Saeva, O. P. Opredelenie sostava othodov gornorudnogo proizvodstva pri pomoshhi rfa–si i geofizicheskih metodov issledovanija // kniga tezisov. – 2014. – S. 93.

7. Jurkevich N. V., Karin Ju. G., Kuleshova T. A. Sostav otvala Belokljuchevskogo mestorozhdenija zolota po dannym jelektromagnitnogo skanirovanija i geohimicheskogo oprobovanija // Problemy geologii i osvoenija nedr: trudy XXI Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika MA Usova studentov i molodyh uchenyh, posvjashhennogo 130–letiju so dnja rozhdenija professora MI Kuchina, Tomsk, 3–7 aprelja 2017 g. T. 1. – Tomsk, 2017. – T. 1. – S. 853–855.

8. «PhotoScan – Fotogrammetricheskaja obrabotka cifrovyh izobrazhenij i generacija trehmernyh prostranstvennyh dannyh» – programmnyj produkt: [sajt]. URL: https://www.agisoft.com.

9. Obzor programmnogo produkta Surfer: [sajt]. URL:https://www.goldensoftware.com/products/surfer/features

© Ю.Г. Карин, Н.В. Юркевич, С.Б. Бортникова

УДК 550.837 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-045

ЗАМКНУТАЯ ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ ПЕТЛЯ КАК ФИЛЬТР НИЗКИХ ЧАСТОТ В ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ ДЛЯ МЕТОДА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Николай Олегович Кожевников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383) 333–28–16, e–mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Обсуждается возможность использовать замкнутую горизонтальной петлю в методе переходных процессов для снижения уровня высокочастотных помех, индуцируемых в приемной петле. Выводятся выражения, показывающие, что частотная характеристика измерительной системы с учетом влияния дополнительной петли аналогична частотной характеристике фильтра низких частот. Для эффективного ослабления помехи необходимо располагать вспомогательную петлю как можно ближе к приемной.

Ключевые слова: Метод переходных процессов, помехи, замкнутая петля.

CLOSED HORIZONTAL WIRE LOOP AS A LOW–PASS FILTER IN TEM MEASURING SYSTEMS

Nikolay O. Kozhevnikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, 3, Koptyug Ave., Novosibirsk, Ph. D., Prof., Senior Scientist, phone: (383) 333–28–16, e–mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

The paper discusses the possibility of using a closed horizontal loop in a TEM measuring system to reduce the external high–frequency electromagnetic noise induced in a receiving loop. It is shown that the effect of an additional loop on the frequency response of the TEM measuring system is similar to that of a low–pass filter. In order to effectively reduce external noise, one should locate the auxiliary loop as close as possible to the receiver one.

Key words: TEM sounding method, noise, closed loop.

Введение

Замкнутая горизонтальная петля применяется для тестирования измерительных систем для метода переходных процессов [2]. Кроме этого, замкнутая петля снижает амплитуду импульса ЭДС, воздействующего на приемный тракт аппаратуры во время выключения тока в генераторной петле. Благодаря этому устраняется перегрузка входного усилителя, которая приводит к искажениям переходной характеристики как на ранних, так и на поздних временах [4].

В работе [3] рассмотрено применение замкнутого витка для экранирования высокочастотного переменного магнитного поля в радиоустройствах. Это наводит на мысль, что замкнутая петля может найти применение в индуктивной электроразведке в качестве фильтра для снижения уровня внешних (внесистемных) помех. В отличие от аналоговых фильтров на дискретных компонентах или интегральных схемах, «встроенных» в измерительную аппаратуру, замкнутая петля не имеет гальванической и емкостной связей с приемной петлей и измерителем. Поэтому можно ожидать, что применение такого фильтра позволит улучшить качество измерений по сравнению с тем, которое достигается при использовании обычных аналоговых фильтров.

В статье рассматривается влияние, которое замкнутая петля оказывает на уровень внешних высокочастотных помех в приемной петле.

Общая схема измерений

На рис. 1 показана общая схема измерений в методе переходных процессов.

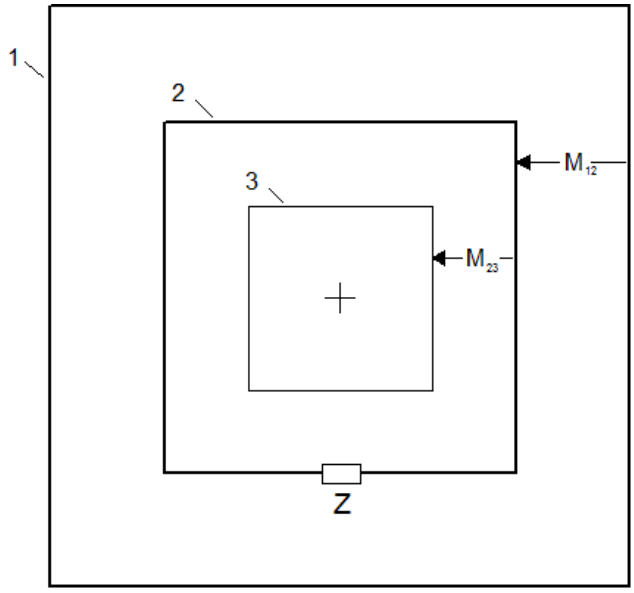


Рис. 1. Общая схема измерений: 1 – генераторная петля; 2 – дополнительная петля и подключенная к ней цепочка с комплексным сопротивлением *Z*; 3 – приемная петля. Каждая из петель индуктивно связана с другими

Fig. 1. Measurement set–up (a general view): 1 – transmitter loop; 2 – an additional (auxiliary) loop and a circuit with complex resistance *Z*; 3 – receiving loop. Each of the loops is inductively coupled to the others

Установка для зондирований методом переходных процессов, включает генераторную (1) и приемную (3) петли, а также дополнительную петлю (2). Петля 2 подключена к цепочке в виде катушки с индуктивностью L и резистора с сопротивлением R, соединенных последовательно. Связь между петлями характеризуется коэффициентами взаимной индукции M_{12} (генераторная петля – дополнительная петля), M_{23} (дополнительная петля – приемная петля) и M_{13} (генераторная петля – приемная петля).

Основные положения

ЭДС электромагнитных помех равна скорости изменения потока магнитного поля, пронизывающего приемную петлю. Предположим, что частота помехи равна ω, а амплитуда вертикальной составляющей магнитного поля помехи в пределах контуров приемной и дополнительной петель равна B_{Z0}. В момент времени t вертикальная компонента магнитного поля помехи $B_Z(t)$ равна $B_{Z0}e^{i\omega t}$ (где i – мнимая единица), а поток магнитного поля помехи через петлю $\Phi_{33}= B_{Z0}S_3e^{i\omega t}$, где S_3 – площадь приемной петли.

Обозначим ЭДС помехи в приемной петле e_{33}. Очевидно,

$$e_{33} = -d\Phi_{33}/dt = -i\omega B_{Z0}S_3e^{i\omega t}$$

Аналогично, ЭДС, индуцируемая магнитным полем помехи в дополнительной петле:

$$e_{22} = -d\Phi_{22}/dt = -i\omega B_{Z0}S_2e^{i\omega t}$$

Под действием ЭДС e_{22} в дополнительной петле протекает ток:

$$I_2 = \frac{e_{22}}{Z} = -\frac{i\omega B_0 S_2 e^{i\omega t}}{R + i\omega L}.$$

Изменяющийся во времени ток I_2 индуцирует в приемной петле ЭДС

$$e_{32} = -M_{23}\frac{dI_2}{dt} = M_{23}\frac{\omega^2 B_0 S_2 e^{i\omega t}}{R + i\omega L}.$$

Обозначим e_3 суммарную ЭДС, наводимую в приемной петле магнитным полем помехи и током во вспомогательной петле. После несложных преобразований находим, что

$$e_3 = e_{33} + e_{32} = e_{33}\left(1 - \frac{iM_{23}\omega S_2}{(R + i\omega L)S_3}\right).$$

Отношение e_3/e_{33} показывает, насколько результирующая ЭДС помехи с частотой ω отличается от исходной, т.е. индуцируемой в приемной петле, когда дополнительная петля отсутствует:

$$\frac{e_3}{e_{33}} = 1 - \frac{i\omega M_{23} S_2}{(R + i\omega L)S_3}. \qquad (1)$$

Обозначим это отношение K(ω); очевидно, в случае полного подавления помехи K=0; если ослабления помехи не происходит, K=1.

Пример расчетов

На примере приемной петли размером 50м х 50м рассмотрим, как модуль $K(\omega)$ изменяется в зависимости от параметров вспомогательной петли (рис.2).

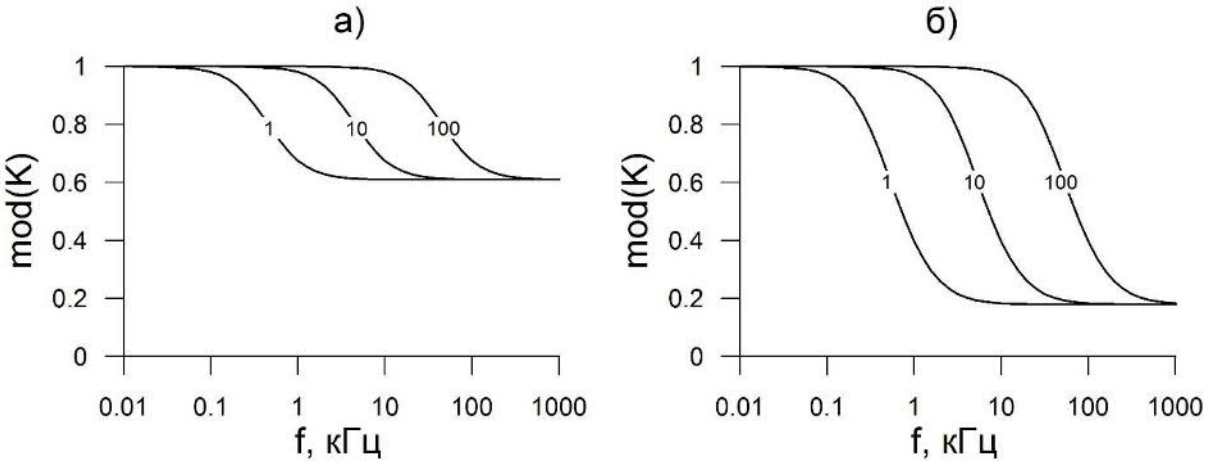


Рис. 2. Модуль коэффициента ослабления помехи в приемной петле размером 50м х 50м зависимости от частоты. Длина стороны дополнительной петли: 49.00м (а) и 49.99м (б). Шифр графиков – сопротивление R (Ом) резистора, подключенного к дополнительной петле

Fig. 2. Frequency dependence of the attenuation factor for the 50m by 50m receiving loop. The side length of the auxiliary loop is 49.00m (a) and 49.99m (b). The figures on the graphs indicate the resistance R (ohm) of the resistor connected to the auxiliary loop

Графики на рис. 2 рассчитаны для значений R =1, 10 и 100 Ом и индуктивности L, равной собственной индуктивности вспомогательной петли 2. Как видно, в диапазоне низких частот, который тем шире, чем больше R, модуль

K(ω) равен единице, т.е. уровень помехи в приемной петле такой же, как и при отсутствии петли 2. При повышении частоты модуль K(ω) уменьшается и, в конце концов, приближается к асимптотическому значению, меньшему единицы.

Таким образом, дополнительная петля действует как фильтр низких частот (ФНЧ), частота среза которого тем выше, чем больше сопротивление резистора R. Поэтому благодаря использованию дополнительной петли можно снизить уровень высокочастотных помех в приемной петле.

Чем меньше модуль K(ω) на высоких частотах, тем сильнее подавляется помеха. Сравнение графиков на рис. 2а и 2б показывает, что сближение контуров вспомогательной и приемной петель приводит к повышению эффективности экранирования. Так, когда расстояние между контурами (проводами) приемной и вспомогательной петель составляет 50см (рис. 2а), модуль K(ω) на высоких частотах равен 0.6, а при расстоянии 0.5см – 0.18.

Рассмотрим более подробно высокочастотную помеху. В этом случае индуктивное сопротивление вспомогательной петли намного больше активного (ωL>>R), и выражение (1) принимает вид

$$K = \frac{e_3}{e_{33}} = 1 - \frac{M_{23} S_2}{L S_3}.$$

Полное ослабление помехи (K=0) происходит при выполнении условия:

$$\frac{M_{23} S_2}{L S_3} = 1,$$

для чего необходимо совместить петли, так как в этом случае $S_2=S_3$, и $M_{23}=L$.

Влияние длины стороны l_2 вспомогательной петли на модуль K (случай высокочастотной помехи) иллюстрирует рис. 3, где видно, как по мере сближения приемной и вспомогательной петель снижается уровень помехи. Поэтому для существенного снижения уровня помехи вспомогательная петля должна располагаться как можно ближе к приемной.

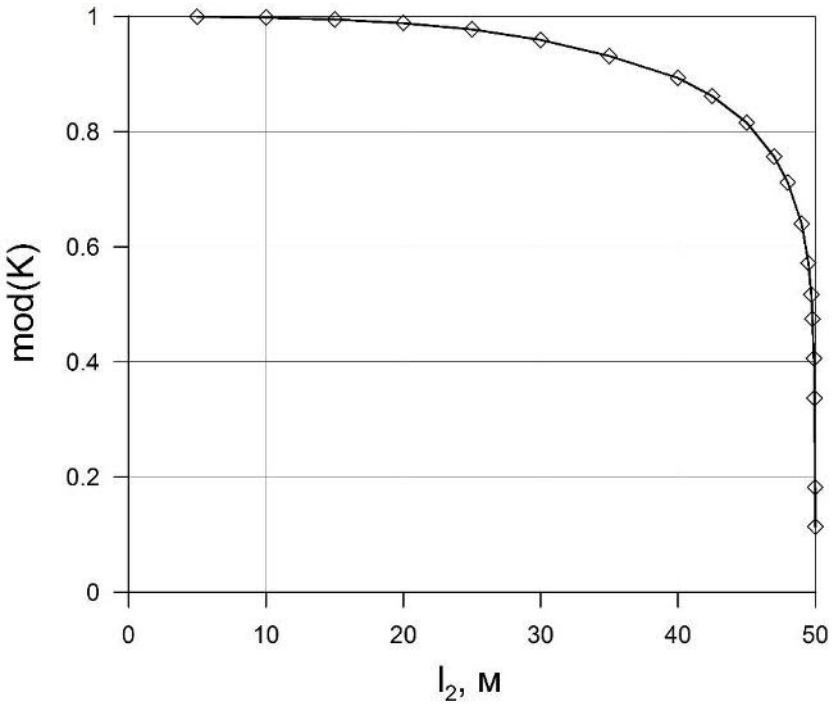


Рис. 3. График, иллюстрирующий зависимость модуля коэффициента ослабления высокочастотной помехи от длины стороны вспомогательной петли (l_2). Размер приемной петли – 50м х 50м

Fig. 3. A graph illustrating the dependence of the high–frequency noise attenuation on the side length (l_2) of the auxiliary loop. The receiving loop size is 50m by 50m

Как показывает опыт работ методом переходных процессов, приемную и вспомогательную возможно расположить таким образом, что расстояние между их контурами составляет около 1 см. При этом (см. рис. 3) mod(K)≈0.2, т.е. высокочастотная помеха ослабляется примерно в пять раз.

Обсуждение результатов и выводы

Применение дополнительной петли в методе переходных процессов позволяет в несколько раз снизить ЭДС высокочастотной монохроматической помехи, индуцируемой в приемной петле. Помехи такого вида создаются устройствами радиосвязи, телефонными и релейными линями, промышленными установками и т.п. Однако чаще высокочастотные помехи являются широкополосными [5]. В этом случае ЭДС $e_{33}(t)$ помехи, индуцируемой в приемной петле (без учета влияния дополнительной петли), определяется выражением

$$e_{33}(t) = \frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{\infty} S_{33}(\omega)e^{i\omega t}d\omega,$$

где $S_{33}(\omega)$ – спектр помехи.

Коэффициент $K(\omega)$ служит множителем пропорциональности между спектральными плотностями помехи с учетом и без учета дополнительной петли. Поэтому [1, с. 301]

$$e_3(t) = \frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{\infty} K(\omega)S_{33}(\omega)e^{i\omega t}d\omega,$$

откуда видно, что в произвольный момент времени ЭДС помехи уменьшается в $e_{33}(t)/e_3(t)$ раз.

При практической реализации рассматриваемого способа фильтрации может возникнуть проблема, связанная с тем, что при выключении тока в источнике 1 в замкнутой петле 2 (см. рис. 1) возникает ток $I_2(t)$, убывающий по экспоненте с постоянной времени $\tau_2=L/R$ [Кожевников, 2012]. Поскольку петля 2 индуктивно связана с приемной петлей 3, в последней наводится экспоненциально убывающая ЭДС, которая накладывается на ЭДС, наводимую в приемной петле при затухании вихревых токов в земле. Оптимальный режим измерений достигается за счет подбора такой постоянной времени, при котором происходит существенное снижение уровня внесистемных высокочастотных помех, а влияние системной помехи остается в пределах допустимого.

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта РФФИ 18–05–00363 «Математическое моделирование и экспериментальное изучение индукционных переходных процессов тока в замкнутой горизонтальной петле с учетом влияния подстилающей среды».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высшая школа, 1983. – 356 с.

2. Кожевников Н.О. Переходный процесс в петле и его использование при оценке измерительной системы для импульсной индуктивной электроразведки // Геология и геофизика. – 2012. – т. 53. – №11. – С. 1614 – 1627.

3. Рогинский В.Ю. Экранирование в радиоустройствах. – Л.: Энергия, 1969. – 112 с.

4. Kozhevnikov N., Sharlov M. Early–Time and Late–Time Limitations on the Performance of Near–Surface TEM Measuring Systems // 25th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics: conference proceedings (8–12 September 2019, The Hague, Netherlands). – The Hague, Netherlands, 2019. – 4 p.

5. Macnae J. C., Lamontagne Y., and West G. F. Noise processing techniques for time–domain EM systems // Geophysics. – 1984. – Vol. 49. –P. 934–948.

REFERENCES

1. Baskakov S.I. Radiotekhnicheskie czepi i signaly. – M.: Vy`sshaya shkola, 1983. – 356 s.

2. Kozhevnikov N.O. Perekhodny`j proczess v petle i ego ispol`zovanie pri oczenke izmeritel`noj sistemy` dlya impul`snoj induktivnoj e`lektrorazvedki // Geologiya i geofizika. –2012. –t. 53. – №11. – S. 1614 – 1627.

3. Roginsky Roginskij V.Yu. E`kranirovanie v radioustrojstvakh. – L.: E`nergiya, 1969. – 112 s.

1. Kozhevnikov N., Sharlov M. Early–Time and Late–Time Limitations on the Performance of Near–Surface TEM Measuring Systems // 25th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics: conference proceedings (8–12 September 2019, The Hague, Netherlands). – The Hague, Netherlands, 2019. – 4 p.

2. Macnae J. C., Lamontagne Y., and West G. F. Noise processing techniques for time–domain EM systems // Geophysics. – 1984. – Vol. 49. – P. 934–948.

© Н.О. Кожевников 2020

УДК 550.837 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-046

ЭФФЕКТЫ ПОСЛЕДЕЙСТВИЯ В МЕТОДЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Николай Олегович Кожевников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383) 333–28–16, e–mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Евгений Юрьевич Антонов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, доцент, главный научный сотрудник, тел. (383) 333–28–16, e–mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Обсуждаются эффекты вызванной электрической поляризации и магнитной вязкости в методе переходных процессов. Показано, что поляризуемость среды влияет на становление вихревых токов. Измерив индукционную переходную характеристику, можно найти вертикальное распределение поляризуемости. Однако проявление магнитной вязкости не зависит от становления вихревых токов. Поэтому индукционные переходные характеристики не содержат информацию о пространственном распределении магнитной вязкости.

Ключевые слова: метод переходных процессов, вызванная поляризация, магнитная вязкость.

AFTEREFFECTS IN THE TRANSIENT ELECTROPMAGNETIC METHOD

Nikolay O. Kozhevnikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 630090, Russia, 3, Akademik Koptyug Ave., Novosibirsk, Ph. D., Prof., Principal Scientist, phone: (383) 333–28–16, e–mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Evgeniy Yu. Antonov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 630090, Russia, 3, Akademik Koptyug Ave., Novosibirsk, Ph. D., Principal Scientist, phone: (383) 333–28–16, e–mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

We discuss the effect of induced electric polarization and magnetic viscosity on induction transient response. Since eddy currents evolution depends on induced polarization properties, one can, by measuring the induction transient response, find the distribution these properties in the ground. However, the magnetic viscosity effect is decoupled from that produced by eddy currents. Therefore, induction transient response does not contain information about the spatial distribution of magnetic viscosity.

Key words: transient electromagnetic method, induced polarization, magnetic viscosity.

Введение

Основным параметром геологической среды, изучаемым методами электроразведки, является удельная электропроводность σ (или удельное

электрическое сопротивление $\rho=1/\sigma$). Обычно предполагается, что σ или ρ не зависят от времени / частоты, т. е. эффекты последействия в геологической среде отсутствуют. В электромагнитных методах электроразведки принимается также, что магнитная проницаемость геологической среды не зависит от времени или частоты. Однако нередко такие эффекты проявляются в виде вызванной электрической поляризации (ВП) и релаксации намагниченности, или магнитной вязкости (МВ).

Как правило, вызванная поляризация изучается установками с гальваническим возбуждением и измерением электрического поля. Однако вызванная поляризация проявляется и в индуктивной электроразведке, особенно в методе переходных процессов. Эффекты магнитной вязкости также наиболее выражены именно в методе переходных процессов.

По поводу процессов ВП, измеряемых установками с заземлёнными линиями, написано много. Большое число публикаций посвящено лабораторным измерениям магнитной вязкости на образцах. Однако всё ещё ощущается дефицит работ, в которых дается анализ и обобщение основных особенностей проявления ВП и МВ в методе переходных процессов. В данной статье мы постарались до некоторой степени восполнить этот пробел.

Индукционно–вызванная поляризация

Впервые вызванная электрическая поляризация горных пород наблюдалась К. Шлюмберже в 1911 г. С тех пор метод ВП нашел применение при решении задач рудной и нефтяной геологии, гидрогеологии, а в последние 25 лет – геоэкологии и геокриологии. Возбуждение и измерение процессов ВП осуществляется с помощью заземлённых линий, при этом воздействием на среду является ток в питающей линии, а откликом – разность потенциалов между приёмными электродами. При изучении вызванной поляризации во временной области в землю подается постоянный ток, который в некоторый момент

выключается, после чего производится измерение спадающего во времени напряжения – переходная характеристика ВП [4].

В методе переходных процессов при выключении установившегося тока в генераторной петле в окружающем пространстве индуцируется электрическое поле, под действием которого в земле возникают вихревые токи. Их распространение по вертикали и горизонтали контролируется распределением удельной электропроводности. В поляризующейся среде появляется «добавка» в виде поляризационных токов, известная как индукционно–вызванная поляризация, или ВПИ [5, 6]. Измерив магнитное поле устанавливающихся токов или скорость его изменения, можно в рамках принятой модели, например, Коул–Коул, оценить поляризационные параметры геологической среды.

Влияние вызванной поляризации на переходную характеристику проводящей и поляризующейся среды или объекта зависит от того, какие токи – вихревые или поляризационные – затухают быстрее. Если становление вихревых токов протекает медленнее, чем поляризационных, последние проявляются на фоне первых в виде небольшого возмущения. При обратном соотношении длительностей «нормального» и поляризационного переходных процессов вихревые токи затухают быстро, однако под действием первичного вихревого электрического поля успевает сформироваться система медленно затухающих поляризационных токов. После исчезновения вихревых токов поляризационные токи протекают в направлении, противоположном тому, которое имели вихревые токи. Таким образом, пространственное распределение поляризационных токов является как бы зеркальным отражением существовавшего на ранних временах распределения вихревых токов [8].

Отметим, что приведённое выше описание ВПИ как «добавки» поляризационных токов к вихревым отражает реальную картину, если среда является слабо поляризующейся. В общем же случае имеет место единый процесс становления вихревых токов, контролируемый распределением удельной электропроводности, которая зависит от частоты/времени. При этом

сохраняется фундаментальное свойство зондирований методом переходных процессов: чем больше временная задержка, на которой производится измерение ЭДС переходного процесса, тем больше эффективная глубина зондирований. Именно поэтому существует принципиальная и практическая возможность с помощью индукционных зондирований изучать распределение поляризуемости и других параметров (например, постоянной времени и показателя степени, если используется модель Коул–Коул) по глубине.

Иногда вызывают удивление случаи, когда при проведении съёмок методом ВП с заземлёнными линиями наблюдаются значительные аномалии поляризуемости, а проявления ВПИ отсутствуют, или же аномалии ВП и ВПИ не коррелируют. На наш взгляд, это объясняется тем, что физика ВПИ отличается от той, на которой основан метод ВП.

Ещё раз напомним, что в традиционном методе ВП воздействие на среду осуществляется с помощью источника тока, а откликом является напряжение $U_{ВП}(t)$ между электродами приёмной линии. При фиксированной поляризуемости напряжение $U_{ВП}(t)$ тем больше, чем выше удельное электрическое сопротивление геологической среды или объекта. В индуктивных методах воздействием является электрическое поле, а откликом – плотность тока поляризации $j_{ВП}(t)$, или – в терминах теории цепей – напряжение и ток [7]. Поэтому, чем ниже, при одной и той же поляризуемости, сопротивление среды / объекта, тем больше поляризационный ток.

Другая особенность физики ВПИ заключается в том, что интенсивность проявления индукционно вызванной поляризации определяется конкуренцией, или балансом, между индукционными и поляризационными процессами. Этот баланс сдвигается в ту или иную сторону при изменении (иногда незначительном) размеров установки, мощности и/или УЭС поляризующегося слоя, а также параметров поляризации [2]. По сравнению с традиционным методом ВП проявления вызванной поляризации в методе переходных процессов зависят от большего числа факторов.

Магнитная вязкость

Магнитная вязкость, или магнитное последействие, является одним из фундаментальных свойств ферромагнитных материалов. Это явление заключается в запаздывании во времени изменений магнитных характеристик ферромагнетиков (намагниченности, магнитной проницаемости и др.) по отношению к изменениям напряжённости внешнего магнитного поля. В горных породах проявления магнитной вязкости связаны преимущественно с установлением и релаксацией намагниченности суперпарамагнитных (СПМ) частиц ферримагнитных минералов.

Предположим, что поблизости от генераторной петли находится магнитный объект, который приобретает намагниченность под действием первичного магнитного поля генераторной петли. Если это вязкая намагниченность, при выключении первичного магнитного поля она убывает не сразу, а постепенно. Соответственно, постепенно убывает создаваемое объектом вторичное магнитное поле, которое индуцирует в приёмной петле или рамке медленно убывающую ЭДС.

В отличие от ВПИ в случае магнитной вязкости выполняется принцип суперпозиции: результирующий сигнал в приёмной петле представляет сумму ЭДС $e_1(t)$ и $e_2(t)$, индуцируемых, соответственно, релаксацией намагниченности и вихревых токов [1, 3]. ЭДС $e_1(t)$ спадает обратно пропорционально первой степени времени. ЭДС $e_2(t)$ убывает намного быстрее. Так, для однородного проводящего полупространства $e_2(t) \propto t^{-5/2}$. Поэтому с течением времени относительный вклад $e_1(t)$ в суммарный сигнал неуклонно возрастает. Начиная с некоторого момента, влияние релаксации намагниченности на результирующую переходную характеристику становится преобладающим. Этот момент зависит от пространственного распределения удельной электропроводности и суперпарамагнитных частиц, а также от размеров генераторно–приемной установки. При прочих равных условиях он наступает тем позже, чем больше размер (разнос) генераторно–приёмной установки.

В индуктивной электроразведке влияние магнитной вязкости учитывается путём использования магнитной восприимчивости, которая зависит от времени или частоты [1,3].

Приобретение и спад вязкой намагниченности является откликом геологической среды на включение и, соответственно, выключение первичного магнитного поля и в отличие от ВПИ не связаны с диффузией вихревых токов. Какие именно области в нижнем полупространстве создают наибольший вклад в ЭДС $e_1(t)$ определяется – наряду с распределением СПМ частиц – размерами и формой генераторной петли, а также размером приёмной петли и её положением относительно генераторной. В отличие от ВПИ при изучении магнитной вязкости глубина исследований контролируется геометрией установки, а не временем, которое прошло с момента выключения тока в петле. Поэтому индукционные переходные характеристики не содержат информацию о распределении магнитной восприимчивости по глубине. Очевидно, для изучения пространственного распределения магнитной вязкости необходима постановка геометрических зондирований.

Как отмечалось выше, в случае проявлений магнитной вязкости результирующий сигнал представляет собой сумму вкладов, возникающих за счет релаксации намагниченности, $e_1(t)$, и затухания вихревых токов, $e_2(t)$. На поздних временах $e_1(t)$ на несколько порядков превышает $e_2(t)$. Поскольку результаты измерений всегда содержат ошибки, едва ли возможно с приемлемой погрешностью выделить слабый сигнал $e_2(t)$ на фоне намного большего $e_1(t)$. Поэтому в районах, где распространены магнитовязкие породы, особенно если они выходят на поверхность, возможности зондирований методом переходных процессов при изучении глубоко залегающих горизонтов ограничены.

Проблему усугубляют геологические помехи, источником которых является неравномерное распределение суперпарамагнитных частиц в верхней части разреза. Если вблизи приёмной петли располагается магнитовязкий объект ограниченных размеров (неоднородность), то в приёмной петле индуцируется

ЭДС $e_1(t)$, уровень которой может быть значительным вследствие близости приемной петли к объекту. Эта ЭДС убывает медленно, поэтому по истечении некоторого времени она оказывается намного больше по сравнению с создаваемой вихревыми токами, что препятствует изучению распределения электропроводности на большой глубине. Этот случай отличается от того, когда верхняя часть разреза содержит неоднородности в виде небольших объектов повышенной электропроводности. Несмотря на высокую электропроводность вследствие малых размеров объекта индуцированные в нем вихревые токи быстро затухают и не создают помех при изучении распределения электропроводности на больших глубинах.

Выводы

Индукционно–вызванная поляризация представляет собой отклик поляризующейся среды на воздействие в виде вихревого электрического поля, становление которого контролируется распределением удельной электропроводности. Таким образом, измерив индукционные переходные характеристики, можно определить распределение поляризуемости по глубине.

Хотя вызванная поляризация оказывает влияние на результаты как метода ВП, так и переходных процессов, в этих методах она проявляется по–разному. Поэтому корреляция между результатами методов ВП и переходных процессов зачастую оказывается ниже ожидаемой.

Процессы становления вихревых токов и релаксации намагниченности протекают независимо, поэтому индукционные переходные характеристики не содержат информации о распределении магнитной вязкости по глубине. Для того, чтобы найти это распределение, необходимы геометрические зондирования.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0007 «Геоэлектрика в исследованиях геологической среды: технологии, полевой эксперимент и численные модели».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кожевников Н. О., Антонов Е. Ю. Влияние релаксации намагниченности однородного полупространства на индукционные переходные характеристики // Геология и геофизика. – 2008. – т. 49. – №3. – С. 262 – 276.

2. Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю. Импульсная индуктивная электроразведка поляризующихся сред // Геофизический журнал. – 2009. – т. 31. – №4. – С. 104–118.

3. Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю. Метод переходных процессов при изучении геологических сред с магнитной вязкостью // Геофизический журнал. – 2012. – т. 34. –№4. – С. 137–149.

4. Комаров В.А. Электроразведка методом вызванной поляризации. – Л.: Недра, 1980. – 391 с.

5. Сидоров В.А. Импульсная индуктивная электроразведка. – М.: Недра, 1985. – 192 с.

6. Flis M. F., Newman G. A., Hohmann G.W., Induced polarization effects in time–domain electromagnetic measurements // Geophysics. – 1989. – Vol. 54. –P. 514–523.

7. Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y. Current and voltage source induced polarization transients: a comparative consideration // Geophysical Prospecting. – 2018. – Vol. 66. –P. 422–431.

8. Smith, R.S., Walker, P.W., Polzer, B.D., and West, G.F. The time–domain electromagnetic response of polarizable bodies: an approximate convolution algorithm // Geophysical Prospecting. – 1988. – Vol. 36. – P. 772 – 785.

REFERENCES

1. Kozhevnikov N. O., Antonov E. Yu. Vliyanie relaksaczii namagnichennosti odnorodnogo poluprostranstva na indukczionny`e perekhodny`e kharakteristiki // Geologiya i geofizika. – 2008. –t. 49. –№3. – S. 262 – 276.

2. Kozhevnikov N. O., Antonov E. Yu. Impul`snaya induktivnaya e`lektrorazvedka polyarizuyushhikhsya sred // Geofizicheskij zhurnal. – 2009. – t. 31. – №4, S. 104–118.

3. Kozhevnikov N. O., Antonov E. Yu. Metod perekhodny`kh proczessov pri izuchenii geologicheskikh sred s magnitnoj vyazkost`yu // Geofizicheskij zhurnal. – 2012. – t. 34. – №4. – S. 137–149.

4. Komarov V. A. E`lektrorazvedka metodom vy`zvannoj polyarizaczii. – L.: Nedra, 1980. – 391 s.

5. Sidorov V. A. Impul`snaya induktivnaya e`lektrorazvedka. – M.: Nedra, 1985. – 192 s.

6. Flis M. F., Newman G. A., Hohmann G.W., Induced polarization effects in time–domain electromagnetic measurements // Geophysics. – 1989. – v. 54. – P. 514–523.

7. Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y. Current and voltage source induced polarization transients: a comparative consideration // Geophysical Prospecting. – 2018. – Vol. 66. –P. 422–431.

8. Smith, R.S., Walker, P.W., Polzer, B.D., and West, G.F. The time–domain electromagnetic response of polarizable bodies: an approximate convolution algorithm // Geophysical Prospecting. – 1988. – Vol. 36. – P. 772 – 785.

© Н.О. Кожевников, Е.Ю. Антонов 2020

УДК 550.34 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-047

МЕХАНИЗМЫ ОЧАГОВ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ В ОБЛАСТИ ИЗГИБА ЛИТОСФЕРНОЙ ПЛИТЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕЕ ПОГРУЖЕНИЯ

Ольга Анатольевна Кучай
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, тел. +7 (383) 333–37–92, e–mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

Угол наклона погружающейся Тихоокеанской плиты в зоне субдукции Алеутской дуги оказывает влияние на механизмы очагов землетрясений, регистрируемых в верхней части (до 35 км) океанической плиты в области ее изгиба. При крутом наклоне погружения плиты возникают сбросовые смещения в очаге, при пологом – надвиговые. На участках пологого смещения плиты в диапазоне глубин 36–70 регистрируются землетрясения со сбросовой подвижкой в очаге.

Ключевые слова: механизмы очагов землетрясений, Тихоокеанская литосферная плита, Алеутская дуга, сейсмичность зон конвергентных границ.

THE FOCAL MECHANISMS OF EARTHQUAKES IN THE BENDING REGION OF THE LITHOSPHERIC PLATE DEPENDING ON THE CHARACTERISTICS OF ITS SINKING

Olga A. Kuchay
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 630090, Russia Novosibirsk, 3 Akademika Koptyuga Ave, PhD, Senior Research Scientist, phone +7 (383) 333–37–92, e–mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

In the subduction zone of the Aleutian arc, the angle of inclination of the sinking Pacific plate affects the focal mechanisms of earthquakes registered in the upper part (up to 35 km) of the oceanic plate at the point of its bend, before sinking into the deep–water trough. With a steep slope of the immersion Pacific plate, there are earthquakes with normal faults in the foci, with a gentle slope – a small number with thrust faults. In areas of flat plate displacement in the depth range of 36–70, earthquakes with with normal faults in the foci.

Key words: focal mechanisms of earthquakes, the Pacific lithospheric plate, the Aleutian arc, the seismicity of convergent boundary zones.

При анализе распределения механизмов очагов землетрясений в слое 1–35 км вдоль зоны контакта погружающейся плиты Кокос с Карибской и Северо–Американской выявлены особенности в типах подвижек [1, с.213]. В зоне подвига плиты Кокос под Карибскую плиту наблюдается крутое погружение субдуктирующей плиты Кокос до глубин 300 км. Очаги землетрясений, в верхней части океанической плиты в области ее изгиба характеризуются сбросовым типом смещения. СЗ сегмент плиты Кокос (зона контакта Северо–

Американской и плиты Кокос) полого погружается до глубин 36 – 70 км и затем плита практически горизонтально смещается на значительные расстояния. В этом случае вдоль платообразного распределения слеба регистрируются сбросовые подвижки, а северо–восточнее от линии изгиба плиты в слое 1–35 возникает надвиговый тип смещения в очагах [1, с.213].

Поэтому основной целью этой работы является исследование связи между типом подвижки в очагах землетрясений, зарегистрированных в районе изгиба литосферной плиты в зависимости от особенностей погружения этой плиты и направления ее горизонтального смещения. Рассматривается конвергентная граница Тихоокеанской плиты с Северо–Американской в районе Алеутской дуги. Вдоль этой зоны контакта образовался глубоководный Алеутский желоб. Как известно, пограничные области литосферных плит являются сейсмически активными, наибольшее количество землетрясений сосредоточено в зонах конвергентных границ, что характерно и для района Алеутской дуги, где отмечена высокая сейсмичность за последние сто лет и многочисленные разрушительные землетрясения, четыре из них с $M > 8$.

Алеутская зона субдукции имеет дугообразную конфигурацию. Соответственно направление вектора конвергенции Тихоокеанской плиты меняется от почти перпендикулярного по отношению к простиранию [2, с.1080] Алеутского желоба на востоке до параллельного на западном фланге дуги, становясь близким к простиранию контакта Тихоокеанской и Северо–Американской литосферных плит (рис.1). Скорость смещения Тихоокеанской плиты в северо–западном направлении соответствует 6.7 мм/год –7.5 мм/год .

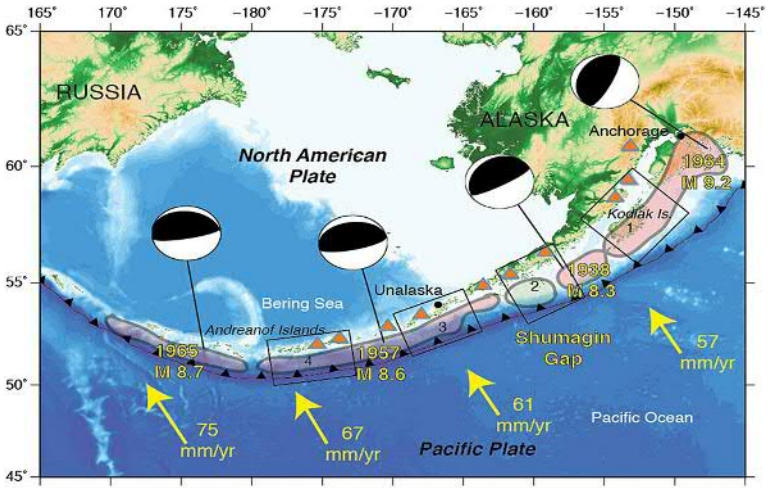


Рис.1 Зона контакта Северо–Американской плиты и Тихоокеанской. Стрелками показано направление и величины смещения Тихоокеанской плиты [2, с 1080]. Треугольник-распашной линией обозначен океанический желоб. Области разрывов для четырех крупнейших мегатравматических событий 20–го века заштрихованы розовым цветом и показаны с соответствующими им фокусными механизмами. Вулканы с повышенной активностью в течение 2005–2010 гг. показаны в виде оранжевых треугольников. Пронумерованные ячейки от 1 до 4 соответствуют районам островов Кадьяк, Шумагин Гэп, Уналаска и Андреанов
Fig. 1 The contact zone of the North American plate and the Pacific plate. The arrows show the direction and displacement of the Pacific plate [2, p.1080]. Triangle-hinged line denotes oceanic trench. Rupture areas for the four largest megathrust events in the 20th century are shaded in pink and are shown with their respective focal mechanisms. Volcanoes with elevated activity during 2005–2010 are shown as orange triangles. Numbered boxes 1 through 4 correspond to the Kodiak island, Shumagin Gap, Unalaska, and Andreanof Islands.

Для анализа распределения типов подвижек в очагах землетрясений в зоне контакта плит использованы землетрясения с M_w = 4.8 – 8.0 из каталогов международного сейсмологического центра ISC [3] и Global CMT catalog [4]. Полученные материалы разделены на два типа по характеру смещения в очагах. Первый тип состоит из землетрясений с надвиговой и сдвиго–надвиговой подвижкой в очаге, второй – со сбросовой и сдвиго–сбросовой. Надвиговые и сдвиго–надвиговые подвижки характеризуются близгоризонтальным расположением оси сжатия при ориентации осей растяжения, меняющие свои направления от вертикального до горизонтального соответственно. Сбросовые и

сдвиго–сбросовые подвижки имеют близгоризонтальные оси растяжения, а оси сжатия меняют свое положение от близвертикального до близгоризонтального.

Для выявления особенностей погружения субдуктирующей Тихоокеанской плиты использованы профили распределения землетрясений по глубине, построенные через глубоководный Алеутский желоб по данным каталогов [5] за период наблюдения с 1973 по 2019 г. с $M \geq 4$. Алеутская дуга была разделена на сегменты по два градуса, разбиение происходило вдоль меридианов. В пределах каждых двух градусов от 165 меридиана в.д. до 180 меридиана в.д. и от 181 меридиана з.д. до 144 меридиана з.д. были построены 25 профилей. На рис. 2 приводится несколько профилей, данные которых демонстрируют особенности распределения сейсмичности для разных участков зоны контакта Тихоокеанской плиты и Северо–Американской.

Погружение Тихоокеанской плиты, судя по расположению гипоцентров очагов на профилях, свидетельствует о том, что в западной части Алеутской дуги в диапазоне от 165 до 170 меридиана в.д. область занятая землетрясениями с глубиной 36–70 км простирается на большие расстояния к северу (рис. 2, профиль 4).

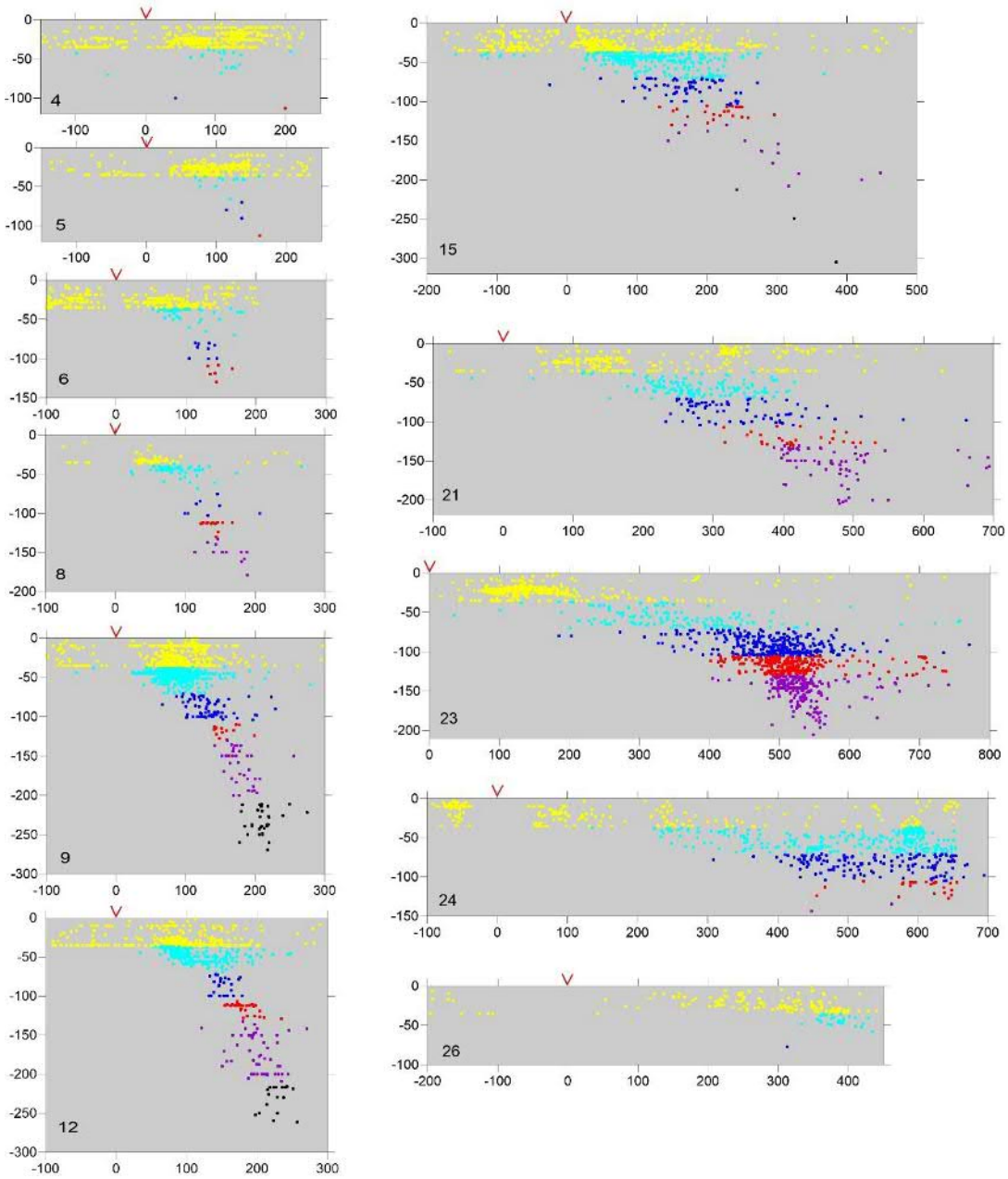


Рис.2. Распределение землетрясений по глубине в зоне конвергентной границы Тихоокеанской плиты с Северо–Американской и профили вкрест простирания Алеутского желоба. Гипоцентры разной глубины отмечены цветом. В левом нижнем углу указан номер профиля. Знаком на профилях отмечено местоположение глубоководного Алеутского желоба

Fig. 2 Distribution of earthquakes in the zone of convergent boundary of the Pacific plate with the North American plate and cross–section profiles of the Aleutian trench. Earthquakes of different depths are marked with color. The profile number is shown in the lower left corner. The sign on the profiles marks the location of the deep–water Aleutian trench

Начиная с 172 меридиана в.д. (рис 2, профиль 5) вдоль Алеутской дуги по направлению к востоку возникают землетрясения глубже 70 км (рис.2, профили 6, 8, 9, 12,), увеличивается их количество и компактность расположения. Такое изменение сейсмичности заканчивается в области 157 меридиана з.д. (рис.2 профиль 21). Получается, что распределение гипоцентров сейсмических событий свидетельствует о более крутом погружении фрагмента слеба. При таком погружении Тихоокеанской плиты прослеживается цепочка землетрясений сбросового типа, которая регистрируется в области изгиба верхнего слоя (1–35 км) в пределах между 172 меридианом в.д. и 157 меридианом з.д. (рис 3А) [6, с.67]. Механизмы землетрясений, расположенные не в зоне изгиба плиты, а севернее Алеутского желоба, в основном, характеризуются надвиговыми смещениями (рис.3А).

Очаги землетрясений на следующих к востоку профилях 21, 23, 24 (рис.2) (от 157 меридиана з.д.) показывают значительное горизонтальное простирание слоя гипоцентров в диапазоне глубин 36–150 км. Появление этого горизонтального слоя большой протяженности к северу от линии желоба свидетельствует об изменении угла наклона погружающейся плиты, который становится болеет пологим. В этом случае в области изгиба плиты. в диапазоне глубин 1–35 км возникают немногочисленные землетрясения надвигового типа (рис.3А)

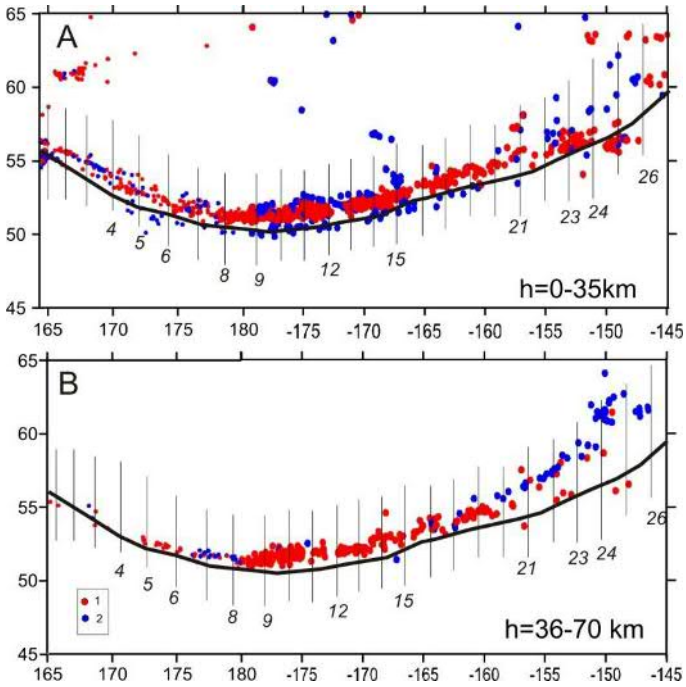


Рис.3 Типы подвижек в очагах землетрясений, произошедшие за период 1977 – 2018г. в диапазоне глубин 1–35км (А) и 36–70км (В). Синим цветом обозначены эпицентры со сбросовыми и сдвиго–сбросовыми подвижками в очагах землетрясений, красным – с надвиговыми и сдвиго–надвиговыми подвижками. Толстой черной линией показано положение Алеутского желоба. Тонкой линией показаны профили, разрезы по которым находятся на рис. 2. Номера профилей соответствуют номерам разрезов на рис.2.

Fig. 3 Types of movement in earthquake foci for the period 1977–2018 in the depth range of 1–35 km (A) and 36–70 km (B). Blue color indicates earthquakes with normal and strike–slip–normal faults in the foci, red – with thrust faults and strike–slip– thrust faults. A thick black line shows the position of the Aleutian trench. A thin line shows the profiles whose sections are shown in Fig. 2. The profile numbers correspond to the section numbers in Fig 2.

А нижний протяженный слой глубиной 36 – 70 км характеризуется очагами сбросового типа (рис.3В). Подобная ситуация наблюдалась в СВ сегменте плиты Кокос при пологом погружении ее до глубин 36–105 км и дальнейшем горизонтальном смещении на значительные расстояния [1, с.213].

Таким образом, угол наклона погружающейся Тихоокеанской плиты в зоне субдукции Алеутской дуги оказывает влияние на механизмы очагов землетрясений, произошедших в верхней части (до 35 км) океанической плиты в области ее изгиба. При крутом наклоне погружения плиты возникают

сбросовые смещения в очаге, при пологом – редкие надвиговые землетрясения. На участках пологого смещения плиты в диапазоне глубин 36–70 регистрируются землетрясения со сбросовой подвижкой в очаге.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0006

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кучай О.А., Дядьков П.Г., Романенко Ю.М., Джумагалиева З.С. Сейсмотектонические деформации в мексиканской субдукционной зоне // Интерэкспо ГЕО–Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология", сборник материалов в 6 томах, Новосибирск, 2018 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2018. – Т. 3. – С. 207–214.

2. Brown, Justin R.; Prejean, Stephanie G.; Beroza, Gregory C.; Gomberg, Joan S.; Haeussler, Peter J. Deep low–frequency earthquakes in tectonic tremor along the Alaska–Aleutian subduction zone" // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2013. – 118 (3). С. 1079–1090.

3. http://www.isc.ac.uk/iscbulletin/search/fmechanisms.

4. http://www.isc.ac.uk/iscbulletin/search.

5. T. J. Craig, A. Copley and J. Jackson A reassessment of outer–rise seismicity and its implications for the mechanics of oceanic lithosphere // Geophysical Journal International. – 2014. – 197(1). – P. 63–89.

REFERENCES

1. Kuchay O. A., Dyadkov P. G., Romanenko Yu. M., Dzhumagalieva Z. S. Seismotectonicheskie deformacii v Mexicanskoi subducionnoi zone // Interexpo GEO–Siber’: XIV Mezhdunarodnui nauchnui Congress (Novosibirsk, mezhdunar. Nauch. Conf. "Nedropol’zovanie. Gornoe delo. Napravleniya I tehnologiya poiska, razvedki I razrabotki mestorozjdenii poleznuh iskopaemuh. Economika. Geoecologiya", sb. materialov v 6 tomah, Novosibirsk, 2018 – Novosibirsk: SGUGiT, 2018. – T. 3. – S. 207–214.

2. Brown, Justin R.; Prejean, Stephanie G.; Beroza, Gregory C.; Gomberg, Joan S.; Haeussler, Peter J. Deep low–frequency earthquakes in tectonic tremor along the Alaska–Aleutian subduction zone". //Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2013. – 118 (3). S.1079–1090.

3. http://www.isc.ac.uk/iscbulletin/search/fmechanisms.

4. http://www.isc.ac.uk/iscbulletin/search.

5. T. J. Craig, A. Copley and J. Jackson A reassessment of outer–rise seismicity and its implications for the mechanics of oceanic lithosphere // Geophysical Journal International.subduction zone". // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2014. – 197(1). – P. 63–89.

© О.*А. Кучай, 2020*

УДК 550.832 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-048

АППРОКСИМАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ТРЁХСЛОЙНОЙ МОДЕЛИ

Дмитрий Юрьевич Кушнир
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090 Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, научный сотрудник, тел. +7(383)373–17–50 (доб. 4026), e–mail: Dmitry.Kushnir@bakerhughes.com

Николай Николаевич Велькер
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, ведущий научный сотрудник, тел. +7(383)373–17–50 (доб. 4012), e–mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

Дарья Владимировна Андорная
Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе 4а, научный сотрудник, тел. +7(383)373–17–50 (доб. 4039), e–mail: Darya.Andornaya@bakerhughes.com

В работе рассматривается метод аппроксимации синтетических данных электромагнитного каротажа с использованием нейронных сетей на примере трёхслойной горизонтально–слоистой геоэлектрической модели пласта. Распределение параметров модели для обучающей выборки строится с учётом взаимного расположения катушек прибора и границ слоёв. Показано, что сигналы, полученные с использованием нейронных сетей, совпадают с синтетическими в рамках заданной ошибки измерений для 99.9% образцов тестовой выборки.

Ключевые слова: нейронные сети, нелинейная аппроксимация, электромагнитный каротаж, одномерная геоэлектрической модель среды.

NEURAL NETWORK APPROXIMATION OF RESISTIVITY TOOL RESPONSES IN THREE–LAYER FORMATION MODEL

Dmitry Yu. Kushnir
Baker Hughes, Novosibirsk Technology Center, Russia, 630090, Novosibirsk, 4A Kutateladze St., Scientist, phone: +7(383)373–17–50 (ext. 4026), e–mail: Dmitry.Kushnir@bakerhughes.com

Nikolay N. Velker
Baker Hughes, Novosibirsk Technology Center, Russia, 630090, Novosibirsk, 4A Kutateladze St., Leading Scientist, phone: +7(383)373–17–50 (ext. 4012), e–mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

Darya V. Andornaya
Baker Hughes, Novosibirsk Technology Center, Russia, 630090, Novosibirsk, 4A Kutateladze St., Scientist, phone: +7(383)373–17–50 (ext. 4039), e–mail: Darya.Andornaya@bakerhughes.com

We apply neural networks function approximation method to the problem of resistivity data modeling on the example of a three–layer geoelectric formation model. The model parameters distribution of the training database depends on the relative position of the tool coils and the layer

boundaries. It is obtained on a test database that the signals calculated using neural networks coincide with the synthetic ones within one measurement error for more than 99.9% of the test samples.

Key words: artificial neural networks, function approximation, non–linear regression, resistivity logging, 1D formation model.

Introduction. Neural networks are widely used for non–linear regression analysis and function approximation. The capability of neural networks to approximate nonlinear multidimensional dependencies has been demonstrated in many publications [1, 2]. We apply neural networks to approximation of resistivity tool responses on the example of a three–layer geoelectric formation model. In the paper [3] similar approach was employed for forward and inverse 1D and three–layer 2D problems for axisymmetric case applicable in vertical wellbore. Applicability of neural networks to modeling of resistivity tool signals in a simple 2D fault model was demonstrated in [4]. In the present work, we consider three–layer 1D problem with arbitrary wellbore inclination and layer boundaries cross–section.

Tool description. We consider extra–deep azimuthal resistivity tool [5] to analyze approximation capabilities of the neural networks. Usually eight signals are transmitted to the surface while drilling: four signals at two frequencies, 20 kHz and 50 kHz. The tool has three coaxial coils, T_1, R_1, R_2, and one transverse to the tool's axis coil T_2, where T_1 and T_2 are transmitters and R_1 and R_2 are receivers. Fig. 1 shows the layout of the tool.

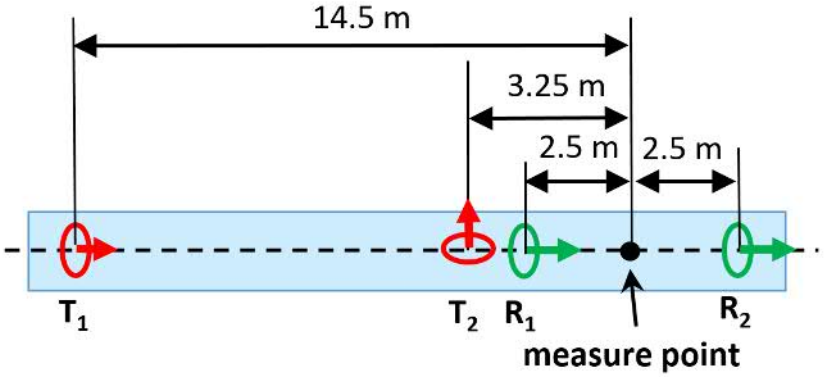


Рис. 1. Схема прибора: T_1 – соосный передатчик ; R_1 и R_2 – соосные приёмники,; T_2 – передатчик, перпендикулярный оси прибора
Fig. 1. Tool layout: T_1 is the axial transmitter; R_1 and R_2 are the axial receivers; T_2 is the transverse transmitter

Denote by H_{ij} the complex magnetic fields induced by the transmitter T_i in the vicinity of the receiver R_j. Two–coil signals in a dipole approximation are calculated as the real and imaginary parts of the magnetic field H_{22}:

$$ImV = I_T \cdot M_T \cdot M_R \cdot \omega \cdot \mu_0 \cdot Re\{H_{22}\},$$

$$ReV = -I_T \cdot M_T \cdot M_R \cdot \omega \cdot \mu_0 \cdot Im\{H_{22}\},$$

where M_T and M_R are the receiver and transmitter specific moments, I_T is a current at transmitter, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$, f is a tool frequency. Three–coil signals, attenuation and phase difference, are calculated using the formulas in a dipole approximation

$$AT = 20 \cdot \log_{10} \left| \frac{H_{11} \cdot L_{11}^3}{H_{12} \cdot L_{12}^3} \right|,$$

$$PD = \mathrm{Arg}\left\{ \frac{H_{12}}{H_{11}} \right\},$$

where L_{ij} is the distance between the transmitter T_i and the receiver R_j. The distance L from the transmitter T_1 to the measure point is variable and depends on the layout of the drill string. Synthetic signals depend on the parameter L.

Model description. Three–layer geoelectric reservoir model is described by six parameters relative to the tool measure point: the layer resistivities $\rho_1 - \rho_3$, the boundary positions Z_1 and Z_2, and the tool inclination angle A. The spacing L is additional parameter required only for attenuation and phase difference computations. Fig. 2 shows the model and tool parameters.

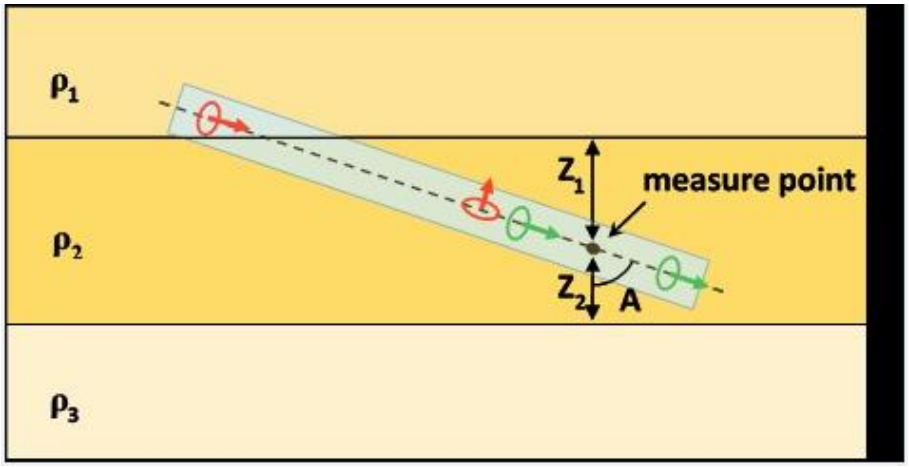


Рис. 2. Параметры модели
Fig. 2. Model parameters

Ranges of the parameters are given in Table 1.

Табл. 1. Диапазоны изменения параметров модели
Table 1. Model parameters ranges

Parameters	Ranges	Units
$\rho_1 - \rho_3$	[0.6, 2000]	Ohm–m
Z_1, Z_2	[–100, 100]	m
A	[0, 180]	deg
L	[11.5, 15]	m

Such wide range of resistivities covers most field cases. The tool measure point can be located in any of three layers. Minimal thickness of the middle layer is 0.2 m. The inclination range covers cases of horizontal, deviated and vertical wells. Accurate approximation of the tool signals with neural networks in the described ranges with sufficient accuracy allows using neural networks modeling instead of the direct solver [6].

Neural networks training. We use the classical approach for training neural networks with the division into training and test databases. For each of eight tool signals one neural network for one synthetic signal is trained on set of vector with model parameters. Model parameters for each particular signal have their own distribution depending on the frequency and spacings of the transmitters and receivers.

Distribution of the layer resistivities is uniform in variable $k_i = \sqrt{f/\rho_i}$. The process of sampling of the layer boundaries positions is the following. For a particular signal one of the transmitters or receivers is randomly selected, denote it by C. The upper or lower boundary is randomly selected, denote it by B. Then we place C on one side or the other of B with exponential distribution of the distance. The second boundary is placed with exponential distribution of the distance from the second boundary to B. Distribution of the spacing L is uniform.

In view of the model symmetry, we use only samples with the upper boundary closer to the tool measure point than the lower boundary. Samples not satisfying this condition are excluded. Eventually, non–uniform distribution over the inclination

angle A is obtained. Figures 3 and 4 show distribution diagrams of Z_1, Z_2, and A for 100000 samples prepared for attenuation at 50 kHz.

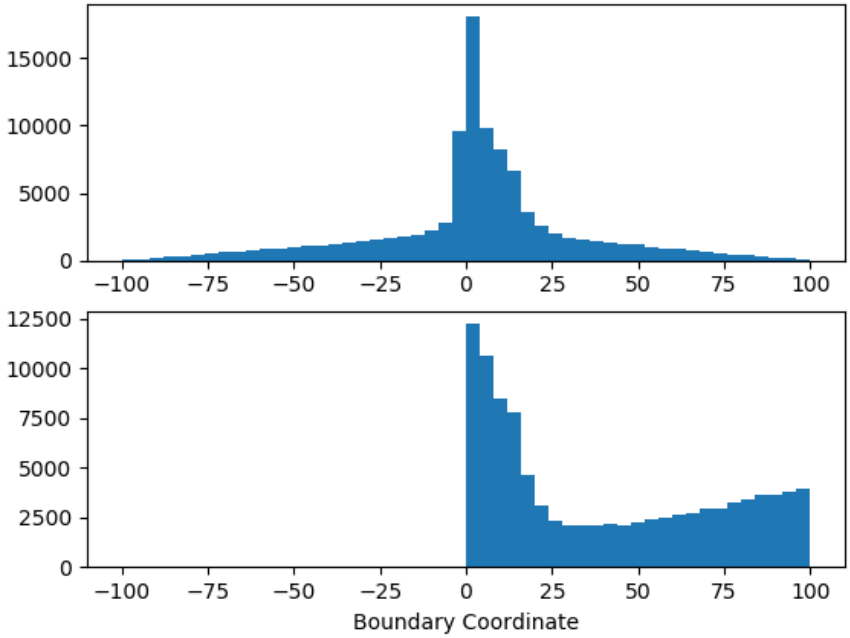


Рис. 3. Распределение координат границ Z_1 (сверху) and Z_2 (снизу) для затухания амплитуды на частоте 50 кГ ц

Fig. 3. The distribution of boundary coordinates Z_1 (on the top) and Z_2 (on the bottom) for attenuation at 50 kHz

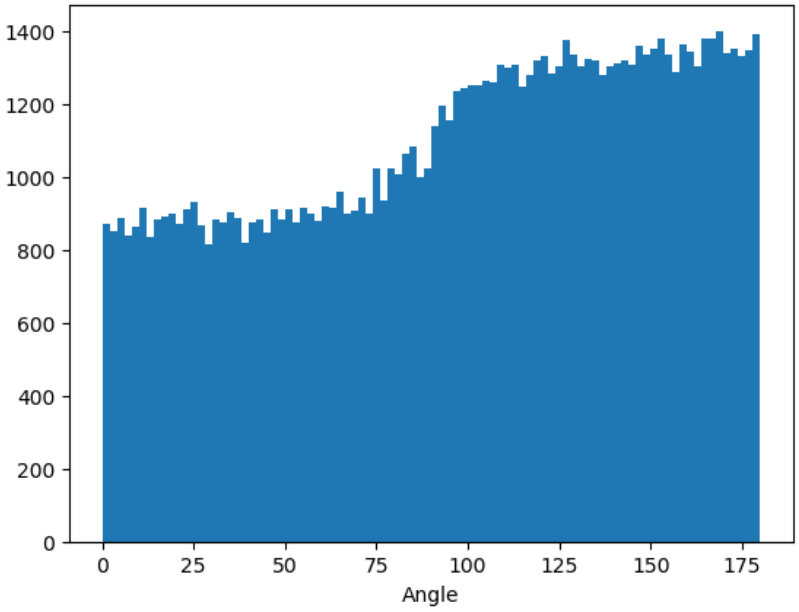


Рис. 4. Распределение угла наклона A для затухания амплитуды на частоте 50 кГц

Fig. 4. The distribution of inclination A for attenuation at 50 kHz

For each of eight signal we produce training database with 500000 samples and test database with 50000 samples. The training process of the neural networks is based on the Levenberg–Marquardt algorithm [7, 8] that is used to solve non–linear least squares problem:

$$\underset{\vec{w}}{argmin}\, g(\vec{w}), \quad g(\vec{w}) = \sum_{i=1}^{N} [err_i]^2, \quad err_i = \frac{S_i - O_i(\vec{w})}{\sigma(S_i)},$$

where S_i is the synthetic signal computed with the original solver for the i–th sample, O_i is the signal computed with neural network for the i–th sample, N is the number of samples, $\vec{w}$ is the vector of neural network weights, $\sigma(S_i) = 0.02|S_i| + \sigma_{abs}$ is signal error model, and σ_{abs} is absolute signal error that depends on the signal type.

As a result of numerical experiments multilayered perceptron neural network with seven hidden layers was chosen for approximations of signals.

Testing of neural networks. Table 2 shows the results for eight neural networks approximation characteristics on the test databases, where $STD = \sqrt{g(\vec{w})/N}$ is the standard deviation and P is the fraction of samples within one measurement error, in other words for which the inequality $|err_i| < 1$ holds.

Табл. 2. Характеристики аппроксимации нейронных сетей
Table 2. Neural networks approximation characteristics

Frequency, kHz	20				50			
Signal type	*AT*	*PD*	*ImV*	*ReV*	*AT*	*PD*	*ImV*	*ReV*
σ_{abs}	0.01 dB	0.1 deg	300 nV		0.01 dB	0.1 deg	300 nV	
STD	0.09	0.05	0.03	0.05	0.12	0.53	0.07	0.07
P, %	99.94	99.98	100	99.99	99.9	99.91	99.98	99.98

Test databases are constructed with described above samples distribution. To validate approximation accuracy, we compare the neural networks responses with the original solver signals on the following stress test model with high contrast, thin layer, and small relative angle between layers and wellbore path, see Fig. 5.

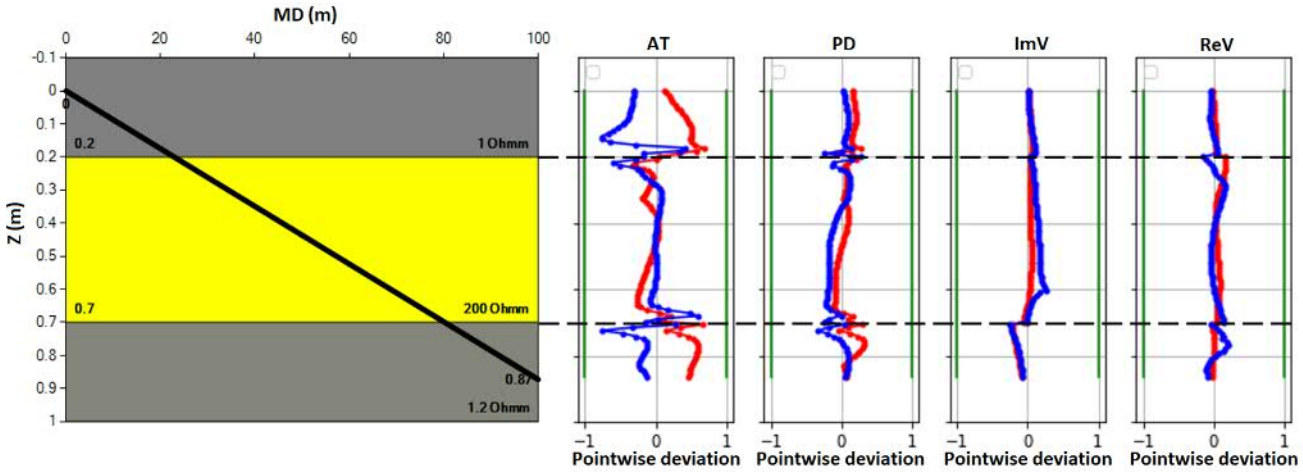


Рис. 5. Модель стресс–теста с траекторией ствола скважины (слева) и точечное отклонение сигналов нейронных сетей от исходных сигналов в ошибках измерения для 20 кГц (красный) и 50 кГц (синий)

Fig. 5. Stress test model with wellbore path (at the left) and pointwise deviation in measurement errors of the neural networks and original signals at 20 kHz (red) and 50 kHz (blue)

The model parameters are: $\rho_1 = 1$ Ohm–m, $\rho_2 = 200$ Ohm–m, $\rho_3 = 1.2$ Ohm–m, $Z_1 = 0.2$ m and $Z_2 = 0.7$ m at the first wellbore path point, $A = 89.5$ deg, $L = 14.5$ m. All transmitters and receivers cross both layer boundaries. Fig. 5 shows pointwise deviation err_i along the wellbore path between the neural networks and original signals at 20 and 50 kHz.

We also compare performance of the obtained neural networks with the original solver. Speedup of the neural networks solver with respect to the original one is 10 to 50 times depending on the number of points in the wellbore path. Comparison is performed on one core of the Xeon E5–1620 V3 CPU with double precision computations.

Summary. We have analyzed approximation capabilities of neural networks on the example of a three–layer geoelectric reservoir model. It was shown that the signals obtained using neural networks coincide with the synthetic ones within one measurement error for more than 99.9 % of the test samples. Such accuracy, wide range of model parameters, and neural networks speedup allow us in perspective to replace the original solver.

REFERENCES

1. Ferrari S. and Stengel R. Smooth Function Approximation Using Neural Networks // IEEE Transactions on Neural Networks. – 2005. Vol. 16 (1). – P. 24–38.
2. Llanas B. and Sáinz F.J. Constructive Approximate Interpolation by Neural Networks // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2006. Vol. 188 (2). – P. 283–308.
3. Agbash I. A. and Sobolev A.Yu. Fast analogues of direct and inverse problems of Russian laterlog by neural network technology // Interjekspo GEO–Sibir'–2016. XII Mezhdunar. nauch. kongr. : Mezhdunar. nauch. konf. « Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geoekologiya» : sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 18–22 apr. 2016 g. – Novosibirsk : SGUGiT, 2016. – T. 1. – S. 196–200.
4. Kushnir D., Velker N., Bondarenko A., Dyatlov G., Dashevsky Y. Real–Time Simulation of Deep Azimuthal Resistivity Tool in 2D Fault Model Using Neural Networks // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, 31 October – 2 November, 2018. – Astana, Kazakhstan: SPE, 2018. – 11 p.
5. Hartmann A., Vianna A., Maurer H.–M., Sviridov M., Martakov S., Peikert U. et al. Verification testing of a new extra–deep azimuthal resistivity measurement // SPWLA 55th Annual Logging Symposium, May 18–22, 2014. – Abu Dhabi, UAE: SPWLA, 2014. – 12 p.
6. Tabarovsky L.A. and Epov M.I. Electromagnetic fields of harmonic sources in layered anisotropic media // Geologiya i Geofizika (Soviet Geology and Geophysics). – 1977. – Vol. 18 (1). – P. 101–109.
7. Levenberg K. A Method for the Solution of Certain Non–Linear Problems in Least Squares // Quarterly of Applied Mathematics. – 1944. Vol. 2 (2). – P. 164–168.
8. Marquard D. An Algorithm for Least–Squares Estimation of Nonlinear Parameters // SIAM Journal on Applied Mathematics. – 1963. Vol. 11 (2). – P. 431–441. – DOI: 10.1137/0111030.

© Д Ю. Кушнир, Н.Н. Велькер, Д.В. Андорная, 2020

УДК 550.501 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-049

ОТРАЖЕНИЕ В СОВРЕМЕННЫХ РЕЛЬЕФООБРАЗУЮЩИХ ПРОЦЕССАХ СТРУКТУР ЗЕМНОЙ КОРЫ (НА ПРИМЕРЕ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Павел Степанович Лапин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, кандидат географических наук, научный сотрудник, тел. (383) 333–75–83, e–mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

Описан один из возможных методов оценки новейших движений в рельефе земной поверхности, который основан на обнаружении рельефообразующего процесса, характеризующего результат взаимодействия эндогенных и экзогенных сил. В результате моделирования установлено соответствие структурного плана нижнгеангарской свиты Ковыктинского месторождения проявлению современных тектонических движений. Установленные закономерности позволили сделать предположение о повышенной сохранности залежей углеводородов.

Ключевые слова: рельефообразующие процессы, новейшие движения, структурный план, Ковыктинское месторождение

REFLECTION IN MODERN PROCESSES ON THE EARTH'S SURFACES OF EARTH CRUST STRUCTURES (ON THE EXAMPLE OF KOVYKTINSKOYE FILD)

Pavel S. Lapin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Research Scientist, phone:+ (383) 333–75–83, e–mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

One of the possible methods for assessing the latest movements in the relief of the earth's surface is described, which is based on the detection of a relief–forming process that characterizes the result of the interaction of endogenous and exogenous forces. As a result of the simulation, the structural plan of the Nizhngheangarsky Formation of the Kovyktinskoye field is consistent with the manifestation of modern tectonic movements. The established patterns made it possible to make an assumption about the increased safety of hydrocarbon deposits.

Key words: relief–forming processes, latest movements, structural plan, Kovykinskoye field

Введение

В геологических науках на протяжении ряда последних лет пристальное внимание уделялось поиску критериев отражения структур земной коры в рельефе земной поверхности [1]. Приемы и методы оценки новейших движений во многом схожи как в Западно–Сибирской, так и Восточно–Сибирской нефтегазоносных провинциях.

Наибольший интерес для обнаружения тектонической активизации глубокопогруженных геологических тел был проявлен в 70–80–тые годы прошлого столетия [2]. В первую очередь, на уровне изучения неравномерного характера проявления неотектонических процессов, выраженного по дислоцированной верхней части разреза [3], что позволило на региональном уровне установить активизацию структур земной коры.

В настоящее время возникла необходимость выявления новейших локальных тектонических движений. На данный момент взаимозависимости между основными структурными поверхностями земной коры успешно используются при палеотектонических построениях. Однако, исследования по установлению взаимозависимости между основными структурными поверхностями и рельефом земной поверхности не дали положительного результата для оценки новейших движений [4]. В последующем, к решению этой задачи вернулись при выяснении причин влияния новейших тектонических движений на структурную неоднородность литологически выраженных пластов как вероятных объемов скоплений углеводородов. Эти вопросы в пределах мезо–кайнозойского чехла решались с привлечением морфоструктурного анализа при картировании зон разломов и трещиноватости [5]. Оказалось, что на структурном уровне выявить активизацию глубокопогруженных тел в рельефе земной поверхности можно, но только на основе анализа рельефообразующих процессов и изучения изменений объёма эрозионно–денудационного расчленения, которые оценивались по результатам вычисления показателя общего эрозионно–денудационного расчленения рельефа. Показатель является обобщенной характеристикой проявления эрозионных процессов, включая плоскостную и линейную эрозию и денудационных процессов – разрушения и обнажения коренных пород.

Цель исследования – изучением современного рельефообразования установить их связь с структурами земной коры при условии взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов.

Объект и методы исследования

В геоморфологии объектом исследования является рельеф земной поверхности, который может быть представлен в виде цифровой модели. В лицензионном пакете Surfer версии 16 в работе построена цифровая модель рельефа по данным радарной съемки SRMT–3 с сайта http://www.gisa.ru (рис. 1)

Оценка проявления современных рельефообразующих процессов осуществлена через вычисление общего показателя эрозионно–денудационного расчленения рельефа [6, 7]. Значения этого показателя отражают в рельефе результат взаимодействия экзогенных и эндогенных процессов. Подробно используемая методика вычисления данного показателя представлена в [8].

Методические разработки реализованы на примере анализа вновь выделенных перспективных объектов в отложениях Ковыктинской зоны газонакопления в [9], где показано, что наиболее перспективными являются отложения бильчинского горизонта нижнеангарской свиты. Они выделены на основании детальной корреляции разрезов скважин и пород–коллекторов – их эффективных толщин и фильтрационно–емкостных свойств. Предмет исследования – современные геологические процессы, выраженные в рельефе земной поверхности вследствие тектонической активизации глубокопогруженных геологических структур.

Результаты и их обсуждение

Для решения поставленной задачи были построены: структурная карта по отражающему горизонту нижнеангарской свиты и схема общего эрозионно–денудационного расчленения рельефа. Оцифровка исходных данных, построение сеточных моделей и карт в изолиниях выполнена в пакете Surfer версии 16. Использовано растровое изображение структурной карты по кровле, оцифрованной нижнеангарской свиты, верифицированное с исходным изображением (рис. 1).

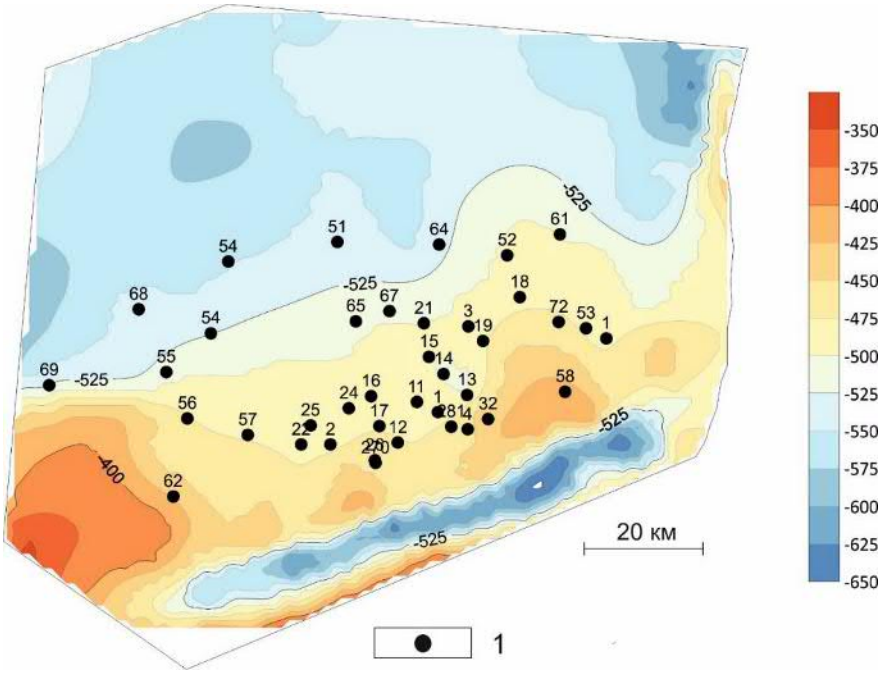


Рис. 1. Цифровой аналог структурной карты по кровле нижнеангарской свиты в пределах Ковыктинского месторождения 1– скважины
Fig. 1. A digital analogue of the Structural map of the Nizhneangarsk Formation within the Kovykinskoye field. 1– well

На рис. 2 представлен рельеф земной поверхности. На рис. 1, 2 хорошо видно, что структурная карта кровли нижнеангарской свиты отличается от рельефа земной поверхности.

Полученный отрицательный результат связан с тем, что сопоставляемые поверхности подвержены влиянию разных процессов. Так, структурные планы глубокопогруженных геологических слоев, в большей степени, подвержены влиянию тектонических процессов, а рельеф земной поверхности развивается под действием экзогенных и эндогенных процессов. Для того, чтобы добиться единообразия при их сопоставлении, в рельефе земной поверхности нужно выделить свойство, которое связано с тектоническими движениями.

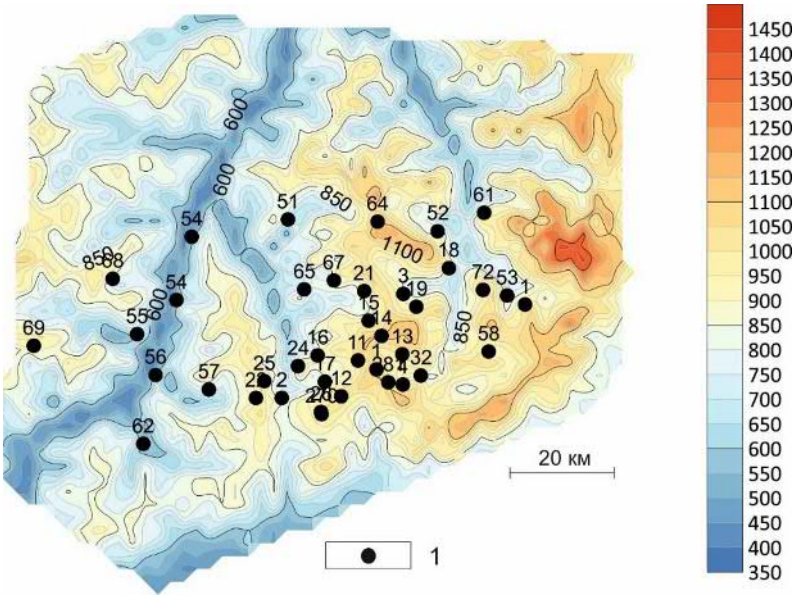


Рис. 2. Рельеф земной поверхности в пределах Ковыктинского месторождения. 1– скважины

Fig. 2. The relief of the earth's surface within the Kovykinskoye field. 1– well

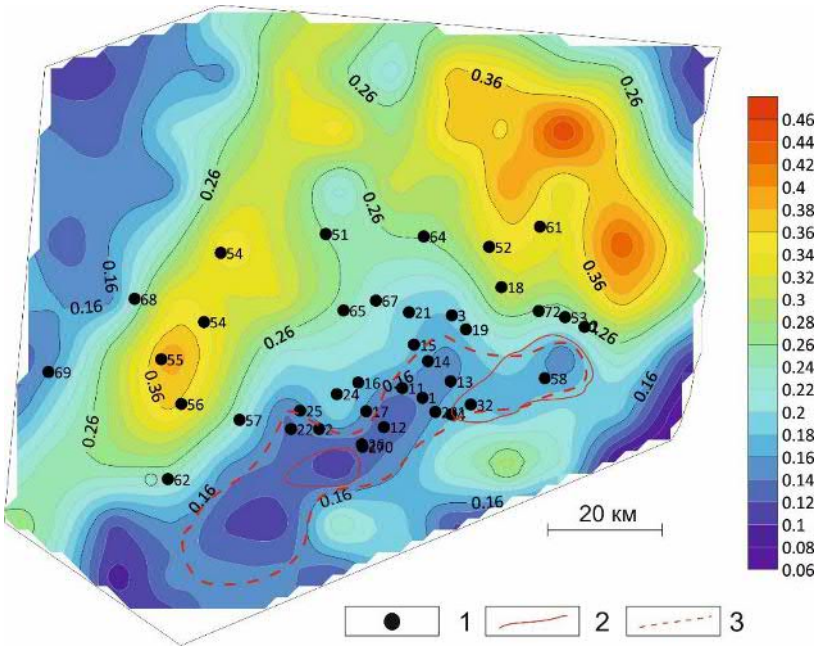


Рис. 3. Схема проявления современных рельефообразующих процессов, выраженных в рельефе земной поверхности в пределах Ковыктинского месторождения: 1– скважины, 2 – границы перспективных объектов по [9], 3 – границы области незначительной активизации современных процессов

Fig. 3. The pattern of manifestation of modern relief–forming processes in the relief of the earth's surface within the Kovykinskoye field. 1– well, 2 – the boundaries of promising objects according to [9], 3 – the boundaries of the region of insignificant activation of modern processes

По описанной в [8] методике построена схема проявления современных рельефообразующих процессов (рис. 3). При ее сопоставлении со структурной картой по кровле нижнеангарской свиты наблюдается отчетливая сходимость результатов (рис.1,3). Выделенное по структурной карте нижнеангарской свиты поднятие северо–восточного направления характеризуется минимальными значениями современных тектонических движений, что свидетельствует о его минимальной активизации. Максимальные значения вычисленного параметра проявляются по периферии данного поднятия и характеризуют области интенсивной современной тектонической активизации.

В область незначительных и минимальных значений показателя попали два, ранее выделенных в работе [9] перспективных объекта. Объект 1 приурочен к поднятию, сложенному отложениями бильчирского горизонта. В стратиграфическом плане залежь приурочена к верхнему пласту БЛЧ 1 и контролируется кровлей нижнеангарской свиты. Объект 2 в структурном плане представляет собой локальное антиклинальное поднятие по кровле нижнеангарской свиты, осложненное разрывным нарушением сбросового типа с амплитудой смещения около 60 м. Кровля нижнеангарской свиты контролирует залежь газа в верхнем пласте (БЛЧ 1) бильчирского горизонта, вскрытого скв. 27 на абс. отм. минус 416 м (глубина вскрытия 4 м). Диапазон значений показателя позволил выявить различия в интенсивности процессов для каждого объекта.

В результате проведенного анализа установлено, что активизация глубокопогруженных геологических тел, происходящая под действием современных тектонических движений, не оказывает существенного влияния на структуру залежей бельчинского горизонта нижнеангарской свиты. Наибольшая интенсивность процессов отмечена по их периферии, которая может быть зоной вертикальной миграции углеводородов. Контуры ранее выделенных по геолого–геофизическим данным перспективных объектов [9] приурочены к области незначительного проявления процессов (объект 2). В дальнейшем необходимо изучить активизацию глубокопогруженных структур в пределах Южно–

Ковыктинского месторождения, поскольку выделенная в настоящей работе область незначительной активизации процессов прослеживается в юго–западном направлении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири / Под ред. Н.А. Флоренсова – М.: Недра, 1981. – 239 с.
2. Карта новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири. Масштаб 1:2 500 000 / Под. ред. Н.А. Флоренсова, И.П. Варламова – Л., 1978.
3. Ласточкин А.Н. Соотношение гидрографической сети Западной Сибири с разломами фундамента и структурами осадочного чехла // Геоморфология. – 1972. – № 1. – С. 28–37.
4. Варламов И.П., Якименко Э.Л. Результаты изучения корреляционных связей современного рельефа и рельефа некоторых структурных горизонтов Западно – Сибирской равнины // Структурно–геоморфологические исследования в Сибири и на Дальнем Востоке/ сб. науч. тр. – Новосибирск, 1975. – С. 14–18.
5. Глухманчук Е.Д., Леонтьевский А.В. Анализ дисгармонии структурных планов на месторождениях Западной Сибири // Вестник Югорского государственного университета. – 2006. – №3 (4). – С. 24–30.
6. Филосовов В.П. Краткое руководство по морфометрическому методу поисков тектонических структур: монография. – Саратов: Коммунист, 1960. – 95 с.
7. Уфимцев Г.Ф. Картографический анализ при изучении неотектоники горных стран // Геология и геофизика. – 1974. – № 2. – С. 79–85.
8. Лапин П.С. Современный морфогенез Западного Сояна и сейсмичность//Геоморфология. – 2009. – №1. – С. 76–84.
9. Рыжов А.Е., Поляков Е.Е., Горлов И.В. и др. Выделение новых перспективных объектов в отложениях солевого комплекса Ковыктинской зоны газонакопления и сопредельных территорий// Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 2017. –№3 (31). – С. 100–111.

REFERENCES

1. Novejshaja tektonika neftegazonosnyh oblastej Sibiri / Pod red. N.A. Florensova – M.: Nedra, 1981. – 239 s.
2. Karta novejshej tektoniki neftegazonosnyh oblastej Sibiri. Masshtab 1:2 500 000/ Pod. red. N.A. Florensova, I.P. Varlamova – L., 1978.
3. Lastochkin A.N. Sootnoshenie gidrograficheskoj seti Zapadnoj Sibiri s razlomami fundamenta i strukturami osadochnogo chehla // Geomorfologija. – 1972. – № 1. – S. 28–37.
4. Varlamov I.P., Jakimenko Je.L. Rezul'taty izuchenija korreljacionnyh svjazej sovremennogo rel'efa i rel'efa nekotoryh strukturnyh gorizontov Zapadno – Sibirskoj ravniny//Strukturno–geomorfologicheskie issledovanija v Sibiri i na Dal'nem Vostoke / sb. nauch. tr. – Novosibirsk, 1975. – S. 14–18.
5. Gluhmanchuk E.D., Leont'evskij A.V. Analiz disgarmonii strukturnyh planov na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri// Vestnik Jugorskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2006. – №3 (4). – S. 24–30.
6. Filosovov V.P. Kratkoe rukovodstvo po morfometricheskomu metodu poiskov tektonicheskih struktur: monografija. – Saratov: Kommunist, 1960. – 95 s.

7. Ufimcev G.F. Kartograficheskij analiz pri izuchenii neotektoniki gornyh stran // Geologija i geofizika. – 1974. – № 2. – S. 79–85

8. Lapin P.S. Sovremennyj morfogenez Zapadnogo Sojana i sejsmichnost'//Geomorfologija. – 2009. – №1. – S. 76–84.

9. Ryzhov A.E., Poljakov E.E., Gorlov I.V. i dr Vydelenie novyh perspektivnyh ob#ektov v otlozhenijah solevogo kompleksa Kovyktinskoj zony gazonakoplenija i sopredel'nyh territorij// Vesti gazovoj nauki. Problemy resursnogo obespechenija gazodobyvajushhih rajonov Rossii. – 2017. –№3 (31). – S. 100–111.

© П.С. Лапин

УДК 551.763.1 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-050

ПАЛЕОМАГНИТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО–ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Александра Викторовна Левичева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(383) 330–49–66, e–mail: LevichevaAV@ipgg.sbras.ru

Зинаида Никитична Гнибиденко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, главный научный сотрудник, тел.: +7(383) 330–49–66, e–mail: GnibidenkoZN@ipgg.sbras.ru

В статье представлены результаты комплексных палеомагнитных и геолого–стратиграфических исследований верхнемеловых отложений двух опорных глубоких скважин (Тагульская 21, Тагульская 25), пробуренных на северо–востоке Западной Сибири (Енисей–Хатангский мегапрогиб). Все выполненные исследования носили комплексный характер и осуществлялись на основе палеомагнитных, геолого–стратиграфических и палеонтологических данных.

Ключевые слова: магнитостратиграфия, верхний мел

PALEOMAGNETIC CHARACTERISTICS OF UPPER CRETACEOUS SEDIMENTS OF NORTH–EAST WESTERN SIBERIA

Aleksandra Levicheva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Research Scientist, phone: +7(383) 330–49–66, e–mail: LevichevaAV@ipgg.sbras.ru

Zinaida Gnibidenko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Doctor of Geologo–Mineralogical Sciences, Main Research Scientist, phone: +7(383) 330–49–66, e–mail: GnibidenkoZN@ipgg.sbras.ru

Presents the results of complex paleomagnetic and geological–stratigraphical study of Upper Cretaceous deposits of the three deep wells (Tagul'skaya 21, Tagul'skaya 25) (south–east of Western Siberia, Kolpashevo facial region), drilled on the nord–east of Western Siberia (Enisei–Khatangskii megadeflection). All studies were complex and carried out based on paleomagnetic, geological–stratigraphic and paleontological data.

Key words: magnetostratigraphy, Upper Cretaceous

Целью настоящих исследований являлось определение палеомагнитных параметров и построение палеомагнитных разрезов верхнемеловых отложений для севера Западной Сибири. Исследования включали в себя изучение магнитной

восприимчивости (χ), величины естественной остаточной намагниченности, определения фактора Кенигсбергера, а также зависимости естественной остаточной намагниченности от величины магнитной восприимчивости. Выделение компонент естественной остаточной намагниченности (Jn, ЕОН) проводилось методами ступенчатого терморазмагничивания и размагничивания переменным магнитным полем.

Для проведения палеомагнитного анализа с целью получения магнитополярной характеристики разреза был осуществлен отбор ориентированных образцов из керна трех скважин. Из этих скважин было отобрано 320 ориентированных «верх–низ» образцов–кубиков, представляющих 90 временных стратиграфических уровней. Образцы отбирались равномерно через 1.0–1.5 м.

Геологический разрез. В скважинах исследуемые отложения представлены одним региональным горизонтом и тремя свитами верхнего мела – долганской, дорожковской, насоновской, охватывающими турон. Долганская свита (верхи среднего альба – средний сеноман) сложена преимущественно песками зеленого и желтовато–серого цвета с немногочисленными прослоями зеленоватых песчаников, серых алевролитов и темно–серых тонкослоистых глин. Дорожковская свита (верхний сеноман – низы среднего турона) представлена глинами и глинистыми алевритами зеленовато– и буровато–серыми, нередко с глауконитом, с подчиненными прослоями песков и песчаников [1]. Насоновская свита (верхи среднего турона – сантон) представлена серыми и зеленовато–серыми, часто глауконитовыми алевролитами с прослоями глин, песков, фосфоритов [2].

Магнитные свойства пород. Породы исследуемых свит по магнитным свойствам весьма неоднородны. Достаточно высокие значения χ и естественной остаточной намагниченности (ЕОН) имеют глины и песчаники долганской свиты. Магнитная восприимчивость пород долганской свиты изменяется от 19.9 до 34.2×10^{-5} ед. СИ при средних значениях 26.2×10^{-5} ед. СИ, а естественная

остаточная намагниченность варьируется в пределах 1.2 – 2.8 мА/м при средних значениях 1.7 мА/м. χ пород долганской свиты в 2 раза выше величины этого параметра дорожковской свиты, расположенной выше, и изменяется от 36.5 до 75.8×10^{-5} ед. СИ при средних значениях 61.9×10^{-5} ед. СИ. Естественная остаточная намагниченность пород долганской свиты в среднем в 4 раза выше, чем ЕОН дорожковской свиты, и равна 8.4 мА/м. Для исследуемых пород типичен фактор Кенигсбергера (Qn) меньше 1, изменяется от 0.11 до 0.43, что свидетельствует об ориентационной природе намагниченности [3, 4]. Магнитная восприимчивость алевритов насоновской свиты изменяется от 31.6 до 188.4×10^{-5} ед. СИ, при средних значениях 108.5×10^{-5} ед. СИ, а естественная остаточная намагниченность варьирует в пределах 1.1–36.8 мА/м при средних значениях 19 мА/м. Фактор Кенигсбергера меньше 1 и варьирует от 0.12 до 0.43, что свойственно породам, обладающим ориентационной природой намагниченности.

Линейная зависимость намагниченности от логарифма значений магнитной восприимчивости для каждой скважины показана на рисунке 1. Естественная остаточная намагниченность и магнитная восприимчивость имеют в целом линейную зависимость, что отражает зависимость величин этих параметров в основном от концентрации магнитных минералов и свидетельствует об ориентационной намагниченности. Эта зависимость наиболее заметна для образцов скв. Тагульская 25.

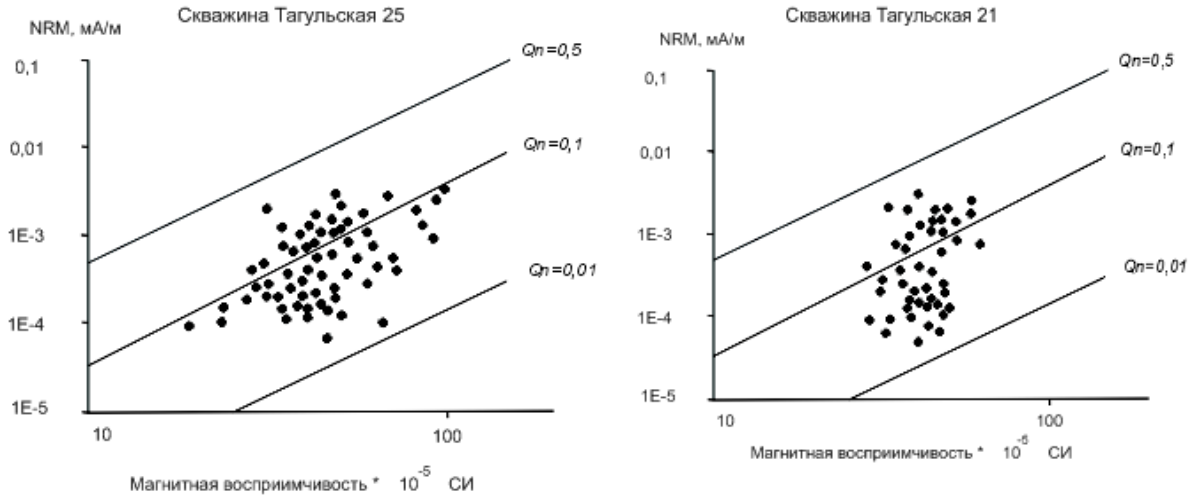


Рис. 1. Зависимость намагниченности от величины магнитной восприимчивости
Fig. 1. The dependence magnetization of magnetic susceptibility

Для выделения компонент естественной остаточной намагниченности исследуемых пород были применены ступенчатые магнитные чистки переменным магнитным полем и температурой. Данные анализа позволил нам выделить первичную (характеристическую) компоненту естественной остаточной намагниченности. По результатам чистки переменным магнитным полем установлено присутствие двух компонент намагниченности – нестабильной (низкокоэрцитивной) и стабильной (высококоэрцитивной). Низкокоэрцитивная компонента разрушается небольшими переменными магнитными полями в 20–30 мТ, высококоэрцитивная сохраняется до 60–80 мТ (рис. 2). Высококоэрцитивная компонента является для нас характеристической компонентой.

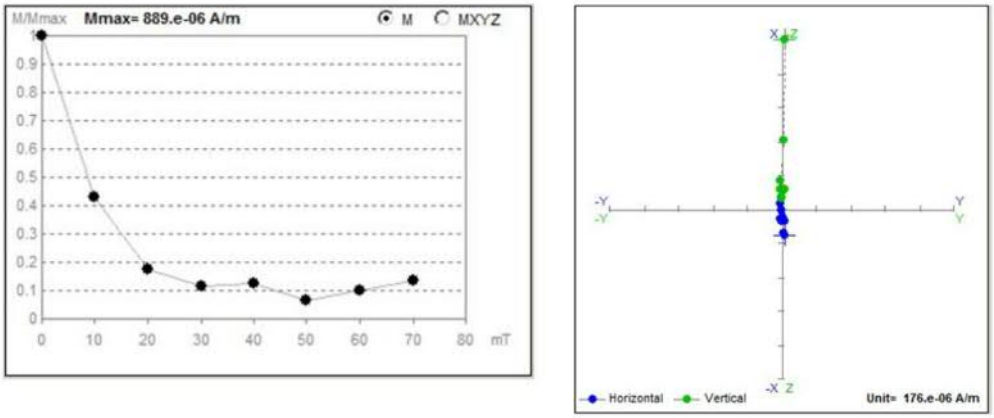


Рис. 2. Результаты размагничивания переменным полем
Fig. 2. The results of demagnetization of the alternating field

По результатам терморазмагничивания установлено также присутствие двух компонент намагниченности – нестабильной (низкотемпературной) и стабильной (высокотемпературной). Нестабильная компонента не сохраняется при температурах 250–300°С, высокотемпературная держится до 540–680°С.

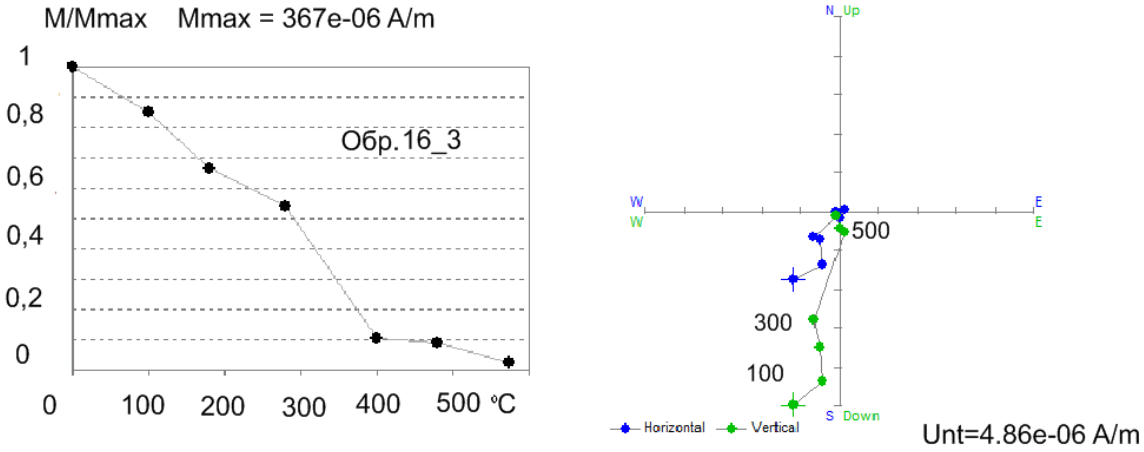


Рис. 3. Результаты терморазмагничивания
Fig. 3. The results of termomagnetization

На основе выделенной в верхнемеловых отложениях двух скважин первичной (характеристической) компоненты ЕОН были построены палеомагнитные разрезы этих скважин, в которых зафиксированы прямая и обратная полярности геомагнитного поля (рис. 4).

Палеомагнитный разрез скв. Тагульская 25 характеризуется прямой полярностью с двумя небольшими интервалами обратной полярности в нижней

части свиты. Для палеомагнитного разреза скв. Тагульская 21 характерно чередование зон прямой и обратной полярности, но прямая полярность является преобладающей.

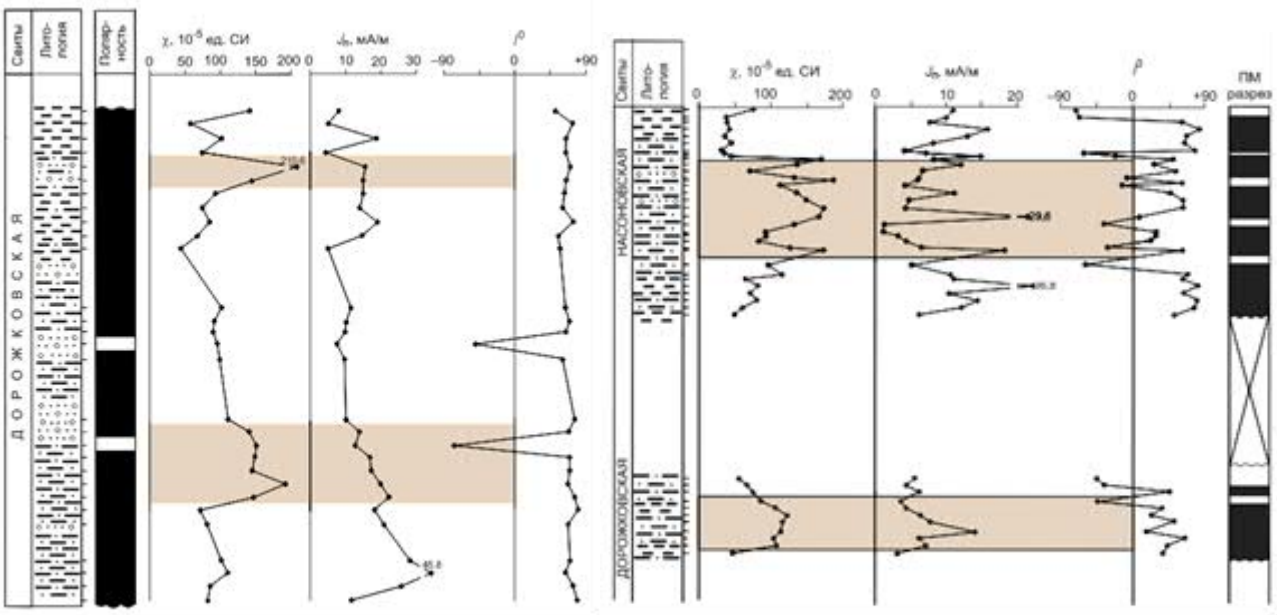


Рис. 4. Палеомагнитные разрезы
Fig. 4. Paleomagnetic sections

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гнибиденко З.Н., Левичева А.В., Смолянинова Л.Г., Маринов В.А. Магнитостратиграфия верхнего мела Пур–Тазовского междуречья северо–востока Западной Сибири // Палеомагнетизм и магнетизм горных пород. Материалы XXV юбилейной Всероссийской школы–семинара по проблемам палеомагнетизма и магнетизма горных пород, Борок, 25–29 сентября 2019 года. – Борок, 2019. – С. 81–86.

2. Гнибиденко З.Н., Левичева А.В., Маринов В.А., Смолянинова Л.Г., Семаков Н.Н. Палеомагнитные исследования верхнемеловых отложений севера Западной Сибири. Материалы 12–ой международной школы–конференции «Проблемы Геокосмоса» Санкт–Петербург, Петергоф, 8–12 октября 2018 года. – Санкт–Петербург, 2018. – С. 58–63.

3. Нагата Т. Магнетизм горных пород. – М.: Мир 1965. – 346 с.

4. Палеомагнитология / А.Н. Храмов, Г.И. Гончаров, Р.А. Комиссарова и др.; Под ред. А.Н. Храмова. – Л.: Недра, 1982. – 312 с.

REFERENCES

1. Gnibidenko Z.N., Levicheva A.V., Smolyaninova L.G. Magnitostratigrafiya verhnego mela Pur–Tazovskogo megjdyreciya severo–vostoka Zapadnoi Sibiri // Paleomagnetizm I magnetism gornuh porod. Materialu XXV yubileinoi vserossiiskoi shkolu seminara po problemam paleomagnetizma i magnetizma gornuh porod, Borok, 25–29 sentyabrya 2019 goda. – Borok, 2019. – S. 81–86.

2. Gnibidenko Z.N., Levicheva A.V., Marinov V.A., Smolyaninova L.G. Semakov N.N. Paleomagnitnue issledovaniya verhnemelovuh otlojhenii severa Zapadnoi Sibiri. Materialu 12–oi

mejgdunarodnoi shkolu konferencii «Problemu Geokosmosa» Sankt–Peterburg, Petergof, 8–12 oktyabrya 2018 goda. – Sankt–Peterburg, 2018. – S. 58–63.

3. Nagata T. Magnetizm gornuh porod. – M.: Mir, 1965. – 346 s.
4. Paleomagnitologiya / A.N. Hramov, G.I. Goncharov, R.A. Komissarova I dr.; Pod red. A.N. Hramova. – L: Nedra, 1982. – 312 s.

© А.В. Левичева, З.Н. Гнибиденко, Л.Г. 2020

УДК 550.38 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-051

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЗАДАЧИ РАЗНОВЫСОТНОЙ МАГНИТОРАЗВЕДКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОГРАММНО–АЛГОРИТМИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОМАГНИТНОЙ ТОМОГРАФИИ

Михаил Андреевич Максимов
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел.: +7(905)094–33–22, e–mail: MaksimovMA@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Суродина
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт вычислительной математики и математической геофизики Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 6, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(913)903–87–41, e–mail: sur@ommfao1.sscc.ru

На основе реализованного высокопроизводительного алгоритма инверсии данных геомагнитной томографии проведено масштабное численное моделирование и анализ чувствительности метода к параметрам моделей. Показаны результаты расчётов.

Ключевые слова: теория обратных задач, электромагнитная теория, линейные системы, численные решения.

SENSITIVITY ANALYSIS OF MULTILEVEL MAGNETIC EXPLORATION PROBLEM USING THE GEOMAGNETIC TOMOGRAPHY SOFTWARE

Mikhail A. Maksimov
Federal state budgetary scientific institution Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics of Siberian branch of Russian academy of sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug ave., research scientist, tel.: +7(905)094–33–22, e–mail: MaksimovMA@ipgg.sbras.ru

Irina V. Surodina
Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 6 Lavrentiev ave., Ph. D., senior research scientist, tel.: +7(913)903–87–41, e–mail: sur@ommfao1.sscc.ru

Using the implemented high–performance algorithm for the inversion of geomagnetic tomography data we carried out numerical simulation and the sensitivity analysis of the method to the parameters. In the paper we show the calculation results.

Key words: inverse theory, electromagnetic theory, linear systems, numerical solutions.

Ранее нами были разработаны и реализованы на языке программирования Fortran высокопроизводительные алгоритмы решения прямой и обратной задач разновысотной магниторазведки (геомагнитная томография) [1], в основе

которых лежат уравнения Максвелла [2] и современные методики вычислительной математики, в частности, использование дискретизации основного уравнения конечно–разностным методом на неравномерной сетке [3] и его распараллеливание для вычислений на графическом ускорителе. В отличии от подхода с подбором сигналов от простых тел (шаров, цилиндров), данные алгоритмы, используя решения полных уравнений Максвелла, позволяют учесть остаточную намагниченность и эффекты перемагничивания (для сильномагнитных тел). Современные расчетные устройства, графические ускорители NVIDIA, позволяют решать сложные задачи параллельных вычислений.

Методика численной инверсии в магниторазведке основана на восстановлении потенциала магнитного поля и его производных, что делает подходы к ее реализации максимально приближенными к таковым для задач гравиметрии. Например, по аналогии возможно применение полных тензорных градиентов данных для выделения потенциально значимых объектов [4].

При решении обратной задачи ключевым моментом является баланс между точностью и быстродействием, дополнительно имеются ограничения по объемам доступной оперативной памяти при задании сетки решения. Время выполнения задачи инверсии напрямую зависит от быстродействия прямой задачи и, соответственно, оптимизация параметризации модели и внутренней конфигурации вычислений являются приоритетными при отладке алгоритма.

Для определения чувствительности алгоритма и его оптимальных параметров выполнено масштабное численное моделирование для разных классических моделей магнитных тел: цилиндры, намагниченные тела малого размера, модель «шахматная доска». Краткое описание моделей и параметры вычислений указаны в Таблице 1.

Для модели «Цилиндр», описывающей, например, рудные объекты и кимберлитовые трубки, выполнены расчеты для определения чувствительности от внутренней сетки разбиения прямой задачи (рис. 1) и геометрического

расположения цилиндра – верхней кромки (рис. 2).

Таблица 1. Базовые модели для определения чувствительности алгоритма
Table 1. The base models for determining the sensitivity of the algorithm

Тип задачи	Параметры объектов	Сетка прямой задачи	Высоты измерений
Цилиндр – чувствительность к сетке	Глубина поверхности 2м, радиус 3м, высота 5м, к = $5*10^{-3}$, $к_0=5*10^{-4}$	600х600, 300х300, 100х100, 50х50 точек	1м
Цилиндр – чувствительность к глубине поверхности	Глубина поверхности: 0, 1, 2, 3, 5, 10 м, радиус 3м, высота 5м, к = $5*10^{-3}$, $к_0=5*10^{-4}$	300х300 точек	1м
Малые объекты – чувствительность к сетке	Количество 3шт, глубина 2м, расположены по оси абсцисс, радиус 15см, к = 1, $к_0=5*10^{-4}$	600х600, 300х300, 100х100, 50х50 точек	1м
Малые объекты – чувствительность к количеству	Количество 2, 3, 4 5, 10, глубина 2м, расположены по оси абсцисс, радиус 15см, к = 1, $к_0=5*10^{-4}$	300х300 точек	1м
«Шахматная доска» – чувствительность к сетке	Чередование 25 блоков с к=$6*10^{-4}$ и к=$4*10^{-4}$, толщина слоя 5м	600х600, 300х300, 100х100, 50х50 точек	1м
«Шахматная доска» – чувствительность к высоте измерения	Чередование 25 блоков с к=$6*10^{-4}$ и к=$4*10^{-4}$, толщина слоя 5м	300х300 точек	1м, 2м, 3м, 5м, 10м

Для модели «Малые объекты», характерной для археологических и инженерных изысканий, выполнены расчеты для определения чувствительности от внутренней сетки разбиения прямой задачи (рис. 3) и от количества малых объектов в среде (рис. 4).

Для модели «Шахматная доска», являющейся одной из классических при проверке работоспособности алгоритмов инверсии, выполнены расчеты для определения чувствительности от внутренней сетки измерений (рис. 5) и от высоты измерений (рис. 6).

Для тестовой системы с процессором Intel Core i9 9900kf время решения

прямой задачи составляет: для сетки 50x50 – менее 1 секунды, 100x100 – менее 2 секунд, 300x300 – 4 секунды, 600x600 – 10 секунд.

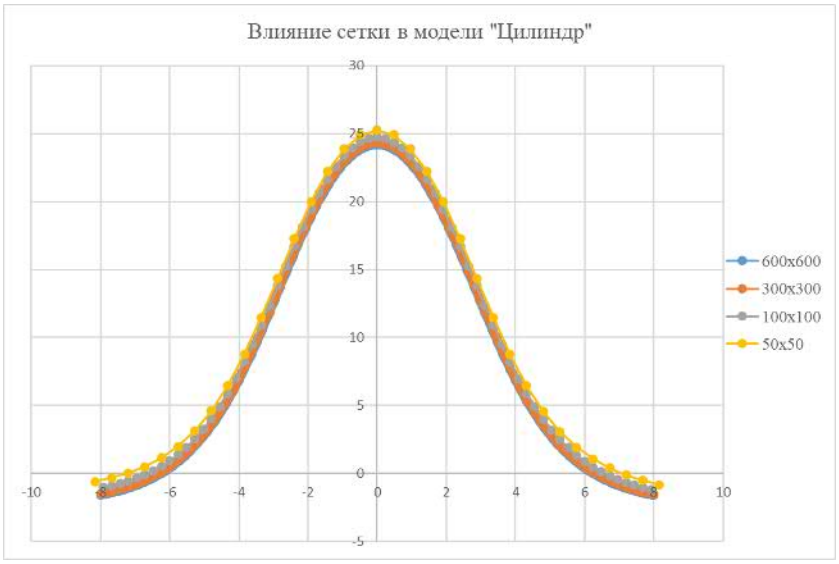


Рис. 1. Определение чувствительности алгоритма к внутренней сетке разбиения пространства в прямой задаче для модели «Цилиндр». Показано аномальное магнитное поле в нТл

Fig. 1. Determining the sensitivity of the algorithm to an internal grid of space partitioning in the forward problem for the «Cylindre» model. An anomaly magnetic field in nT is shown

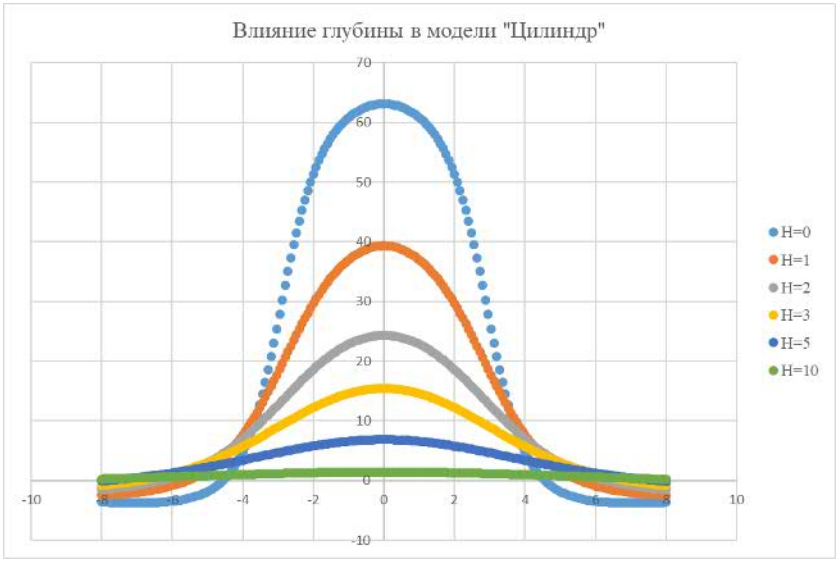


Рис. 2. Определение чувствительности алгоритма к геометрической параметризации в модели «Цилиндр». Показано аномальное магнитное поле в нТл

Fig. 2. Determining the sensitivity of the algorithm to geometric parameterization in the «Cylinder» model. An anomaly magnetic field in nT is shown

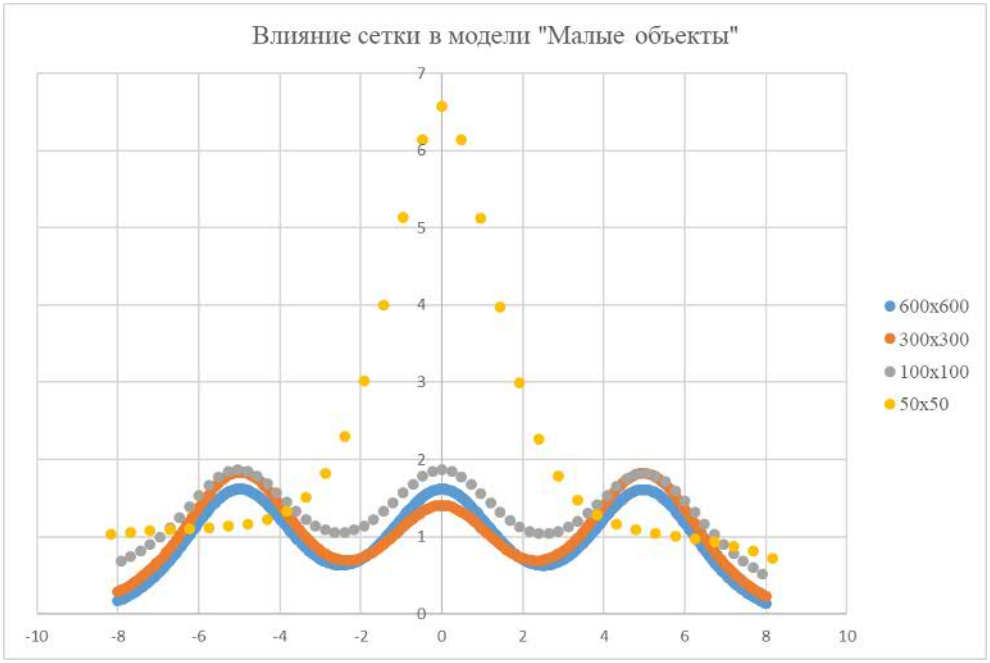


Рис. 3. Определение чувствительности алгоритма к внутренней сетке разбиения пространства в прямой задаче для модели «Малые объекты». Показано аномальное магнитное поле в нТл

Fig. 3. Determining the sensitivity of the algorithm to an internal grid of space partitioning in the forward problem for the «Small objects» model. An anomaly magnetic field in nT is shown

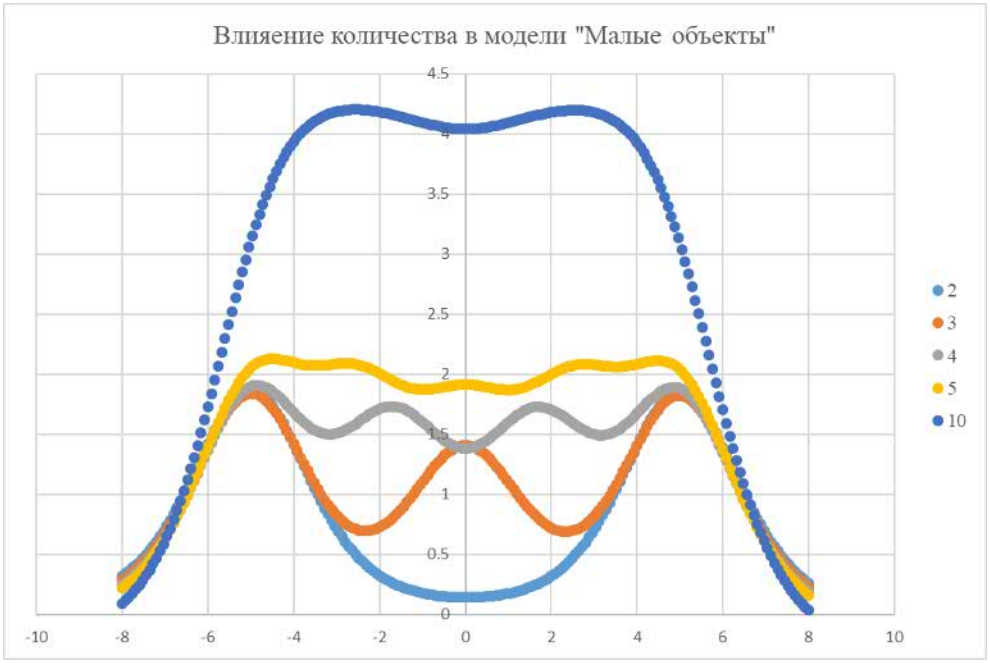


Рис. 4. Определение чувствительности алгоритма к количеству объектов в прямой задаче для модели «Малые объекты». Показано аномальное магнитное поле в нТл

Fig. 4. Determining the sensitivity of the algorithm to the number of objects in the forward problem for the «Small objects» model. An anomaly magnetic field in nT is shown

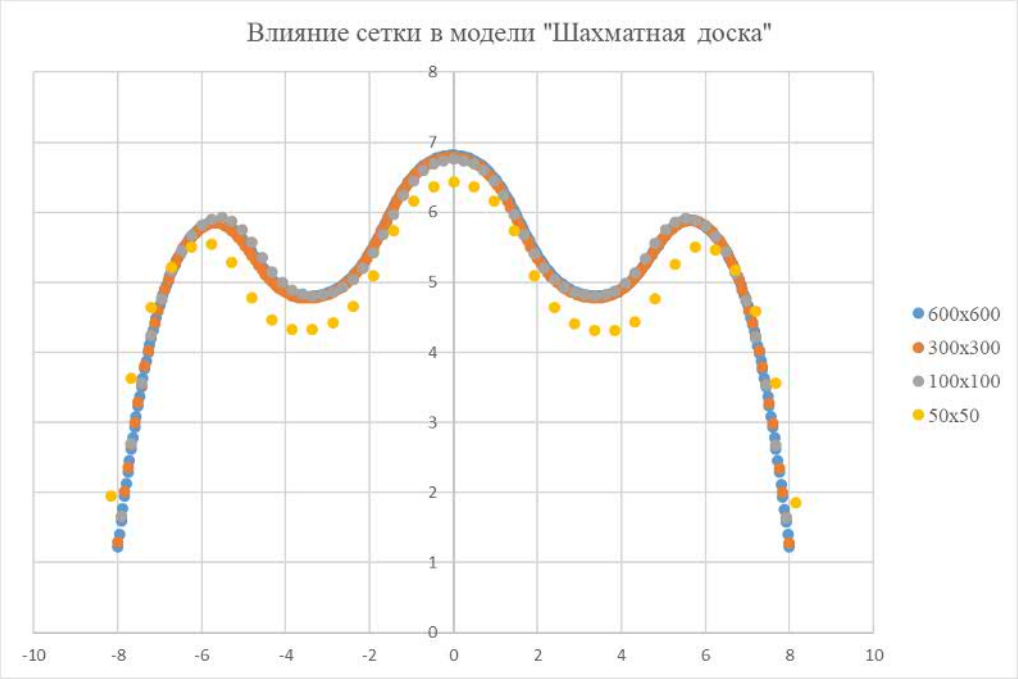


Рис. 5. Определение чувствительности алгоритма к внутренней сетке для модели «Шахматная доска». Показано аномальное магнитное поле в нТл

Fig. 5. Determining the sensitivity of the algorithm to the internal grid for the «Chess» model. An anomaly magnetic field in nT is shown

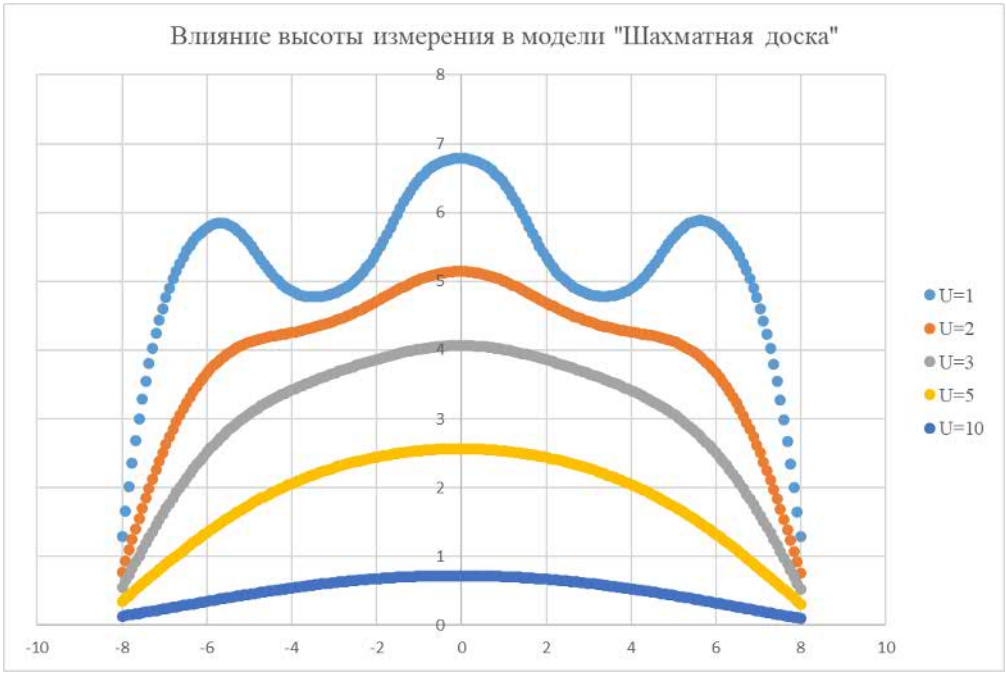


Рис. 6. Определение чувствительности алгоритма к высоте измерения магнитного поля для модели «Шахматная доска». Показано аномальное магнитное поле в нТл

Fig. 6. Determining the sensitivity of the algorithm to the height of the measurement of the magnetic field for the "Chess" model. An anomaly magnetic field in nT is shown

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. При недостаточном объеме оперативной памяти расчетного устройства или необходимости оптимизировать время расчета обратной задачи достаточным будет внутреннее разбиение расчетной области 300x300 точек по плоскости X–Y. Стоить отметить, что наиболее зависимы от расчетной сетки объекты малого размеры, и для археологических или инженерных изысканий необходима частая сетка.

2. Наличие нескольких уровней измерения открывает возможность определения геометрического положения объекта и его параметров по вертикали, используя информацию о затухании магнитного поля с расстоянием.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Максимов М.А., Суродина И.В., Глинских В.Н. Быстрая инверсия данных разновысотных измерений магнитного поля с БПЛА на примере синтетических моделей с учетом рельефа [Электронный ресурс] // Геофизические технологии. – 2018. – № 3. – С. 30–38.

2. Блох Ю.И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. Учебное пособие. – М.: РГГРУ, 2009. – 231 с.

3. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1979. – 655 с.

4. Droujinine A., Vasilevsky A., Evans R. Feasibility of using full tensor gradient (FTG) data for detection of local lateral density contrasts during reservoir monitoring // Geophysical Journal International. – 2007. – Т. 169. – № 3. – P. 795–820.

REFERENCES

1. Maksimov M.A., Surodina I.V., Glinskih V.N. Bystraja inversija dannyh raznovysotnyh izmerenij magnitnogo polja s BPLA na primere sinteticheskih modelej s uchetom rel'efa [Jelektronnyj resurs] // Geofizicheskie tehnologii. – 2018.– № 3. – S. 30–38.

2. Bloh Ju.I. Interpretacija gravitacionnyh i magnitnyh anomalij. Uchebnoe posobie. – M.: RGGRU, 2009. – 231 s.

3. Samarskii A.A, Nikolaev E.S. Metody resheniya setochnykh uravnenii. – M.: Nauka,1978. – 592 s.

4. Droujinine A., Vasilevsky A., Evans R. Feasibility of using full tensor gradient (FTG) data for detection of local lateral density contrasts during reservoir monitoring // Geophysical Journal International. – 2007. – Т. 169. – № 3. – P. 795–820.

© М.А. Максимов, И.В. Суродина 2020

УДК 550.32 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-052

СВЯЗЬ КОМПЛЕКСНОЙ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ЯМР–ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ С ЕЕ ФИЗИКО–ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

Андрей Алексеевич Мезин
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел.: +7(923)707–27–11, e–mail: MezinAA@ipgg.sbras.ru

Мария Йоновна Шумскайте
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(383)330–87–33, e–mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Ольга Васильевна Родионова
Федеральное бюджетное государственное образовательное учреждение высшего образования Омский государственный педагогический университет, 644099, Россия, г. Омск, набережная Тухачевского, 14, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(381–2)23–55–45, e–mail: olga_vk07@list.ru

Александра Ильинична Бурухина
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, инженер, тел.: +7(383) 330–26–76, e–mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru

В работе приведены результаты экспериментальных исследований по изучению диэлектрических и ЯМР–характеристик образцов нефти. Установлена связь комплексной диэлектрической проницаемости и ЯМР–параметров нефти с ее плотностью, вязкостью и групповым составом. Установлено, что результаты этих методов напрямую зависят от содержания смолисто–асфальтеновых соединений в составе исследуемого образца нефти.

Ключевые слова: диэлектрическая проницаемость, нефть, реологические свойства, релаксационные характеристики, ядерный магнитный резонанс.

COMMUNICATION OF INTEGRATED DIELECTRIC PERMITIVITY AND NMR–CHARACTERISTICS OF OIL WITH ITS PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES

Andrey A. Mezin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave., junior researcher, tel.: +7(923)707–27–11, e–mail: MezinAA@ipgg.sbras.ru

Mariya Y. Shumskayte
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave., Ph.D of Technical Science, senior researcher, tel.: +7(383)330–87–33, e–mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Olga V. Rodionova
Federal budgetary state educational institution of higher education Omsk State Pedagogical University, 644099, Russia, Omsk, 14, Tukhachevsky Embankment, Ph.D. in Physics and Mathematics, senior researcher, tel.: +7(381–2)23–55–45, e–mail: olga_vk07@list.ru

Aleksandra I. Buruhina
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave. engineer, tel.: +7(383) 330–26–76, e–mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru

The paper presents the results of experimental studies on the dielectric and NMR characteristics of oil samples. The relationship between the complex dielectric constant and the NMR parameters of oil with its density, viscosity and group composition has been established. It was found that the results of these methods directly depend on the content of resinous–asphaltenic compounds in the composition of the studied oil sample.

Key words: dielectric permittivity, oil, rheological properties, relaxation characteristics, nuclear magnetic resonance.

Введение

Одной из основных тенденций в развитии интерпретационной базы лабораторных исследований керна и насыщающих его флюидов является комплексирование данных методов, основанных на разных физических принципах. К такому подходу можно отнести совместную интерпретацию данных диэлектрической спектроскопии и ЯМР–релаксометрии при изучении флюидонасыщенных образцов. Значительную роль в формировании диэлектрической постоянной горных пород играют поляризационные процессы, происходящие на поверхности раздела разных фаз. Процессы другого типа, действующие на тех же поверхностях, в значительной мере определяют и ядерно–магнитные свойства пород. В силу этого одни и те же характеристики горной породы – размер пор, их форма и связанность, характер смачиваемости, вязкость нефти и т. п. – могут в разной степени влиять на параметры, измеряемые при ядерно–магнитных и многочастотных электромагнитных исследованиях [1].

Исследования, проведенные авторами [7], подтвердили, что ЯМР и многочастотные электромагнитные исследования (МЭИ) отличаются разной чувствительностью по отношению к определенным характеристикам породы (табл. 1).

Таблица 1. Сравнительная чувствительность ЯМР и МЭИ
Table 1. Comparative sensitivity of NMR and MER

Характеристика породы	Чувствительность ЯМР	Чувствительность МЭИ
Пористость	Высокая	Высокая (для водонасыщенной части)
Размер пор	Высокая	Низкая
Подвижность воды	Высокая	Низкая
Соленость воды	Нулевая	Высокая
Вязкость нефти	Высокая	Нулевая
Присутствие тяжелой нефти	Высокая (при неизвестной общей пористости)	Высокая (при известной общей пористости)
Парамагнитные примеси	Высокая (осложняется процесс измерения)	Нулевая

Таким образом, применение комплекса этих методов позволит повысить точность определения структуры порового пространства образца и физико–химических характеристик насыщающих его флюидов.

При измерении ЯМР–параметров происходит намагничивание образца постоянным магнитным полем, после чего подается 90° импульс для поворота вектора макроскопической намагниченности. Магнитное поле, в котором находятся протоны, неоднородно, что связано с влиянием магнитных полей, создаваемых окружающими частицами. Поэтому после прекращения действия 90° импульса ядра начинают прецессировать с разными угловыми скоростями – происходит расфазировка спинов. В результате этого общая намагниченность снижается и катушка приемника, измеряющая ее в поперечном направлении, фиксирует затухающий сигнал свободной прецессии (т.н. спад свободной прецессии). Через промежуток времени t подается 180° импульс, разворачивающий углы фаз и таким образом компенсирующий эффект дефазирования. Когда спины вновь приобретают одну и ту же фазу, возникает так называемый сигнал спинового эха, регистрируемый катушкой приемника. Также 180° импульсы подавляют рост новой продольной поляризации. Используя серию 180° импульсов, подаваемых через равные промежутки времени (TE), получаем релаксационную кривую – огибающую амплитуд сигналов спинового эха [3, 5, 6].

При проведении экспериментального изучения частотной зависимости комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) образца в первую очередь выбирают частотный диапазон исследования, который определяется параметрами прибора измерения, механическими свойствами материала образца, влияющими на возможность его обработки для подготовки образца к изучению, и типом измерительной ячейки [2, 4]. В настоящем исследовании использовались измеритель импеданса и векторный анализатор цепей. Эксперименты проводились в частотном диапазоне от 20 Гц до 5 ГГц с использованием коаксиальной ячейки. В низкочастотной области (до 5 МГц) измерения проводились на измерителе импеданса при помощи отрезка коаксиальной линии большого сечения (бокса), в которую помещалась ячейка с образцом. В диапазоне частот 100 кГц – 100 МГц измерения проводились при помощи бокса с ячейкой и образцом, подключенных к векторному анализатору, а в высокочастотной области (20 МГц – 5 ГГц) ячейка подключалась к векторному анализатору напрямую.

Экспериментальные исследования диэлектрической проницаемости образцов нефти

Проведены экспериментальные измерения КДП 6 образцов нефти (табл. 2) с использованием измерительной ячейки коаксиального типа длиной 11 см измерителем импеданса и векторным анализатором в частотном диапазоне 20 Гц – 5 ГГц (рис. 1).

На рис. 1 видно, что 5 образцов нефти имеют величину диэлектрической проницаемости во всем диапазоне 2,2–2,3 относительных единиц, а образец 25 имеет значения значительно выше и снижается при увеличении частоты. Такое поведение можно объяснить наличием в образце релаксанта. Одной из гипотез, объясняющих такое поведение кривой, является наличие воды на стенках ячейки. Однако повторный эксперимент опроверг эту гипотезу, поскольку результаты повторного эксперимента оказались такими же в пределах погрешности (10%).

Таблица 2. Значения плотности и вязкости исследуемых образцов нефти
Table 2. Density and viscosity value of studied oil samples

№ пробы	Месторождение	Плотность, г/см^3	Вязкость, мм^2/с	
			при 20˚С	при 60˚С
21	Восточно–Бованенковское	0,81	3,19	1,64
22	Пайяхское	0,81	2,02	1,30
24	Куюмбинское	0,83	8,57	–
23	Левобережное	0,84	4,00	–
26	Ванкорское	0,84	3,40	–
25	Пихтовое	0,91	не опр.	20,90

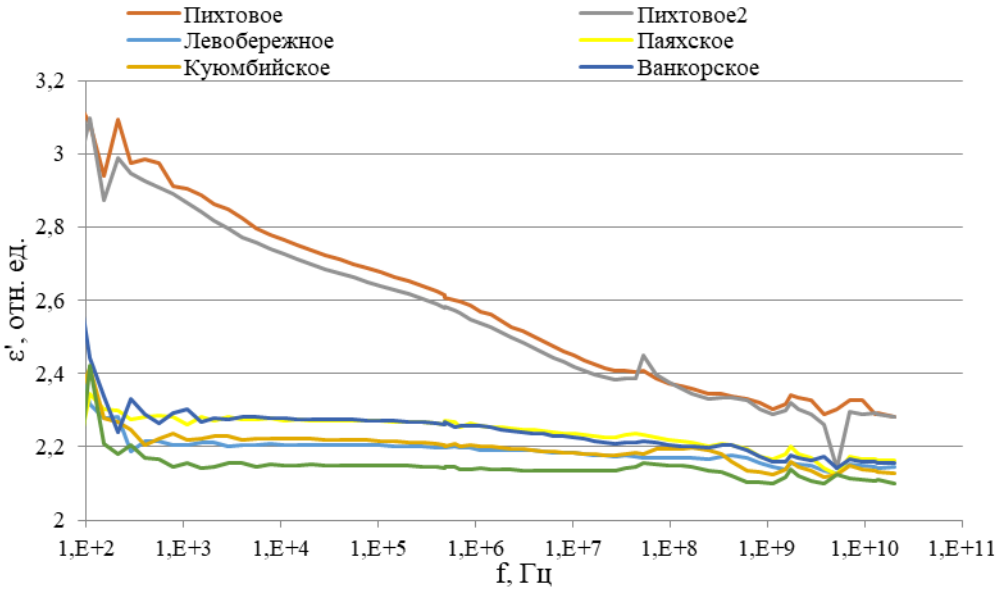
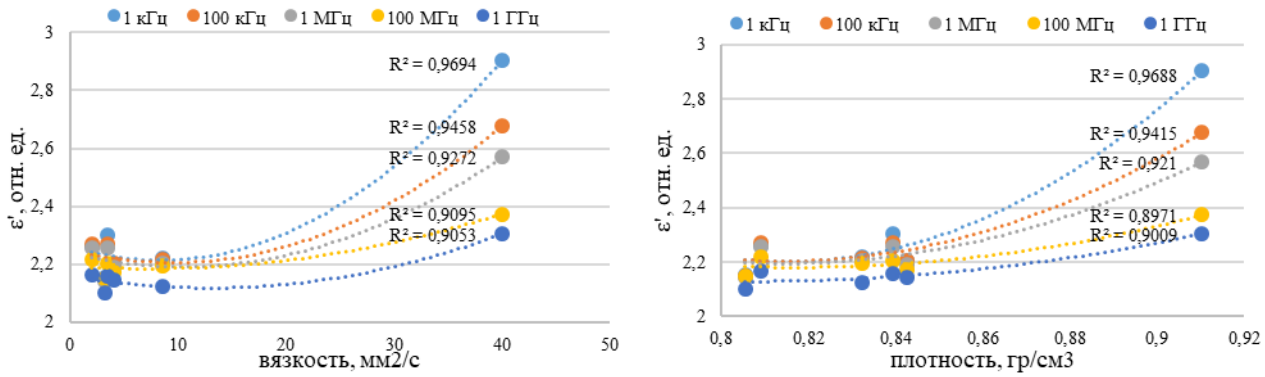


Рис. 1. Зависимость действительной части КДП от частоты
Fig. 1. Dependence of the real part of the CDP on the frequencies

Еще одним типом релаксанта, наличие которого объясняло бы такое поведение, является соль или вода в образце. При сопоставлении данных из табл. 2 и графика можно предположить, что значение действительной части КДП уменьшается пропорционально уменьшению плотности, однако не все образцы соответствуют этой гипотезе. Возможно КДП уменьшается пропорционально уменьшению вязкости, но опять же не все образцы точно соответствуют этой гипотезе (рис. 2).



a) b)

Рис. 2. Зависимость действительной части КДП от вязкости (a) и плотности (b) образца на разных частотах

Fig. 2. Dependence of the real part of the CDP on the sample's viscosity (a) and density (b) at the different frequencies

По рис. 2 можно отметить, что точки ложатся на кривую полинома второй степени с R^2 от 0,9 до 0,97. Для уточнения функции зависимости необходимо провести дополнительное исследование. В табл. 2 указано, что вязкость образца нефти 25 при 20°C не определилась, однако можно заметить, что при увеличении температуры до 60°C вязкость уменьшается примерно в 2 раза, поэтому было принято значение вязкости образца 25 равным 40 мм^2/с.

ЯМР–характеристики образцов исследуемой нефти

На образцах нефти также выполнены экспериментальные ЯМР–исследования. Полученные результаты представлены на рис. 3.

На рис. 3 видно, что для наименее вязкой нефти (образец 21) время релаксации составляет 390 мс (водородосодержание (HI) 96%). Наиболее вязкая нефть – образец 25 характеризуется временами релаксации всего 20 мс (HI 79%). По ЯМР–данным определено содержание смолисто–асфальтеновых соединений, которые в наибольшей степени влияют на времена релаксации, в образце 21 их менее 1%, тогда как в образце 25 – более 40%. Полученные результаты согласуются с данными диэлектрической спектроскопии – реальная часть КДП образца 25 наибольшая, образца 21 – наименьшая (рис.1, табл. 3).

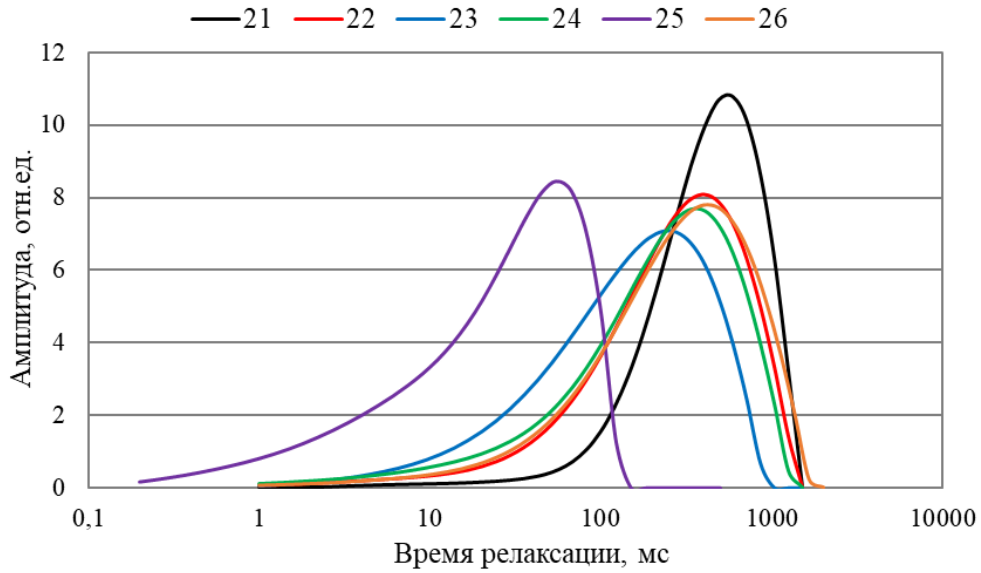


Рис. 3. Спектры времен поперечной релаксации образцов нефти
Fig. 3. Spectra of transverse relaxation times of oil

Спектры образцов 22, 24 и 26 отличаются незначительно. Содержание смолисто–асфальтеновых, ароматических и насыщенных соединений в них примерно одинаковое, КДП по данным диэлектрической спектроскопии также отличается незначительно (2,2–2,3). Времена релаксации составляют порядка 200–250 мс (HI – 85–90%).

Таблица 3. Групповой состав изученных образцов нефти по ЯМР–данным
Table 3. Group analysis of studied oil samples by NMR data

№	Смолисто–асфальтеновые соединения, %	Ароматические соединения, %	Насыщенные УВ, %
21	0,74	7,32	91,94
22	5,16	36,80	58,03
23	20,59	44,23	35,17
24	11,79	17,73	30,70
25	40,93	38,77	1,46
26	6,18	58,36	35,46

Сопоставляя диэлектрический и ЯМР методы, можно отметить, что их результаты напрямую зависят от содержания смолисто–асфальтеновых соединений в составе нефти, которое определяет и вязкость изучаемых образцов. Таким образом значения ДП нефти опосредованно связаны с ее вязкостью.

Выводы

В результате выполненных исследований установлено, что методы диэлектрической спектроскопии и ЯМР–релаксометрии являются чувствительными к наличию смолисто–асфальтеновых соединений. Подобные соединения затрудняют свободное движение молекул во флюиде и, следовательно, приводят к ускорению релаксационных процессов, уменьшению времен релаксации и увеличению комплексной диэлектрической проницаемости. Экспериментально установлено, что результаты методов диэлектрической спектроскопии и ЯМР–релаксометрии согласуются с результатами геохимических исследований.

Показано, что диэлектрическая спектроскопия и ЯМР–релаксометрия взаимно дополняют друг друга и являются перспективными для петрофизических и геохимических исследований.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № 0266–2019–0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудноизвлекаемой нефти в углеродистых карбонатно–глинисто–кремнистых, карбонатных и засолоненных песчаных коллекторах».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аксельрод С.М. Новые тенденции в диэлектрическом каротаже (по материалам зарубежной печати) // Каротажник. – 2012. – №4 (214). – С. 78–112.
2. Брандт А.А. Исследование диэлектриков на сверхвысоких частотах. – М.: Гос. изд–во физико–математической лит–ры, 1963. – 404 с.
3. Коатес Д., Хиао Л., Праммер М. ЯМР каротаж. Принципы и применение. – Хьюстон: Халлибуртон Энерджи Сервисез, 2001. – 342 с.
4. Bobrov P.P., Yashchenko A.S., Rodionova O.V., Repin A.V., Lapina A.S. The electrical characteristics of the rocks with different texture // Progress in electromagnetics research symposium proceedings – 2015. – T.1. – P. 1881–1884.
5. Carr H.Y., Purcell E.M. Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments // Physical review. – 1954. – Vol. 94. – P. 630–638.
6. Dunn K.J., Bergman D.J., LaTorracca G.A. Nuclear magnetic resonance. Petrophysical and logging application. – London: PERGAMON, 2002. – 294 p.
7. Toumelin E., Torres–Verdin C., Bona N. Improving Petrophysical Interpretation with Wide–Band Electromagnetic Measurements // SPE Journal. – June 2008. – P. 205–215.

REFERENCES

1. Aksel’rod S.M. Novye tendencii v dijelektricheskom karotazhe (po materialam zarubezhnoj pechati) // Karotazhnik. – 2012. – №4 (214). – S. 78–112
2. Brandt A.A. Research dielectrics on ultra–high frequencies. – M.: Gos. izd–vo fiziko–matematicheskoy lit–ry, 1963. – 404 p.
3. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR logging principles and applications. – Houston, Haliburton Energy Services, 2001. – 342 p.
4. Bobrov P.P., Yashchenko A.S., Rodionova O.V., Repin A.V., Lapina A.S. The electrical characteristics of the rocks with different texture // Progress in electromagnetics research symposium proceedings – 2015. – T.1. – P. 1881–1884.
5. Carr H.Y., Purcell E.M. Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments // Physical review. – 1954. – Vol. 94. – P. 630–638.
6. Dunn K.J., Bergman D.J., LaTorracca G.A. Nuclear magnetic resonance. Petrophysical and logging application. – London: PERGAMON, 2002. – 294 p.
7. Toumelin E., Torres–Verdin C., Bona N. Improving Petrophysical Interpretation with Wide–Band Electromagnetic Measurements // SPE Journal. – June 2008. – P. 205–215.

© А.А. Мезин, М.Й. Шумскайте, О.В. Родионова, А.И. Бурухина, 2020

УДК 550.832.7 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-053

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИГНАЛОВ ТОРОИДАЛЬНОГО ИСТОЧНИКА ДЛЯ ЗАДАЧ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Игорь Владиславович Михайлов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e–mail: MikhaylovIV@ipgg.sbras.ru

Вячеслав Николаевич Глинских
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, член–корреспондент РАН, заведующий лабораторией, e–mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Марина Николаевна Никитенко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e–mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Суродина
Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 6, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, e–mail: sur@ommfao1.sscc.ru

Получены оригинальные решения многомерных прямых задач электрокаротажа при возбуждении электромагнитного поля тороидальным источником. На их основе созданы и программно реализованы вычислительные алгоритмы, обеспечивающие высокую точность и производительность вычислений с применением графических процессоров. Выполнено численное моделирование сигналов тороидального источника в разрезах нефтегазовых скважин с разными зенитными углами.

Ключевые слова: тороидальный источник, численное моделирование, удельное электрическое сопротивление, графические процессоры, промысловая геофизика.

NUMERICAL SIMULATION OF SIGNALS FROM A TOROIDAL SOURCE FOR PETROLEUM GEOPHYSICS ISSUES

Igor V. Mikhaylov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Ave., Ph. D., Senior Researcher, e–mail: MikhaylovIV@ipgg.sbras.ru

Viacheslav N. Glinskikh
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Ave., D. Sc., RAS Corresponding Member, Head of the Laboratory, e–mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Marina N. Nikitenko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Ave., Ph. D., Senior Researcher, e–mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

Irina V. Surodina
Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 6 Lavrentiev Ave., Ph. D., Senior Researcher, e–mail: sur@ommfao1.sscc.ru

Original solutions for multidimensional direct problems of resistivity logging upon excitation of the electromagnetic field by a toroidal source were obtained. Based on them, we created and software–implemented computational algorithms that provide high accuracy and computing performance via GPUs. Further, we numerically simulated the signals from a toroidal source in sections of oil and gas wells with different deviation angles.

Key words: toroidal source, numerical simulation, electrical resistivity, graphics processing units, petroleum geophysics.

При изучении геологических разрезов большую роль играет реконструкция пространственного распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород. Один из самых известных способов решения этой задачи состоит в регистрации откликов от вихревых токов в среде, возбуждаемых монохроматическим индуктивным источником.

Изучение электрических свойств геологической среды возможно также с использованием тороидальных катушек, но их применение в каротаже недостаточно развито. Работа J. Arps, в которой предлагается устройство для каротажа с тороидальными катушками, – наиболее ранняя [5]. Д.С. Даев для случая однородной изотропной среды математически описывает источник в виде кругового магнитного тока, соответствующий тороидальной катушке [1]. Теоретические исследования и полевые испытания зонда с тороидальными катушками для каротажа в процессе бурения вертикальных скважин выполнены значительно позднее [9]. Анализ возможностей зонда с тороидальными катушками для изучения разрезов горизонтальных скважин выполнен в [10]. На следующем этапе разрабатывается зонд с тороидальными катушками для разноглубинных азимутальных измерений УЭС пласта с целью оптимизации направления бурения [7]. Азимутальные измерения создают основу для создания электрических имиджей УЭС пласта [6]. Позднее это направление развивается рядом исследователей [8, 13, 14]. Дальнейшие работы посвящены повышению разрешающей способности зондов с тороидальными катушками

для эффективной оценки свойств тонких прослоев в скважинах с большим наклоном [12, 11], разработке алгоритмов обработки и инверсии [4], и методики петрофизической интерпретации с определением нефтенасыщения тонкослоистых песчано–глинистых коллекторов [3].

Таким образом, на основе проанализированных публикаций можно сделать вывод о повышенном интересе к использованию зондов с тороидальными катушками и их высоком потенциале применения в нефтегазовых скважинах. В то же время мы полагаем, что потенциал нетрадиционного электромагнитного источника – тороидальной катушки – раскрыт недостаточно. Необходимо развитие этого направления как в плане поиска оптимальных параметров системы «возбуждения–наблюдения», так и создания высокоэффективных решений прямой и обратной задач, со всесторонним анализом.

Для моделирования сигналов тороидального источника в многомерных геоэлектрических моделях сред (рис. 1) получено решение прямой задачи в полной математической постановке при возбуждении электромагнитного поля круговым магнитным током. Используется консервативная конечно–разностная схема, позволяющая эффективно решать задачу в рамках пространственно–неоднородной модели среды с высоким контрастом электрофизических параметров. В результате дискретизации краевая задача сводится к системе линейных алгебраических уравнений, для решения которой используются прямой метод решения с помощью программы PARDISO из библиотеки INTEL MKL и итерационный метод бисопряжённых градиентов [2]. Разработанные алгоритмы и выполненная программная реализация обеспечивают высокую точность и производительность вычислений с применением графических процессоров [15].

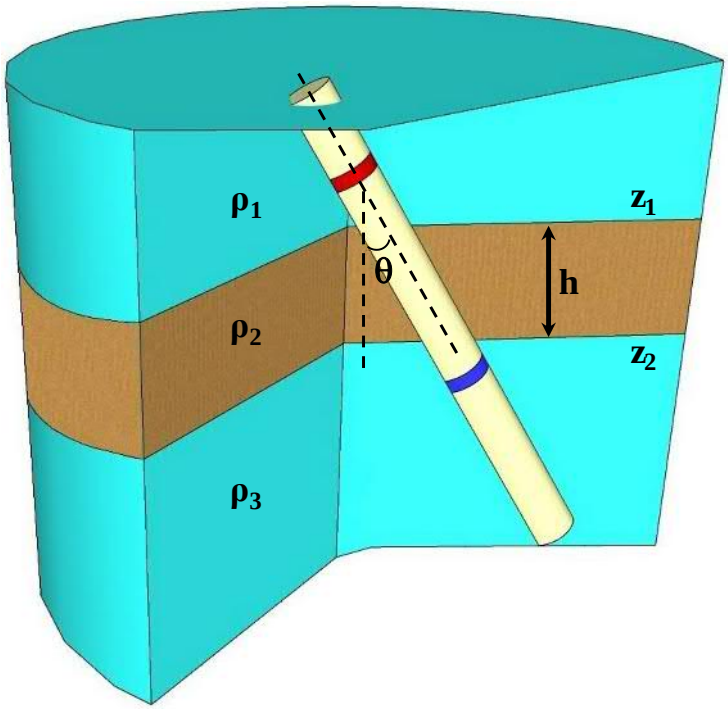


Рис. 1. Трёхмерная геоэлектрическая модель: пласт конечной мощности, вскрытый наклонной скважиной с тороидальным источником (θ – зенитный угол, ρ_2 – УЭС пласта, ρ_1, ρ_3 – УЭС вмещающих пород, z_1, z_2 – вертикальные координаты границ пласта, h – толщина пласта)

Fig. 1. 3D geoelectric model: finite thickness formation exposed by a deviated well with a toroidal source (θ – deviation angle, ρ_2 – formation resistivity, ρ_1, ρ_3 – overlying and underlying rock resistivities, z_1, z_2 – vertical coordinates of the formation boundaries, h – formation thickness)

С использованием разработанных программно–реализованных алгоритмов выполнено крупномасштабное конечно–разностное моделирование сигналов тороидального источника в трёхмерных геоэлектрических моделях пластов–коллекторов Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции.

Длины зондов берутся в диапазоне от первых десятков сантиметров до первых метров, что характерно для систем индукционного зондирования. Операционные частоты рассматриваются в диапазоне от первых сотен килогерц до первых мегагерц. Диапазон частот выбран из соображений оптимального сочетания локальности и глубинности исследований. Кроме того, в таком диапазоне влияние диэлектрической проницаемости на сигналы невелико.

Моделируемые сигналы тороидального источника: реальная и мнимая

составляющие тангенциальной компоненты магнитного поля (ReH_φ и ImH_φ) и вертикальной компоненты электрического поля (ReE_z и ImE_z). Ниже приведены некоторые результаты численного моделирования для компоненты магнитного поля ImH_φ и электрического поля ReE_z, отражающие основные особенности сигналов рассматриваемого источника.

Анализ результатов численного моделирования в геоэлектрической модели с одной горизонтальной границей (рис. 2) позволяет отметить следующее. При увеличении зенитного угла скважины от 0 до 85° наблюдается закономерное смещение диаграмм ImH_φ в область горизонтальной границы, сопровождающееся их сглаживанием. Для всех зенитных углов диаграммы пересекаются в одной точке, которая несколько смещена ниже горизонтальной границы в сторону менее проводящего полупространства. Во вмещающих породах сигналы ImH_φ выходят на асимптотические значения на расстоянии от 1.5 до 0.5 м, в зависимости от увеличивающегося зенитного угла.

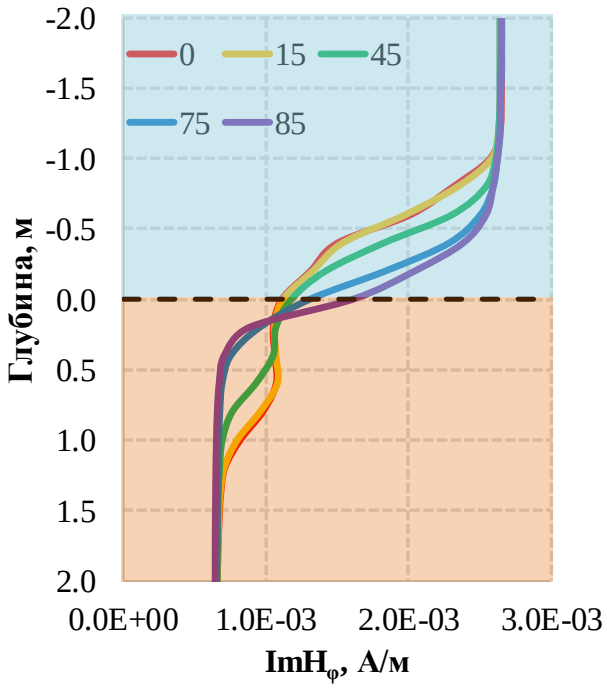


Рис. 2. Мнимая составляющая тангенциальной компоненты магнитного поля тороидального источника в геоэлектрической модели с одной горизонтальной границей: $\rho_1 = 1$, $\rho_2 = 10$ Ом·м. Двухкатушечная конфигурация: длина 0.5 м, частота 100 кГц. Легенда – зенитный угол

Fig. 2. Imaginary part of the tangential component of the magnetic field from a

toroidal source in a geoelectric model with one horizontal boundary: $\rho_1 = 1$, $\rho_2 = 10$ ohm·m. Two–coil configuration: length 0.5 m, frequency 100 kHz. Key – deviation angle

Анализ результатов моделирования в модели с двумя границами (рис. 3) показывает, что, во–первых, центральная часть высокоомного трёхметрового коллектора выделяется минимальными значениями ReE_z. С ростом зенитного угла область минимума увеличивается; при углах свыше 75° она проявлена на протяжении практически всего пласта. Во–вторых, при возрастании зенитного угла от 0 до 85° диаграммы ReE_z закономерно смещаются от полупространств к горизонтальной границе. В–третьих, сигналам свойственна меньшая локальность, чем в предыдущей модели: асимптотические значения во вмещающих полупространствах достигаются на расстоянии 1.5–2.0 м от границ, что вызвано иными величинами УЭС и их распределением в разрезе. В–четвёртых, форма диаграмм симметрична относительно центра пласта при малых зенитных углах и близка к симметричной при больших.

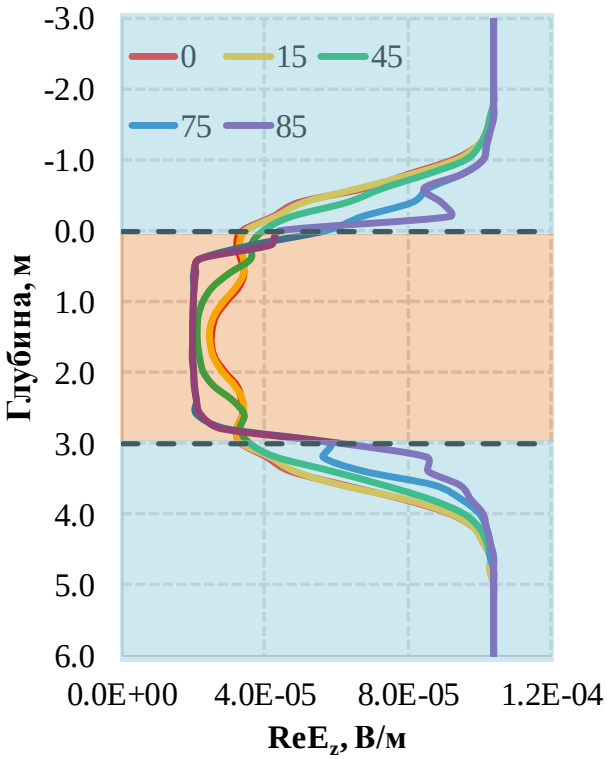


Рис. 3. Реальная составляющая вертикальной компоненты электрического поля тороидального источника в геоэлектрической модели с двумя горизонтальными границами: $\rho_1 = 10$, $\rho_2 = 100$, $\rho_3 = 10$ Ом·м. Двухкатушечная конфигурация: длина 0.5 м, частота 100 кГц. Легенда – зенитный угол

Fig. 3. Real part of the vertical component of the electric field from a toroidal source in a geoelectric model with two horizontal boundaries: $\rho_1 = 10$, $\rho_2 = 100$, $\rho_3 = 10$ ohm·m. Two–coil configuration: length 0.5 m, frequency 100 kHz. Key – deviation angle

Подводя итог, с использованием созданных алгоритмов и программ выполнено численное моделирование сигналов тороидального источника в многомерных геоэлектрических моделях сред, вскрытых наклонными скважинами с разными зенитными углами. Численными экспериментами показано, что эти сигналы независимы, характеризуются высокой локальностью к границам коллектора и информационно дополняют друг друга при использовании набора длин и частот двухкатушечной системы. На основе численных экспериментов выбрана конфигурация системы «возбуждения–наблюдения» с тороидальным источником, а именно установлены диапазоны длин зондов от 0.4 до 2.0 м и частот от 100 кГц до 1.0 МГц, обеспечивающие достаточный уровень измеряемых сигналов и оптимальное сочетание локальности и глубинности исследований.

Научные исследования проводятся при поддержке РФФИ (проект № 19–05–00595).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Даев Д. С. Об источнике электромагнитного поля при высокочастотных измерениях в скважине // Известия АН СССР. Серия Физика Земли. – 1968. – № 11.– С. 94–95.

2. Суродина И. В. Трёхмерное моделирование сигналов электромагнитного зонда с тороидальными катушками // Марчуковские научные чтения – 2019. Международная конференция «Актуальные проблемы вычислительной и прикладной математики»: расширенные тезисы, Новосибирск, 1–5 июл. 2019 г. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – С. 465–471.

3. Эпов М. И., Глинских В. Н., Еремин В. Н., Михайлов И. В., Никитенко М. Н., Осипов С. В., Петров А. Н., Суродина И. В., Яценко В. М. Новый электромагнитный зонд для высокоразрешающего каротажа: от теоретического обоснования до скважинных испытаний // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 23–27.

4. Эпов М. И., Михайлов И. В., Глинских В. Н., Никитенко М. Н., Суродина И. В. Алгоритмы обработки и инверсии данных электромагнитного зонда с тороидальными катушками при изучении макроанизотропных свойств пластов–коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 187–197.

5. Arps J. J. Inductive Resistivity Guard Logging Apparatus Including Toroidal Coils Mounted on a Conductive Stem: US Patent No. 3305771, 1967.

6. Bonner S., Bagersh A., Clark B., Dajee G., Dennison M., Hall J. S., Jundt J., Lovell J., Rosthal R., Allen D. A New Generation of Electrode Resistivity Measurements for Formation Evaluation While Drilling // SPWLA 35th Annual Logging Symposium: transactions, Tulsa, Oklahoma, USA, Jun. 19–22, 1994. – Tulsa, 1994. – Paper SPWLA–1994–OO. – 25 p.

7. Bonner S., Burgess T., Clark B., Decker D., Orban J., Prevedel B., Lüling M., White J. Measurements at the Bit: A New Generation of MWD Tools // Oilfield Review. – 1993. – No. 4–7. – P. 44–54.

8. Bratton T., Bornemann T., Li Q., Plumb D., Rasmus J., Krabbe H. Logging–While–Drilling Images for Geomechanical, Geological and Petrophysical Interpretations // SPWLA 40th Annual Logging Symposium: transactions, Oslo, Norway, May 30–Jun. 3, 1999. – Oslo, 1999. – Paper SPWLA–1999–JJJ. – 14 p.

9. Gianzero S., Chemali R., Lin Y, Su S. M., Foster M. A New Resistivity Tool for Measurement–While–Drilling // SPWLA 26th Annual Logging Symposium: transactions, Dallas, Texas, USA, Jun. 17–20, 1985. – Dallas, 1985. – Paper SPWLA–1985–A. – 22 p.

10. Gianzero S., Chemali R., Su S. M. Induction, Resistivity, and MWD Tools in Horizontal Wells // The Log Analyst. – 1990. – No. 5–6. – P. 158–171.

11. Li Q., Lau T., Gee K., Kong J., Gong J., Aron J., Mather J., Li A., Chen S. Field Test of a HTHP Laterolog–Type Array Resistivity and Imaging While Drilling Tool // SPWLA 60th Annual Logging Symposium: transactions, Woodlands, Texas, USA, Jun. 15–19, 2019. – Woodlands, 2019. – Paper SPWLA–2019–WWW. – 21 p.

12. Ortenzi L., Dubourg I., Van Os R., Han S. Y., Koepsell R., Ha S. C. Y. New Azimuthal Resistivity and High–Resolution Imager Facilitates Formation Evaluation and Well Placement of Horizontal Slim Boreholes // Petrophysics. – 2012. – Vol. 53. – No. 3.– P. 197–207.

13. Prammer M. G., Morys M., Knizhnik S., Conrad C. J., Hendricks W. E., Bittar M. S., Hu G., Hveding F., Kenny K., Shokeir R. M., Seifert D. J., Neumann P. M., Al–Dossari S. A High–Resolution LWD Resistivity Imaging Tool – Field Testing in Vertical and Highly Deviated Boreholes // Petrophysics. – 2009. – Vol. 50. – No. 1. – P. 49–66.

14. Sinclair P., Li A., Ottemen A., Wennekamp A. LWD Azimuthal Laterolog Resistivity Logging in Unconventional Reservoirs // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition: proceedings, Tianjin, China, Jul. 9–11, 2012. – Tianjin, 2012. – Paper SPE–155937–MS. – 21 p.

15. Surodina I. The GPU Solvers for High–Frequency Induction Logging // Numerical Analysis and Its Applications. – 2016. – Vol. 10187. – P. 640–647.

REFERENCES

1. Daev D. S. Ob istochnike jelektromagnitnogo polja pri vysokochastotnyh izmerenijah v skvazhine // Izvestija AN SSSR. Serija Fizika Zemli. – 1968. – № 11. – S. 94–95.

2. Surodina I. V. Trjohmernoe modelirovanie signalov jelektromagnitnogo zonda s toroidal'nymi katushkami // Marchukovskie nauchnye chtenija – 2019. Mezhdunarodnaja konferencija «Aktual'nye problemy vychislitel'noj i prikladnoj matematiki»: rasshirennye tezisy, Novosibirsk, 1–5 ijul. 2019 g. – Novosibirsk: IPC NGU, 2019. – S. 465–471.

3. Jepov M. I., Glinskih V. N., Eremin V. N., Mihajlov I. V., Nikitenko M. N., Osipov S. V., Petrov A. N., Surodina I. V., Jacenko V. M. Novyj jelektromagnitnyj zond dlja vysokorazreshajushhego karotazha: ot teoreticheskogo obosnovanija do skvazhinnyh ispytanij // Neftjanoe hozjajstvo. – 2018. – № 11. – S. 23–27.

4. Jepov M. I., Mihajlov I. V., Glinskih V. N., Nikitenko M. N., Surodina I. V. Algoritmy obrabotki i inversii dannyh jelektromagnitnogo zonda s toroidal'nymi katushkami pri izuchenii makroanizotropnyh svojstv plastov–kollektorov // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – T. 330. – № 6. – S. 187–197.

5. Arps J. J. Inductive Resistivity Guard Logging Apparatus Including Toroidal Coils Mounted on a Conductive Stem: US Patent No. 3305771, 1967.

6. Bonner S., Bagersh A., Clark B., Dajee G., Dennison M., Hall J. S., Jundt J., Lovell J., Rosthal R., Allen D. A New Generation of Electrode Resistivity Measurements for Formation Evaluation While Drilling // SPWLA 35th Annual Logging Symposium: transactions, Tulsa, Oklahoma, USA, Jun. 19–22, 1994. – Tulsa, 1994. – Paper SPWLA–1994–OO. – 25 p.

7. Bonner S., Burgess T., Clark B., Decker D., Orban J., Prevedel B., Lüling M., White J. Measurements at the Bit: A New Generation of MWD Tools // Oilfield Review. – 1993. – No. 4–7. – P. 44–54.

8. Bratton T., Bornemann T., Li Q., Plumb D., Rasmus J., Krabbe H. Logging–While–Drilling Images for Geomechanical, Geological and Petrophysical Interpretations // SPWLA 40th Annual Logging Symposium: transactions, Oslo, Norway, May 30–Jun. 3, 1999. – Oslo, 1999. – Paper SPWLA–1999–JJJ. – 14 p.

9. Gianzero S., Chemali R., Lin Y, Su S. M., Foster M. A New Resistivity Tool for Measurement–While–Drilling // SPWLA 26th Annual Logging Symposium: transactions, Dallas, Texas, USA, Jun. 17–20, 1985. – Dallas, 1985. – Paper SPWLA–1985–A. – 22 p.

10. Gianzero S., Chemali R., Su S. M. Induction, Resistivity, and MWD Tools in Horizontal Wells // The Log Analyst. – 1990. – No. 5–6. – P. 158–171.

11. Li Q., Lau T., Gee K., Kong J., Gong J., Aron J., Mather J., Li A., Chen S. Field Test of a HTHP Laterolog–Type Array Resistivity and Imaging While Drilling Tool // SPWLA 60th Annual Logging Symposium: transactions, Woodlands, Texas, USA, Jun. 15–19, 2019. – Woodlands, 2019. – Paper SPWLA–2019–WWW. – 21 p.

12. Ortenzi L., Dubourg I., Van Os R., Han S. Y., Koepsell R., Ha S. C. Y. New Azimuthal Resistivity and High–Resolution Imager Facilitates Formation Evaluation and Well Placement of Horizontal Slim Boreholes // Petrophysics. – 2012. – Vol. 53. – No. 3. – P. 197–207.

13. Prammer M. G., Morys M., Knizhnik S., Conrad C. J., Hendricks W. E., Bittar M. S., Hu G., Hveding F., Kenny K., Shokeir R. M., Seifert D. J., Neumann P. M., Al–Dossari S. A High–Resolution LWD Resistivity Imaging Tool – Field Testing in Vertical and Highly Deviated Boreholes // Petrophysics. – 2009. – Vol. 50. – No. 1. – P. 49–66.

14. Sinclair P., Li A., Ottemen A., Wennekamp A. LWD Azimuthal Laterolog Resistivity Logging in Unconventional Reservoirs // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition: proceedings, Tianjin, China, Jul. 9–11, 2012. – Tianjin, 2012. – Paper SPE–155937–MS. – 21 p.

15. Surodina I. The GPU Solvers for High–Frequency Induction Logging // Numerical Analysis and Its Applications. – 2016. – Vol. 10187. – P. 640–647.

© И.В. Михайлов, В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, И.В. Суродина, 2020

УДК 550.837+550.34 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-054

ПРОЯВЛЕНИЕ СЕЙСМОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА В ВАРИАЦИЯХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА БИШКЕКСКОМ ГЕОДИНАМИЧЕСКОМ ПОЛИГОНЕ

Ксения Сергеевна Непеина
Научная станция РАН в г. Бишкеке, 720049, Кыргызстан, г. Бишкек, Бишкек–49, НС РАН, младший научный сотрудник лаборатории глубинных магнитотеллурических исследований, тел. 996(312)316140, e–mail: neks@gdirc.ru

Виталий Евгеньевич Матюков
Научная станция РАН в г. Бишкеке, 720049, Кыргызстан, г. Бишкек, Бишкек–49, НС РАН, кандидат физико–математических наук, научный сотрудник лаборатории глубинных магнитотеллурических исследований, тел. 996(312)316140, e–mail: vitaliy@gdirc.ru

В работе представлены результаты исследования сейсмоэлектрических явлений, выявленных при анализе данных магнитотеллурического зондирования и сейсмометрии, и взаимосвязь в зависимости от удаленности и магнитуды землетрясения, а также от места наблюдения. Рассмотрены синхронные наблюдения вариаций параметров геофизических полей, характеризующих совокупность эндогенных источников. Исследование было проведено в период 11–30 октября 2018 г. на территории Бишкекского геодинамического полигона.

Ключевые слова: сейсмоэлектрический эффект, вариации геофизических полей, землетрясения, Тянь–Шань.

PRESENCE OF SEISMIC–ELECTRIC EFFECT IN VARIATIONS OF GEOPHYSICAL PARAMETERS AT THE BISHKEK GEODYNAMIC POLYGON

Kseniia S. Nepeina
Research Station RAS in Bishkek, 720049, Kyrgyzstan, Bishkek, Bishkek–49, RS RAS, Junior Scientific Researcher of the Laboratory of Deep Magnetotelluric Investigations, phone: 996(312)316140, e–mail: neks@gdirc.ru

Vitalii E. Matiukov
Research Station RAS in Bishkek, RS RAS, Bishkek–49, Bishkek, 720049, Kyrgyzstan, Ph.D. phys.–math. sci., Scientific Researcher of the Laboratory of Deep Magnetotelluric Investigations, phone: 996(312)316140, e–mail: vitaliy@gdirc.ru

The paper presents the results of seismoelectric phenomena obtained in the analysis of magnetotelluric sounding and seismometry, and its' relationship between the distance and magnitude of the earthquake, as well as on the observation point. The joint synchronous observations of variations in the parameters of geophysical fields characterizing a set of endogenous sources are considered. The study was conducted in 11–30 October 2018 in the area of the Bishkek Geodynamic Polygon.

Key words: seismoelectric effect, variations of geophysical fields, earthquakes, Tien Shan.

Непрерывный геофизический мониторинг геологической среды является одной из современных технологий, способствующих выявлению предвестников землетрясений. В числе факторов, предшествующих возникновению сильного землетрясения, могут выступать вариации различных геофизических параметров или флуктуации фона (от тепловых колебаний атмосферы, например, [1] до электрического сопротивления [2]). Что может быть обусловлено цикличностью солнечной активности или приливами [3], неравномерностью вращения Земли, движением литосферных плит [4], флюидодинамическими течениями и т.д. Как замечено в [2, 3] такое явление находит подтверждение в вариациях электромагнитного поля, а также в увеличении дисперсии значений кажущегося электрического сопротивления перед сильными землетрясениями.

Одной из задач данной работы является выявление закономерностей в поведении экспериментальных временных рядов после применения оригинальных подходов к разделению полей на экзогенную и эндогенную составляющие [5, 6]. От измерений электромагнитного и сейсмического полей на поверхности земли переходят к методике разделения полей по положению источника (на эндогенную и экзогенную составляющие), вычисляя энергетические характеристики [5–10]. С учетом имеющегося оборудования и научно–технической базы Научной станции РАН в г. Бишкеке (НС РАН) для данного исследования выбраны два стационарных пункта (Аксу и Чон–Курчак) магнитотеллурического зондирования (МТЗ), которые оборудованы станциями Phoenix MTU–5 (Phoenix Geophysics), и площадка НС РАН, где с августа 2018 г. установлена сейсмическая градиентная установка. Она состоит из 6 трехкомпонентных геофонов, сооруженных из трех жестко закрепленных на единой платформе однокомпонентных велосиметров GS–20DX [8]. Использование геофонов для задач сейсмологического мониторинга также встречается у других авторов [11]. Для математической обработки полевых данных используется программа SSMT–2000 и EPI–KIT геофизической

компании ООО «Северо–Запад» (г. Москва) с последующим применением математического аппарата методики из [6, 12].

Вблизи НС РАН по описанной методике были рассмотрены энергетические характеристики электромагнитного и сейсмического полей эндогенного происхождения, вариации лунно–солнечных приливов (по программе TIDE), пространственно–временное распределение сейсмичности на территории Киргизии (по результатам постоянно действующей телеметрической сети KNET, находящейся в ведении Научной станции РАН в г. Бишкеке, и сети KRNET, осуществляющей свою деятельность силами Института сейсмологии КР на территории всей Киргизии) и псевдоразрезы вариаций электропроводности по данным МТЗ. Для этого был выбран период совместной непрерывной регистрации с 11 октября (10:00 по Гринвичу) по 30 октября (02:00 по Гринвичу) 2018 г. для пунктов магнитотеллурического мониторинга Чон–Курчак и Аксу и сейсмометрического мониторинга – на площадке НС РАН.

По результатам обработки были построены графики изменения энергетических характеристик, лунно–солнечных приливов и псевдоразрезы для мониторинговых пунктов Чон–Курчак (рис. 1) и Аксу (рис. 2). Псевдоразрезом называется форма представления временной изменчивости структуры измеряемых компонент электромагнитного поля. В нашем случае ими являются частотно–временные ряды (ЧВР) – где по горизонтальной оси отложено время наблюдения (оцифровка каждый час) и параметр глубинности (логарифм периода зондирований) – по вертикальной оси. Временной ряд «азимутального» МТ–мониторинга состоит из нескольких частотно–временных диаграмм (псевдоразрезов) с шагом 15° по азимуту, на которые производится пересчет тензора импеданса, используемый в дальнейшем для расчета значений кажущегося сопротивления в рабочем интервале периодов (Т). На ЧВР откладываются вариации электромагнитных параметров, т.е. разница между средним и текущим значениями, например, кажущегося сопротивления ($\rho_к$) по

рассматриваемому азимуту. Важным аспектом является контрастная смена картины поведения электромагнитных параметров на псевдоразрезах.

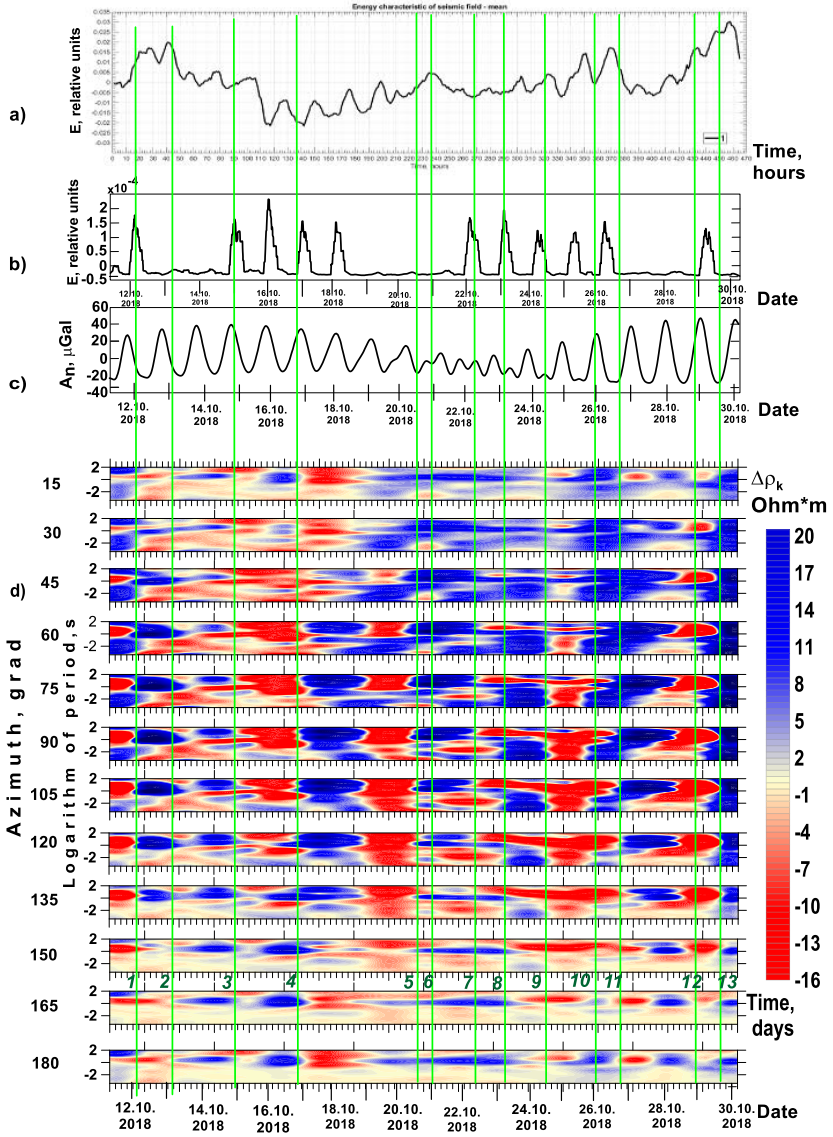


Рис. 1. Сопоставление вариаций энергетических характеристик полей эндогенного происхождения: (a) сейсмического, (b) электромагнитного; с вариациями (c) лунно–солнечных приливов и (d) псевдоразрезами кажущегося сопротивления для пункта Чон–Курчак в период с 11 по 30 октября 2018. Зелеными вертикальными линиями отмечено время в очаге землетрясений Киргизии

Fig. 1. Comparison of variations of the energy characteristics for fields of endogenous origin: (a) seismic, (b) electromagnetic; with variations (c) of lunar–solar tides and (d) pseudo–sections of apparent resistivity for the Chon–Kurchak from October 11 to 30, 2018. The green vertical lines indicate the epicentral time of the earthquakes in Kyrgyzstan

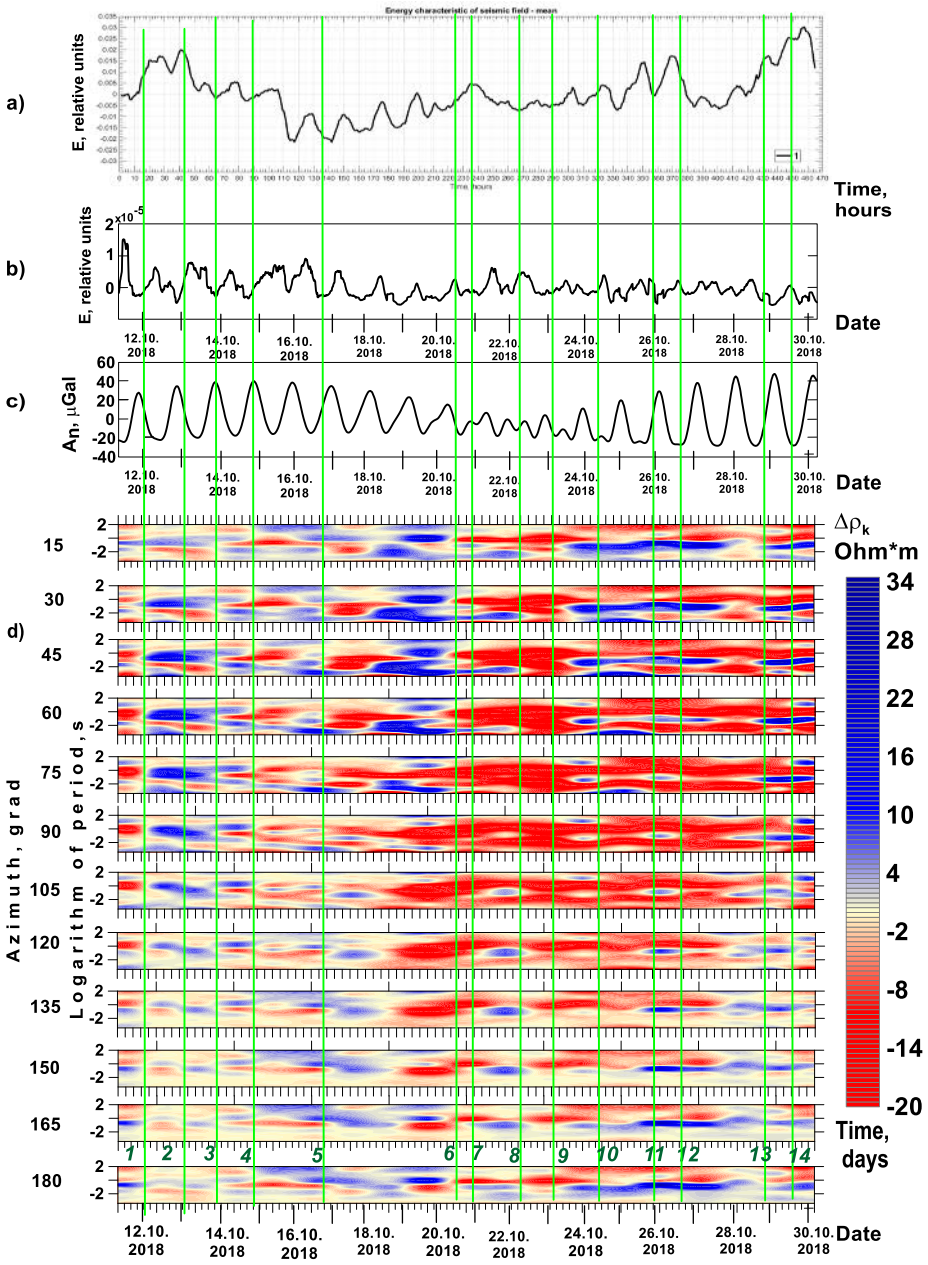


Рис. 2. Сопоставление вариаций энергетических характеристик полей эндогенного происхождения: (а) сейсмического, (б) электромагнитного; с вариациями (в) лунно–солнечных приливов и (г) псевдоразрезами кажущегося сопротивления для пункта Аксу в период с 11 по 30 октября. Зелеными вертикальными линиями отмечено время возникновения землетрясений

Fig. 2. Comparison of variations of the energy characteristics for fields of endogenous origin: (a) seismic, (b) electromagnetic; with variations (c) of lunar–solar tides and (d) pseudo–sections of apparent resistivity for the Aksu from October 11 to 30, 2018. The green vertical lines indicate the epicentral time of the earthquakes

Очевидно, что на рис. 1 и 2 заметны вариации в энергетических характеристиках сейсмического и электромагнитного полей. Несмотря на то, что

мониторинговые пункты расположены вблизи Научной станции (рис. 3), отклик в геофизических полях различен.

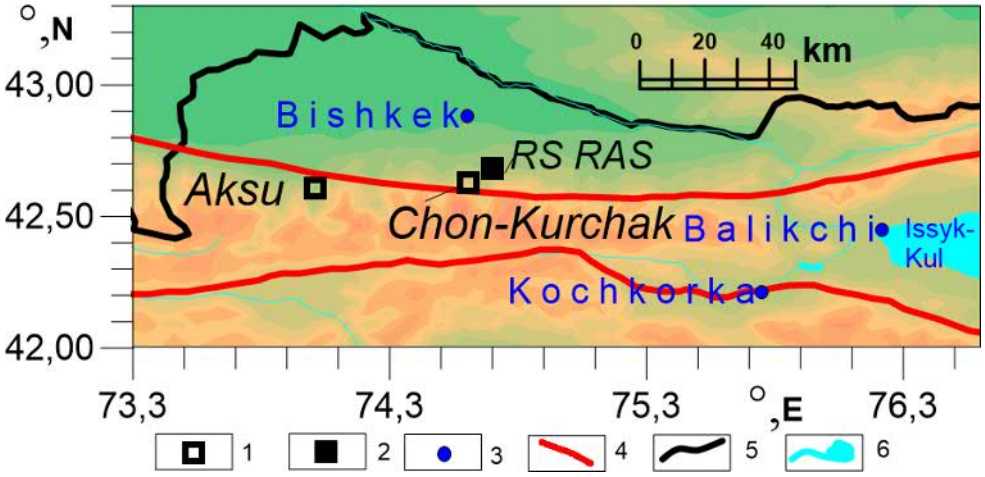


Рис. 3. Расположение мониторинговых пунктов Аксу и Чон–Курчак вблизи НС РАН: 1 – МТ пункты, 2 – НС РАН, 3 – населенные пункты, 4 – крупные разломы, 5 – граница Кыргызстана, 6 – гидрография

Fig. 3. The location of the monitoring points Aksu and Chon–Kurchak near RS RAS: 1 – MT station, 2 – RS RAS, 3 – cities, 4 – major faults, 5 – Kyrgyzstan border, 6 – hydrography

Резко выделяются пилообразные пики (рис. 1b). При углубленном анализе выявлена четкая корреляция появления пиков и времени работы установки электромагнитного зондирования аппаратурой ЭРГУ–600–2, осуществляемого на НС РАН. Получается, что такие резкие всплески наблюдаются в течение 8 часов каждого рабочего дня, которыми являлись 12, 15–18, 22–26 и 29 октября. В результате такой чувствительности расчетной энергетической характеристики эндогенного происхождения (ЭХЭП) электромагнитного поля дальнейшая детальная интерпретация поведения осложнена. Зато прослеживается общая тенденция вариации ЭХЭП сейсмического поля, которая в низкочастотной области коррелирует с лунно–солнечными приливами (рис. 1c). Также стоит отметить, что отрезки повышенных значений ЭХСП, например, 12–16 и 28–30 октября находят очевидное соответствие в ЧВР (рис. 1d). Эти области имеют отрицательные отклонения значений $\rho_к$ с четкими границами во времени, обусловленными сменой напряженно–деформированного состояния среды. На

рис. 2 видно, что связь времени возникновения землетрясений тяготеет к спаду ЭХЭП электромагнитного поля (рис. 2b). Практически все землетрясения сопровождаются кратковременным возрастанием значений ЭХЭП сейсмического поля (рис. 1a, 2a). Сделан вывод о том, что землетрясения (выше 6 класса) ведут к перестройке системы трещин и горных пород, что ярко проявляется в вариациях геофизических полей. Доказательствами заметного схожего характера таких вариаций является ряд опубликованных работ [13–16].

Заключение

Результаты интерпретации наблюдений, полученных в сейсмоактивных регионах Центрального Тянь–Шаня в 2018 г., свидетельствуют о синхронности в поведении вариаций электромагнитных параметров (энергетической характеристики и частотно–временных разрезов кажущегося сопротивления $\rho_к$) и сейсмического поля под влиянием пространственно–временного распределения сейсмичности, лунно–солнечных приливов и других факторов. Можно сделать вывод о том, что планетарные и межпланетные эффекты проявляются даже на относительно непродолжительных промежутках времени (~10 часов). При условии продолжительных мониторинговых записей (~1–3 суток) наблюдаются другие интересные феномены, например, смены картины в частотно–временных рядах, связанные с деформационными процессами, сопутствующими сейсмическим событиям, и могут быть использованы для оценки чувствительности к ним.

Благодарности

Работы по адаптации методики выполнялись при поддержке гранта РФФИ 20–05–00475. Изучение взаимосвязи вариаций динамики геофизических параметров с напряженно–деформированным состоянием объектов геосреды – для государственного задания НС РАН тема АААА–А19–119020190063–2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Свердлик Л.Г., Имашев С.А. Аномалии температуры атмосферы в периоды сейсмической активности // Журнал СФУ. Техника и технологии. – 2017. – 10(6). – С. 783–793.

2. Баталева Е.А., Баталев В.Ю., Рыбин А.К. К вопросу о взаимосвязи вариаций электропроводности земной коры и геодинамических процессов // Физика Земли. – 2013. – № 3. – С. 105–113.

3. Дещеревский А.В., Лукк А.А., Сидорин А.Я. Флуктуации геофизических полей и прогноз землетрясений // Физика Земли. – 2003. – № 4. – С. 3–20.

4. Быков В.Г. Предсказание и наблюдение деформационных волн Земли // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – 9(3). – С. 721–754.

5. Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Рыбин А.К., Александров П.Н., Матюков В.Е., Непеина К.С., Забинякова О.Б., Казначеев П.А. Теоретические обоснования исследований деформационных процессов в литосфере Земли на основе сейсмических и электромагнитных полей эндогенного происхождения. Математическое моделирование процессов и систем. Колл. моногр. по матер. пленар. докл. VIII Междунар. мол. науч.–прак. конф. 4–7 октября 2018 г. Ч. I. отв. ред. С.А. Мустафина. – Стерлитамак: Стерлитамакский филиал БашГУ, 2018. – С. 95–122.

6. Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Рыбин А.К., Александров П.Н., Матюков В.Е., Забинякова О.Б. Разделение магнитотеллурического поля на экзогенную и эндогенную составляющие. Первые практические результаты. Материалы IV Школы – семинара «Гординские чтения». – М.: ИФЗ РАН, 2017. – С. 25–29.

7. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019618606. Программа разделения электромагнитного поля по положению источников по данным магнитотеллурических зондирований / Александров П.Н., Баталева Е.А. – М., 2019. 1 с.

8. Казначеев П.А., Матюков В.Е., Александров П.Н., Непеина К.С. Разработка и опробование трехкомпонентной градиентной установки для регистрации сейсмоакустического поля в геодинамически активных регионах // Сейсмические приборы. – 2019. – Т. 55, № 1. – С. 46–58.

9. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019618936. Программа обработки данных регистрации сейсмических данных, зарегистрированных градиентной установкой / Александров П.Н., Непеина К.С. – М., 2019. –1 с.

10. Непеина К.С., Казначеев П.А., Александров П.Н. Сейсмический мониторинг современных геодинамических процессов с использованием градиентной установки // Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле. – 2019. – № 4 (44). – С. 84–92.

11. Дергач П.А., Дучков А.А., Юшин В.И. Использование геофонов в локальных сетях сейсмологического мониторинга // Интерэкспо Гео–Сибирь. XV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – № 3. – С. 140–146.

12. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И. Магнитотеллурическое зондирование горизонтально–однородных сред. – М.: Недра, 1992. – 250 с.

13. Баталев В.Ю., Баталева Е.А., Матюков В.Е., Рыбин А.К. Изучение необратимых деформаций в литосфере Тянь–Шаня по магнитотеллурическим данным (методологический аспект) // Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле. – 2019. – № 2 (42). – С. 42–56.

14. Матюков В.Е., Баталева Е.А., Непеина К.С. О новых возможностях в изучении необратимых деформаций литосферы Тянь–Шаня // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2019. – Т. 6. – № 1. – С. 189–196.

15. Шалагинов А.Е., Неведрова Н.Н., Шапаренко И.О. Вариации электрофизических параметров по данным электромагнитного мониторинга как индикатор активности разломных зон // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9, № 1. – С. 93–107.

16. Неведрова Н.Н., Шалагинов А.Е. Мониторинг электромагнитных параметров в зоне сейсмической активизации Горного Алтая // Геофизика. – 2015. – № 1. – С. 31–40.

REFERENCES

1. Sverdlik L.G., Imashev S.A. Anomalii temperatury atmosfery v periody sejsmicheskoj aktivnosti // Zhurnal SFU. Tekhnika i tekhnologii. – 2017. – 10(6). – S. 783–793.

2. Bataleva E.A., Batalev V.Y., Rybin A.K. On the question of the interrelation between variations in crustal electrical conductivity and geodynamical processes // Izvestiya. Physics of the Solid Earth. – 2013. – T. 49, № 3. – pp. 402–410.

3. Deshcherevsky A.V., Lukk A.A., Sidorin A.Ya. Fluctuations of geophysical fields and earthquake prediction // Izvestiya. Physics of the Solid Earth. – 2003. – T. 39, № 4. – pp. 267–282.

4. Bykov V.G. Predskazanie i nabljudenie deformacionnyh voln Zemli // Geodinamika i tektonofizika. – 2018. – 9(3). – S. 721–754.

5. Batalev V.Yu., Bataleva E.A., Rybin A.K., Aleksandrov P.N., Matiukov V.E., Nepeina K.S., Zabinyakova O.B., Kaznacheev P.A. Teoreticheskie obosnovanija issledovanij deformacionnyh processov v litosfere Zemli na osnove sejsmicheskih i jelektromagnitnyh polej endogennogo proishozhdenija. Matematicheskoe modelirovanie processov i sistem. Koll. monogr. po mater. plenar. dokl. VIII Mezhdunar. mol. nauch.–prak. konf. 4–7 oktjabrja 2018 g. Ch. I. otv. red. S.A. Mustafina. – Sterlitamak: Sterlitamakskij filial BashGU, 2018. – S. 95–122.

6. Batalev V.Yu., Bataleva E.A., Rybin A.K., Aleksandrov P.N., Matiukov V.E., Zabinyakova O.B. Razdelenie magnitotelluricheskogo polja na ekzogennuju i endogennuju sostavljajushhie. Pervye prakticheskie rezul'taty. Materialy IV Shkoly – seminara «Gordinskie chtenija». – M.: IFZ RAN, 2017. – S. 25–29.

7. Svidetel'stvo o registracii programmy dlja EVM RU 2019618606. Programma razdelenija elektromagnitnogo polja po polozheniju istochnikov po dannym magnitotelluricheskih zondirovanij / Aleksandrov P.N., Bataleva E.A. – M., 2019. – 1 s.

8. Kaznacheev P.A., Matiukov V.E., Aleksandrov P.N., Nepeina K.S. Development of a Three–Axis Gradient System for Seismoacoustic Data Acquisition in Geodynamically Active Regions // Seismic Instruments. – 2019. – Vol. 55. – Is. 5. – pp. 535–543.

9. Svidetel'stvo o registracii programmy dlja EVM RU 2019618936. Programma obrabotki dannyh registracii sejsmicheskih dannyh, zaregistrirovannyh gradientnoj ustanovkoj / Aleksandrov P.N., Nepeina K.S. – M., 2019. – 1 s.

10. Nepeina K.S., Kaznacheev P.A., Alexandrov P.N. Sejsmicheskij monitoring sovremennyh geodinamicheskih processov s ispol'zovaniem gradientnoj ustanovki // Vestnik KRAUNC. Serija: Nauki o Zemle. – 2019. – № 4 (44). – S. 84–92.

11. Dergach P.A., Duchkov A.A., Yushin V.I. Ispol'zovaniye geofonov v lokal'nykh setyakh seysmologicheskogo monitoringa // Interjekspo GEO–Sibir' XV Mezhdunar. nauch. kongr., 24–26 aprelja 2019 g., Novosibirsk: sb. materialov v 9 t. T. 2: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija». – Novosibirsk: SGUGiT. – 2019. – № 3. – S. 140–146.

12. Berdichevskiy M.N., Dmitriyev V.I. Magnitotelluricheskoe zondirovanie gorizontal'no–odnorodnyh sred. – M.: Nedra, 1992. – 250 s.

13. Batalev V.Yu., Bataleva E.A., Matyukov V.E., Rybin A.K. Izuchenije neobratimykh deformatsiy v litosfere Tyan'–Shanya po magnitotelluricheskim dannym (metodologicheskiy aspekt) // Vestnik KRAUNTS. Seriya: Nauki o Zemle. – 2019. – № 2 (42). – S. 42–56.

14. Matyukov V.E., Bataleva E.A., Nepeina K.S. O novyh vozmozhnostjah v izuchenii neobratimyh deformacij litosfery Tjan'–Shanja // Fundamental'nye i prikladnye voprosy gornyh nauk. – 2019. – T. 6. – № 1. – S. 189–196.

15. Shalaginov A.E., Nevedrova N.N., Shaparenko I.O. Variacii elektrofizicheskih parametrov po dannym elektromagnitnogo monitoringa kak indikator aktivnosti razlomnyh zon // Geodinamika i tektonofizika. – 2018. – T. 9, № 1. – S. 93–107.

16. Nevedrova N.N. Shalaginov A.E. Monitoring elektromagnitnyh parametrov v zone sejsmicheskoj aktivizacii Gornogo Altaja // Geofizika. – 2015. – № 1. – S. 31–40.

© К.С. Непеина, В.Е. Матюков, 2020

УДК 550.379 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-055

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО СИГНАЛА ПРОФИЛЬНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ С ДРЕЙФУЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ

Полина Сергеевна Осипова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3,младший научный сотрудник, e–mail: OsipovaPS@ipgg.sbras.ru

Аркадий Владимирович Злобинский
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e–mail: ZlobinskiyAV@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Потапов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e–mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

В рамках проекта РНФ для изучения среды в Арктическом регионе предлагается использование дрейфующей поверхности, на которой будут размещены геофизические установки. Предлагаемый метод электроразведки – зондирование с круговым электрическим диполем в качестве источника. Изучение применимости методики требует трёхмерного моделирования получаемого сигнала. В работе показаны некоторые результаты моделирования с использованием предложенного ранее алгоритма, основанного на приближении Борна.

Ключевые слова: морские электромагнитные зондирования, круговой электрический диполь, борновское приближение

SIMULATION OF ELECTROMAGNETIC SIGNAL OF PROFILE OBSERVATIONS FROM A DRIFTING SURFACE

Polina S. Osipova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Junior Researcher, e–mail: OsipovaPS@ipgg.sbras.ru

Arkadiy V. Zlobinskiy
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph.D., Senior Researcher, e–mail: ZlobinskiyAV@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Potapov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph.D., Senior Researcher, e–mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

As part of the RSF project, the use of a drifting surface on which geophysical installations will be placed is proposed to study the environment in the Arctic region. The proposed method of electrical exploration is sounding with a circular electric dipole as a source. Studying the applicability of the

technique requires three–dimensional simulation of the received signal. The paper shows some simulation results using the previously proposed algorithm based on the Born approximation.

Key words: marine electromagnetic sounding, circular electrical dipole, Born approximation.

Морские геоэлектромагнитные зондирования с искусственными источниками в Арктическом регионе затруднены влиянием проводящего слоя морской воды, к тому же покрытого льдом. Перспективным методом электроразведки для изучения разреза морских отложений с поверхности воды является метод зондирования вертикальными токами. Предлагается методика зондирований, чувствительных к контрастно высоко– и низкоомным аномалиям, а также независящих радикально от глубины моря, с использованием поля TM–поляризации. В таком случае оптимальным контролируемым источником является круговой электрический диполь (КЭД) [1, 2]. Для реализации трехмерного моделирования поля КЭД предложено программное обеспечение 3D_CED, алгоритм которого основан на приближении Борна, что приводит к линеаризации прямой задачи по отношению к небольшому трехмерному возмущению в однородной среде. В результате получаем более гибкий математический аппарат по сравнению с алгоритмами программы GeoPrep, основанными на методе конечных элементов [5]. Ранее в работах [3, 4] были показаны теоретические обоснования и первые вполне успешные результаты моделирования поля КЭД при зондировании с ледовой поверхности.

Итак, источник – круговой электрический диполь с током I, радиуса a с центром в точке $S(x_0, y_0)$ на дневной поверхности (для определенности). Рассмотрим гармонический режим. Нормальное (одномерное) решение известно:

$$E^0_{x,y,z}(x, y, z, S, \omega) = I \cdot e^0_{x,y,z}(x, y, z, S, \omega),$$

где S – конфигурация источника. Пусть имеется некоторое возмущение проводимости $\Delta\sigma$ в области V $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$. В этой области первое уравнение Максвелла есть:

$$rot\boldsymbol{H} = \sigma_0 \cdot \boldsymbol{E} + \Delta\sigma \cdot \boldsymbol{E},$$

где σ_0 – представляет одномерную среду. Будем рассматривать $\Delta\sigma\boldsymbol{E}$ как дополнительный источник в 1D среде. Область возмущения можно представить совокупностью электрических диполей с моментами $dI_{x,y,z} = \Delta\sigma \cdot E^0_{x,y,z} \cdot d\bar{x}d\bar{y}d\bar{z}$, где $E^0_{x,y,z}$– электрические компоненты нормального (не возмущённого) поля, которым мы заменяем полное поле. Замена полного поля нормальным как раз и даёт приближённое линеаризованное решение. Подробнее алгоритм описан в работе [3].

Представленное выше решение использовано в программе 3D_CED, в которой в условиях трехмерной геологической среды было выполнено моделирование для стационарной установки КЭД и приёмников. Модель среды представляет собой три слоя (вода, первый слой отложений, второй слой отложений) с аномалией в первом слое. Анализ результатов показал следующее. Предложенное математическое обеспечение дает результаты, не сильно отличающиеся от данных точного подхода, но имеет свои особенности. Эффективность приемно–питающей установки КЭД не теряется при расположении на поверхности моря (на льду), а не на дне. Однако толщина слоя воды в дальнейших экспериментах уменьшена в два раза и составляет 1000 м.

Для следующего шага тестирования программы определена новая модель среды (рис.1a). Здесь приёмно–питающая установка дрейфует над выступом в морском дне, то есть выполняется профилирование. На рис. 1b показан план установки КЭД, точек измерения (1 и 2) и выступ с параметрами 2000×800×200 м. Ток в источнике 1000 А, радиус КЭД 2000 м. Измеряем индуктивными датчиками (компонента *dBz/dt*) с моментом приёмных катушек 10^6 м^2 и приемными линиями (e_x, e_y) длиной 1 м, но с усилительным коэффициентом 3000. Расчеты выполнены с шагом 200 м на 70–ти точках.

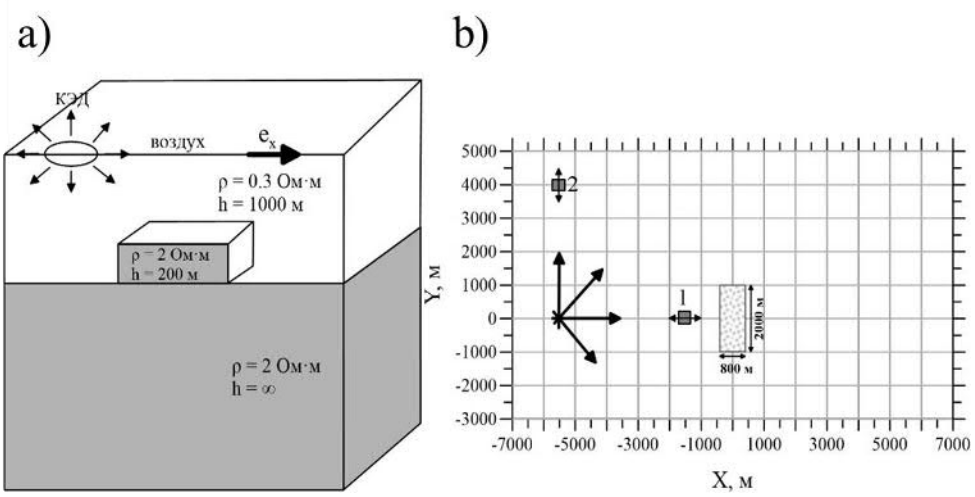


Рис. 1. Разрез среды (a) и план расположения КЭД и точек наблюдения (b)
Fig. 1. The section of the environment (a) and the schematic of the CED and observation points (b)

Также, как и на предыдущем этапе моделирования [3, 4], для подтверждения расчётов сигналы моделировались и в программе GeoPrep. На рис. 2 показаны кривые становления сигнала для магнитных и электрических компонент в обеих программах.

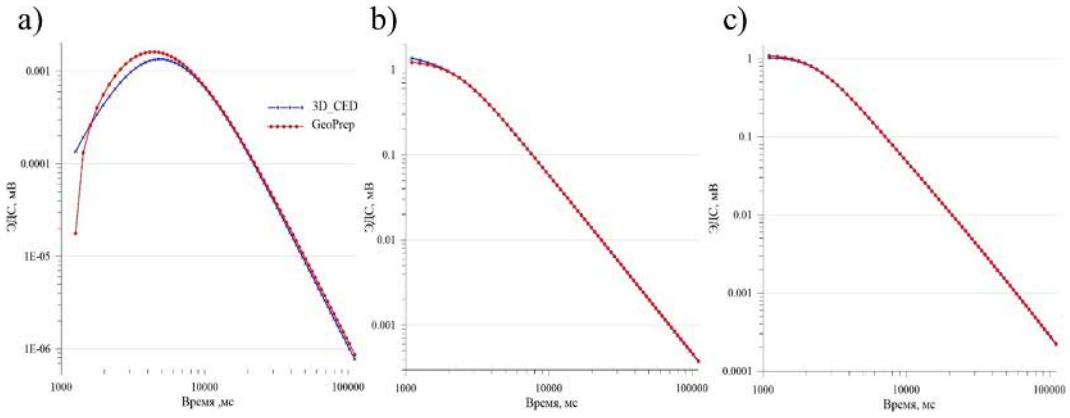


Рис. 2. Сравнение кривых становления при нахождении центра КЭД в точке X=–2400: a) – dB_z/dt в точке 2, b) – e_x в точке 1, c) – e_y в точке 2
Fig. 2. Comparison of the formation curves when finding the center of CED at the point X = –2400: a) – dB_z/dt at point 2, b) – e_x at point 1, c) – e_y at point 2

Сравнение показывает работоспособность борновского приближения в режиме становления при расчете аномального поля КЭД. Анализ графиков

позволяет сказать, что согласно принципам борновского приближения (низкочастотного), кривые лучше совпадают на поздних временах. Поэтому рассматриваемые далее сигналы взяты на времени 10.2 секунды.

Результаты моделирования в программе 3D_CED сигнала профилирования над выступом показаны на рис. 3. Значения сигнала получены в измеряемом диапазоне, и аномалия выделяется на фоновом значении как при прохождении через центр выступа, так и по его краям. Отметим, что на рисунке приведено только поле от трехмерных объектов, так называемое аномальное поле, т.е. это разница между полем только от вмещающей одномерной среды и полем от вмещающей среды и трехмерного объекта.

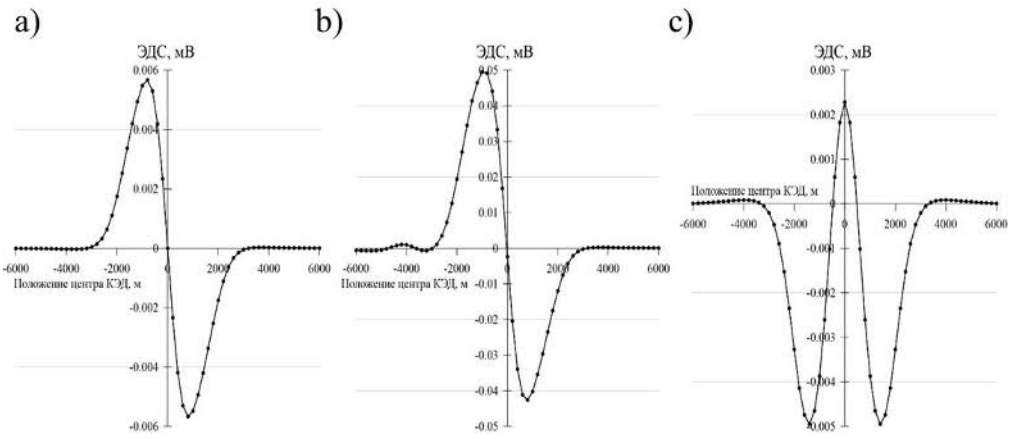


Рис. 3. Кривые профилирования для аномального поля: а) – dB_z/dt в точке 2, б) – e_x в точке 1, в) – e_y в точке 2

Fig. 3. Profiling curves for anomalous field: a) – dB_z/dt at point 2, b) –e_x at point 1, c) – e_y at point 2

Таким образом, математическое обеспечение, основанное на приближении Борна, для трёхмерной среды дает результаты не только при зондировании среды в неподвижном состоянии, но и при профилировании. Несмотря на то, что рельеф дна отслеживается более точно другими методами, значение таких электромагнитных наблюдений состоит в том, что контролируется и проверяется чувствительность измерений и могут делаться поправки для более глубинных зондирований.

Работа выполнена под руководством доктора технических наук В.С. Могилатова. Исследования выполняются при финансовой поддержке гранта РНФ № 18–17–00095.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Могилатов В.С. Морские геоэлектромагнитные исследования с контролируемыми источниками [Электронный ресурс] // Геомодель 2018: 20–я юбилейная конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 10–14 сентября 2018 г.): Тезисы докладов. – Геленджик: EAGE, 2018. – С. 1–4.

2. Могилатов В.С., Злобинский А.В. Геоэлектрический эксперимент в Арктике (проект) // Геофизика. – 2016. – № 1. – С. 75–80.

3. Могилатов В.С., Осипова П.С., Злобинский А.В. Теоретико–методическое обоснование зондирований становлением электромагнитного поля с дрейфующего льда в Арктике // Геология и геофизика. – 2020. DOI: 10.15372/GiG2019130 (В печати).

4. Осипова П.С., Могилатов В.С., Злобинский А.В. Моделирование сигнала электромагнитных зондирований с ледовой поверхности в Арктике // Интерэкспо ГЕО–Сибирь: XV Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 24–26 апреля 2019 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – Т. 2. – № 2. – С. 116–123.

5. Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Тригубович Г.М. Компьютерное моделирование геоэлектромагнитных полей в трехмерных средах методом конечных элементов // Физика Земли. – 2011. – № 2. – С. 3–14.

REFERENCES

1. Mogilatov V.S. Morskie geoelektromagnitnye issledovaniya s kontroliruemymi istochnikami [Elektronnyj resurs] // Geomodel' 2018: 20–ya yubilejnaya konferenciya po voprosam geologorazvedki i razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza (g. Gelendzhik, 10–14 sentyabrya 2018 g.): Tezisy dokladov. – Gelendzhik: EAGE, 2018. – S. 1–4.

2. Mogilatov V.S., Zlobinskij A.V. Geoelektricheskij eksperiment v Arktike (proekt) // Geofizika. – 2016. – № 1. – S. 75–80.

3. Mogilatov V.S., Osipova P.S., Zlobinskij A.V. Teoretiko–metodicheskoe obosnovanie zondirovanij stanovleniem elektromagnitnogo polya s drejfuyushchego l'da v Arktike // Geologiya i geofizika. – 2020. DOI: 10.15372/GiG2019130 (V pechati).

4. Osipova P.S., Mogilatov V.S., Zlobinskij A.V. Modelirovanie signala elektromagnitnyh zondirovanij s ledovoj poverhnosti v Arktike // Interekspo GEO–Sibir': XV Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 24–26 aprelya 2019 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 9 t. – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. – T. 2. – № 2. – S. 116–123.

5. Persova M.G., Solovejchik YU.G., Trigubovich G.M. Komp'yuternoe modelirovanie geoelektromagnitnyh polej v trekhmernyh sredah metodom konechnyh elementov // Fizika Zemli. – 2011. – № 2. – S. 3–14.

© П.С. Осипова, А.В. Злобинский, В.В. Потапов, 2020

УДК 550.8+532.685+539.3 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-056

ЭВОЛЮЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ В ДЕФОРМИРУЕМОЙ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ ТРЕЩИНОВАТО–ПОРИСТОГО ПЛАСТА

Михаил Николаевич Петров
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, тел.: +7(383)330–49–53, e–mail: petrovmn.93@mail.ru

Галина Владимировна Нестерова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(383)330–49–53, e–mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Игорь Николаевич Ельцов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, директор, доктор технических наук, профессор
Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, зав. кафедрой геофизических систем, тел.: +7(383)333–29–00, e–mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается численная модель двухфазной фильтрации в трещиновато–пористом пласте, вскрытым добывающей скважиной, функционирующей в режиме истощения залежи. Рассматривается изменение гидродинамических полей в прискважинной зоне в зависимости от условий разработки.

Ключевые слова: трещиновато–пористый коллектор, двухфазная фильтрация, деформация, численное моделирование

HYDRODYNAMIC FIELDS EVOLUTION IN A DEFORMED NEAR–WELL ZONE OF A FRACTURED RESERVOIR

Mikhail N. Petrov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., phone: +7(383)330–49–53, e–mail: petrovmn.93@mail.ru

Galina V. Nesterova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PhD, senior scientist, phone: +7(383)330–49–53, email: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Igor N. Yeltsov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., Doctor of Science, Professor, Director
Novosibirsk State Technical University, , 630073, Russia, Novosibirsk, 20, K. Marks Ave., Chair of the Geophysical Systems Department, phone: +7(383)333–29–00, email: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

The paper considers a numerical model of two–phase filtration in a fractured–porous reservoir exposed by a production well operating in the depletion mode of the reservoir. The change in hydrodynamic fields in the near–well zone is considered depending on the development conditions.

Key words: fractured reservoir, filtration, deformation, numerical simulation

Особенностью процессов фильтрации в трещиновато–пористых коллекторах является наличие двух проводящих систем, которые представляют собой блоки матрицы и разделяющие их системы трещин [1, 2, 5, 10, 11, 13, 15]. Каждая из них обладает собственными значениями пористости и проницаемости, что приводит к необходимости использования моделей двойной пористости/проницаемости для описания фильтрационных процессов в таких средах. На сегодня предложено не так много моделей двойной пористости/проницаемости. Еще в середине прошлого века [1, 2, 5, 10, 11, 13, 15] опубликованы модели, которые в большинстве основываются на представлении блоков в виде фигур правильной формы. Так, например, наиболее распространённая модель Урона–Рута, где блоки – правильные прямоугольные параллелепипеды, разделённые пространством трещин [1, 2, 15]. Однако, как правило, не представляется возможным сколько ни будь точно установить геометрию матричных блоков и системы трещин, поэтому наиболее выгодным является подход Баренблатта [1, 2, 5, 10, 11, 13, 15]. В таком случае блоки и трещины представляются как две сплошные среды, вложенные друг в друга и связанные обменом флюида между собой.

Таким образом, в работе рассматривается модель нефтенасыщенного трещиновато–пористого пласта, представленного в виде пространства блоков различного иерархического уровня с собственными значениями пористости ϕ_1 и проницаемости k_1, включающего в себя пространство трещин, имеющих, соответственно, пористость ϕ_2 и проницаемость k_2. Пласт вскрывается скважиной радиусом r_0. Процессы фильтрации в таком пласте описываются основными уравнениями массопереноса (здесь и далее $i = 1-2$, 1 – блоки, 2 – трещины.):

$$\begin{aligned} &\frac{\partial(\phi_i \rho S_{iw})}{\partial t} + div(\rho S_{iw} \vec{v}_i) - (-1)^i S_{iw} F = 0, \\ &\frac{\partial(\phi_i \rho S_{ip})}{\partial t} + div(\rho S_{ip} \vec{v}_i) - (-1)^i S_{ip} F = 0. \end{aligned} \qquad (1)$$

$$\vec{v}_{iw} = -(k_i / \eta_w) S_{iw}^{nw} grad(p_i),$$
$$\vec{v}_{ip} = -(k_i / \eta_{ip}) S_{ip}^{np} grad(p_i). \quad (2)$$

где ϕ_i – пористость, S_{iw} – водонасыщенность, S_{ip} – нефтенасыщеность, $S_{iw} + S_{ip} = 1$, k_i – проницаемость, η – вязкость, p_i – давление , ρ – плотность, v_i – скорость.

Учет флюидообмена между двумя системами описывается функцией $F = \rho k_1 (p_1 - p_2) G / \eta$, которая характеризует переток из–за разности давлений в блоках и трещинах через удельную поверхность вещества блоков G [1, 2].

Поскольку в прискважинной области происходит резкое изменение пластового давления, вызванного течением флюида, то в этой области наблюдается изменение напряженного состояния среды, что приводит к её деформированию. А как показывают различные исследования [12,16], при этом происходит изменение фильтрационно–емкостных характеристик, выражающиеся, как правило, в падении значения проницаемости при возрастании эффективного напряжения. С учетом этого в уравнение фильтрации вводятся зависимости коэффициента проницаемости от эффективного напряжения. Эта зависимость для блоков и трещин принята в виде: $k_i = k_i^0 K(s)$ [3,4,6–9], где $K(s) = \exp(\gamma s)$, $s = \sigma + P$, где $P = Bp_1 + (1 - B)p_2$, B – параметр Био, σ – среднее напряжение, γ – эмпирическая константа.

Таким образом, систему (1)–(2) можно привести к двум параболическим уравнениям [7]:

$$(\beta\phi_1^0 + \alpha_{11}) \frac{\partial p_1}{\partial t} - \alpha_{21} \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{k_1^0}{\beta\eta_p} div(K(s) Q(S_{iw}, S_{1p}) grad\ p) - F,$$
$$(\beta\phi_2^0 + \alpha_{22}) \frac{\partial p_2}{\partial t} - \alpha_{12} \frac{\partial p_1}{\partial t} = \frac{k_2^0}{\beta\eta_p} div(K(s) Q(S_{2w}, S_{2p}) grad\ p) + F. \quad (3)$$

где $Q(S_{i1}, S_{ip}) = S_{iw} + \eta_w S_{ip} / \eta_p$, α_{ii} – сжимаемость блоков и трещин, β – сжимаемость флюида.

При этом уравнение изменения водонасыщенности для обеих сред

записываются как:

$$\phi_i^0 \frac{\partial S_{iw}}{\partial t} = \frac{k_i^0}{\eta_w} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rK(s) S_{iw}^{n_w} \frac{\partial p_i}{\partial r}) - S_{iw} F. \quad (4)$$

Уравнения (3)–(4) решались численными методами, при этом деформирование пласта описывалось классическими уравнениями теории упругости, которые решались аналитически.

Рассматривается ситуация, моделирующая процесс добычи флюида из трещиновато–пористого пласта в режиме истощения залежи, когда давление в стволе скважины ниже пластового давления. Это означает отсутствие притока флюида на контуре питания, то есть на границе расчетной области задается условие $\partial p_i / \partial t = 0$.

Одним из важных параметров, характеризующих добычу флюида, является градиент давления между стволом скважины и пластом. На рис. 1 приведены распределения пластового давления в разные моменты времени, соответствующие разным градиентам давления. Верхний условно иллюстрирует фонтанную добычу, когда в стволе скважины не создается никакого стороннего давления и оно равно атмосферному. Нижний соответствует щадящему режиму добычи с небольшим градиентом давления, предназначенным для того, чтобы в прискважинной зоне не создавалась область необратимого деформирования.

Как видно, в обоих случаях за счет большей проницаемости основную роль в фильтрации играет система трещин, особенно на ранних этапах эксплуатации, при этом блоки будут играть роль стороннего источника флюида за счет функции обмена и их вклад в процесс фильтрации определяется удельной поверхностью G. Кроме того, в обоих случаях наблюдается падение со временем пластового давления, что приведет к деформированию пласта. И если в случае щадящего режима пласт будет деформироваться упруго, то при фонтанном, за счет резкого падения давления в прискважинной области, возникнет зона необратимого деформирования.

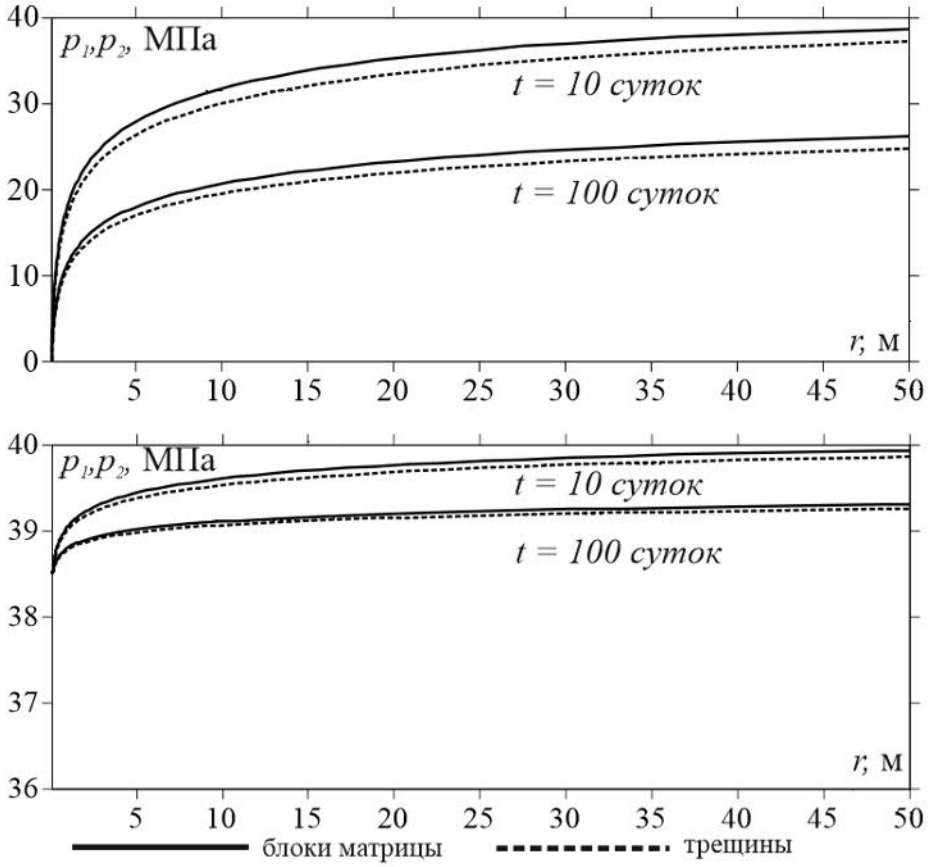


Рис. 1. Распределение пластового давления в моменты времени 10 и 100 суток
Fig. 1. Distribution of reservoir pressure at times 10 and 100 days

На рис. 2 приведено распределение относительного изменения проницаемости для блоков и трещин при тех же градиентах давления и времен. В обоих случаях в дальней от скважины области пласт деформируется упруго и скорость падения проницаемости определяется изменением пластового давления, но при щадящем режиме оно меньше. При фонтанной добыче (черная линия), как уже говорилось ранее, перепад давления в прискважинной области значительный, достигается предел прочности породы, от чего и возникает зона необратимого деформирования, обозначенная как $r*$, размер которой так же меняется со временем.

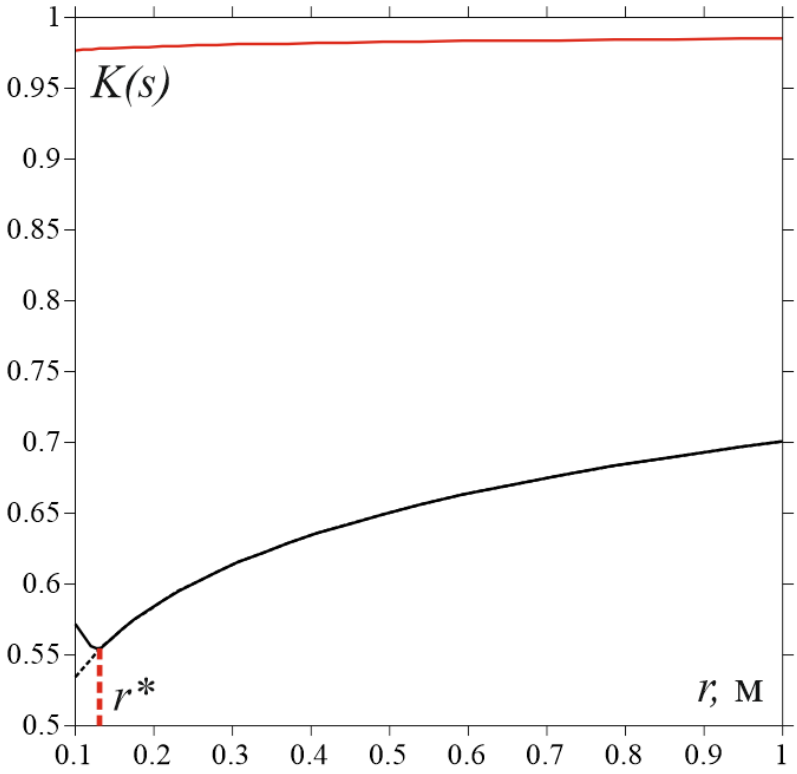


Рис. 2. Зависимость относительного изменения проницаемости при разных градиентах давления
Fig. 2. Distribution of the relative change in permeability at different pressure gradients

С учетом этого рис. 3 иллюстрирует поведение параметра водонасыщенности. Поскольку основная фильтрация происходит по системе трещин, то в дальней от скважины зоне пласта значительное изменение претерпевает водонасыщенность именно в этой системе. Однако из–за процессов в прискважинной области именно здесь в обоих случаях наблюдается резкое падение водонасыщенности.

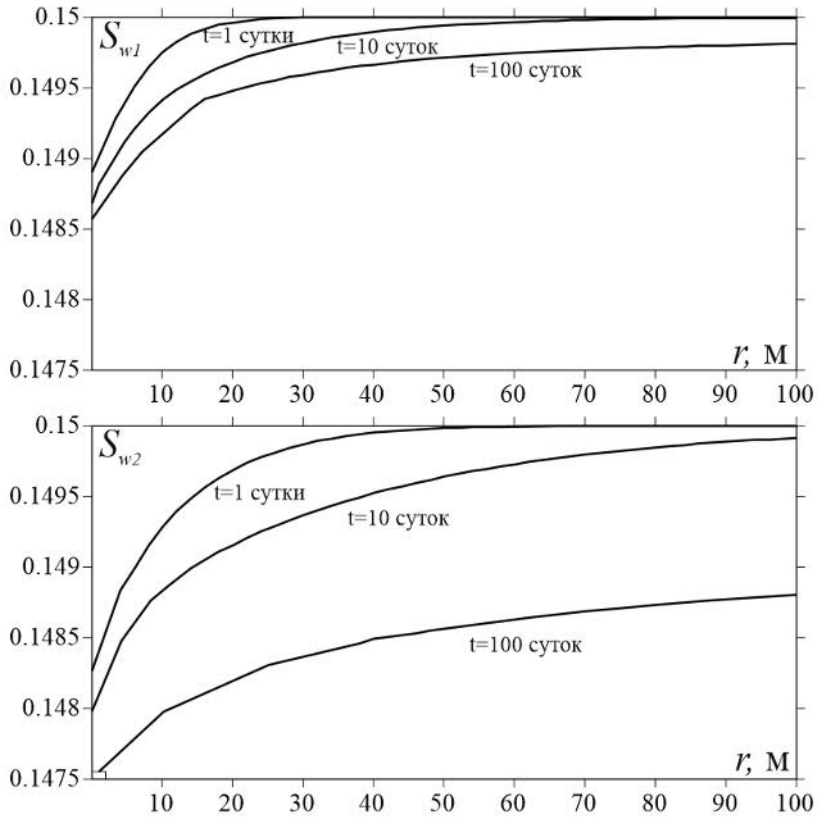


Рис. 3. Распределение водонасыщености в блоках S_{w1} и трещинах S_{w2} в разные моменты времени

Fig. 3. Distribution of water saturation in blocks S_{w1} and fractures S_{w2} at different time points

В заключение можно сказать, что рассмотренная в работе модель является продолжением работ [7, 9] и подтверждает полученные ранее в них качественные и количественные закономерности для гидродинамических полей в трещиновато–пористых пластах, но уже с учетом двухфазной системы фильтрации.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0015 «Реалистичные теоретические модели и программно–методическое обеспечение геоэлектрики гетерогенных геологических сред».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ПММ. – 1960. – Т.24. – Вып.5. – С.852–864.

2. Голф–Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых

коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

3. Ельцов И.Н., Назаров Л.А Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // Доклады РАН. – 2012. – Т. 442. – №6. – С. 677–680.

4. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5. – С. 978–990.

5. Куштанова Г. Г. Некоторые особенности нестационарной фильтрации в трещиновато–пористых коллекторах // Нефтегазовое дело. – 2007. – №1 – С. 1–9.

6. Назаров Л.А., Назарова Л.А. Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато–пористого породного массива в окрестности добычной скважины // ФТПРПИ. – 2016. – № 3. – С. 11–20.

7. Назарова Л.А., Петров М.Н. Эволюция геомеханических и гидродинамических полей в окрестности добывающей скважины в деформируемом трещиновато–пористом породном массиве // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2017. XIII Междунар. науч. конгр. (: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб. материалов в 4 т.. г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017. – Новосибирск: СГУГиТ,2017. – Т. 3. – С. 221–226.

8. Нестерова, Г.В., Ельцов, И.Н., Киндюк, В.А., Назаров, Л.А., Назарова, Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо–деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – С. 327–344.

9. Петров М.Н., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назарова Л.А. Численное моделирование расходных характеристик добывающей скважины в трещиновато–пористом пласте с учетом деформационных процессов // Каротажник. – 2019. – № 2 (296). – С. 34–44.

10. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена–Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере Турне–Фаменской залежи озерного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12.

11. Щипанов А.А. Модель двухфазной фильтрации в деформируемом трещиновато–пористом пласте // Вестник ПНИПУ. – Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2004 – Т. 5. – С. 92–98.

12. Chabezloo, S., Sulem, J., Guedon, S., Martineau, F. Effective stress law for the permeability of limestone // Int. J. Rock Mech. Min. Sci – 2009. – Vol. 46. – №2. – P. 297–306.

13. Jing Lu, Jinbao Qu A new dual–permeability model for naturally fractured reservoirs // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference: conference proceeding. Abu Dhabi, UAE, 13–16 November, 2017. – Abu Dhabi, UAE, 2017. – P. 20. – SPE–188553–MS.

14. Presho M., Wo S., Ginting V. Calibrated dual porosity, dual permeability modeling of fractured reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering – 2011 – № 77. – P. 326–337.

15. Warren J. E., Root P. E. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. Journal – 1963 – Vol. 3. – P. 245–255.

16. Zoback, M.D., Nur, A. Permeability and effective stress // Bulletin of American Association of Petroleum Geol. – 1975. – Vol. 59. – P. 154–158.

REFERENCES

1. Barenblatt G.I., Zheltov YU.P., Kochina I.N. Ob osnovnykh predstavleniyakh teorii odnorodnykh zhidkostey v treshchinovatykh porodakh // PMM. – 1960. – T.24, vyp.5. – S.852–864.

2. Golf–Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov. – M : Nedra, 1986. – 608 s.

3. Yel'tsov I.N., Nazarov L.A Nazarova L.A., Nesterova G.V., Epov M.I. Interpretatsiya geofizicheskikh izmereniy v skvazhinakh s uchetom gidrodinamicheskikh i geomekhanicheskikh protsessov v zone proniknoveniya // Doklady RAN. – 2012. – T. 442. – №6. – S. 677–680.

4. Yel'tsov I.N., Nazarova L.A., Nazarov L.A., Nesterova G.V., Sobolev A.YU., Epov M.I. Skvazhinnaya geoelektrika neftegazovykh plastov, raznorodnykh po repressii davleniya v neravnokomponentnom pole napryazheniy // Geologiya i geofizika. – 2014. – T. 55. – № 5. – S. 978–990.

5. Kushtanova G. G. Nekotoryye osobennosti nestatsionarnoy svyazi v treshchinovato–poristykh kollektorakh // Neftegazovoye delo. – 2007. – №1 – S. 1–9.

6. Nazarov L.A., Nazarova L.A. Evolyutsiya napryazhennosti i pronitsayemosti treshchinovato–poristogo porodnogo massiva v okrestnostyakh dobyvayushchey skvazhiny // FTPRPI. – 2016. – № 3. – S. 11–20.

7. Nazarova L.A., Petrov M.N. Evolyutsiya geomekhanicheskikh i gidrodinamicheskikh poley v okrestnostyakh dobyvayushchey skvazhiny v deformiruyemom treshchinovato–poristom porodnom massive // Interekspo GEO–Sibir'–2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Poisk i razvedka mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Ekonomika. Geoekologiya»: Sbornik materialov v 4 t, g. Novosibirsk, 17–21 aprelya 2017 g. Novosibirsk: SGUGiT, 2017. – T. 3. – S. 221–226.

8. Nesterova, G.V., Yel'tsov, I.N., Kindyuk, V.A., Nazarov, L.A., Nazarova, L.A. Modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov v napryazhenno–deformirovannoy srede i geofizicheskikh prilozheniyakh // Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy 2014. Sbornik statey. – M.: «YEAGE Geomodel'», 2014. – S. 327–344.

9. Petrov M.N., Nesterova G.V., Yel'tsov I.N., Nazarova L.A. Chislennoye modelirovaniye raskhodnykh kharakteristik dobyvayushchey skvazhiny v treshchinovato–poristom plaste s uchetom deformatsionnykh protsessov // Karotazhnik. – 2019. – № 2 (296). – S. 34–44

10. Cherepanov S.S. Kompleksnoye izucheniye treshchinovatosti karbonatnykh zalezhey metodom Uorrena–Ruta s ispol'zovaniyem dannykh seysmofatsial'nogo analiza (na primere Turne–Famenskoy zalezhi ozernogo mestorozhdeniya). // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoye i gornoye delo. – 2015. – № 14. – S. 6–12.

11. Shchipanov A.A. Model' dvukhfaznoy reaktsii v deformiruyemom treshchinovato–poristom plaste // Vestnik PNIPU. – Geologiya, neftegazovoye i gornoye delo. – 2004 g. – T. 5. – S. 92–98.

12. Chabezloo, S., Sulem, J., Guedon, S., Martineau, F. Effective stress law for the permeability of limestone // Int. J. Rock Mech. Min. Sci – 2009. – Vol. 46. – №2. – P. 297–306.

13. Jing Lu, Jinbao Qu A new dual–permeability model for naturally fractured reservoirs // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference: conference proceeding. Abu Dhabi, UAE, 13–16 November, 2017. – Abu Dhabi, UAE, 2017. – P. 20. – SPE–188553–MS.

14. Presho M., Wo S., Ginting V. Calibrated dual porosity, dual permeability modeling of fractured reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering – 2011 – № 77. – P. 326–337.

15. Uorren Dzh. E., Rut P. E. Povedeniye treshchinovatykh kollektorov // Sots. Benzin. Eng. Zhurnal – 1963 – Tom. 3. – S. 245–255.

16. Zoback, M.D., Nur, A. Permeability and effective stress // Bulletin of American Association of Petroleum Geol. – 1975. – Vol. 59. – P. 154–158.

© М.Н. Петров, Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов, 2020

УДК 519.65:556.31 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-057

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Андрей Гарьевич Плавник
Западно–Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, доктор технических наук, главный научный сотрудник, зав. лабораторией.
Тюменский индустриальный университет, 625001, г. Тюмень, ул. Володарского, д.56, профессор, e–mail: plavnikag@ipgg.sbras.ru

Марина Владимировна Ицкович
Западно–Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, младший научный сотрудник, e–mail: ickovichmv@ipgg.sbras.ru

Владимир Петрович Астафьев
Западно–Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, инженер, e–mail: 7astafev18@gmail.com

Кирилл Максимович Погарцев
Западно–Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, д.74, инженер, e–mail: kirill.pogartsev@ya.ru

В работе представлены программные средства трехмерного моделирования химического состава подземных вод, построения разрезов и карт гидрохимических показателей с детальностью до отдельных водоносных горизонтов и с оценкой надежности результатов. Разработанный программный модуль обеспечивает эффективную обработку больших объемов гидрогеохимической информации и выполнение автоматизированных расчетов для комплекса водорастворенных компонентов.

Ключевые слова: подземные воды, пространственная модель, карты, разрезы, Западно–Сибирский мегабассейн

AUTOMATED CONSTRUCTION OF A SPATIAL HYDROGEOCHEMICAL MODEL

Andrey G. Plavnik
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaya St., 74, Doctor of Technical Sciences, Chief Researcher, Head the laboratory.
Tyumen Industrial University, 625000, Russia, Tyumen, Volodarskogo St., 58, Professor, e–mail: plavnikag@ipgg.sbras.ru

Marina V. Itskovich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaya St., 74, Junior Researcher, e–mail: ickovichmv@ipgg.sbras.ru

Vladimir P. Astafiev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaya St., 74, engineer, e–mail: 7astafev18@gmail.com

Kirill M. Pogartsev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, 625026, Russia, Tyumen, Taimyrskaya St., 74, engineer, e–mail: kirill.pogartsev@ya.ru

The paper presents software tools for three–dimensional modeling of the groundwater chemical composition, constructing cross–sections and maps of groundwater chemical parameters detailed up to individual aquifers with functionality for assessing the results' reliability. The developed software module provides efficient processing of large volumes of hydrogeochemical information and automated calculations for a complex of groundwater components.

Key words: groundwater, radial profile, spatial model, map, cross–section, West Siberian megabasin

Применение современных методов автоматизированной обработки данных широко используется для создания трехмерных моделей геологических и гидродинамических параметров продуктивных отложений месторождений углеводородов Западной Сибири. Однако использование этих программных средств для моделирования гидрохимической условий ограничивается спецификой имеющейся информации – её фрагментарностью по разрезу отложений, неравномерностью распределения по территории мегабассейна и по гидрогеологическим комплексам, сложностью учета особенностей геологического строения отложений, в частности, их структурно–литологической неоднородности и др.

На сегодняшний день основными инструментами при изучении гидрогеологических условий нижнего гидрогеологического этажа Западно–Сибирского мегабассейна, как правило, являются методы статистического анализа, стандартные классификации химического состава подземных вод и построение карт содержания отдельных гидрохимических параметров. Значительная неравномерность в распределении данных гидрохимических опробований позволяет строить региональные карты, однако картирование

параметров химического состава подземных вод при детализации построений до уровня отдельных свит или подсвит не может обеспечить достоверность и детальность получаемых результатов.

В этих условиях актуальной становится задача комплексного учета всей имеющейся информации о составе подземных вод и построения пространственной, трехмерной модели гидрогеохимических условий Западно–Сибирского мегабассейна. Накопленный существенный объем информации (более 16 тыс. проб) характеризующей подземные воды юрско–меловых отложений мегабассейна дает возможность достаточно детального пространственного анализа данных.

В основу автоматизированного построения пространственной трехмерной модели заложен метод, базирующийся на предварительном расчете условно–двумерных (радиальных) профилей приведенный в работе [4]. Радиальный профиль строится с использованием методов двумерного картирования, где в пределах заданного радиуса на него выносятся фактические данные (минерализация подземных вод или содержание отдельных растворенных в воде компонентов). В качестве координат рассматриваются расстояние (радиус) от точки, для которой строится профиль, и глубина отложений, далее по линии профиля снимаются значения картируемого параметра.

В период разработки и апробации метода, его реализация была осуществлена в полуавтоматизированном режиме (на основе программного комплекса GST [3]). Однако оперативное построение и пересчет моделей полностью в используемой программе затруднено. При высокой детализации сетки радиальных профилей, и необходимости построения трехмерных моделей для разных исследуемых параметров – в таком режиме потребуется значительные затраты во времени.

Для автоматизации расчетов разрабатывается отдельный модуль, интегрированный в программный комплекс Rack, позволяющий в автоматическом режиме выполнять расчеты условно–двумерных профилей по

заданной сетке точек. При этом двумерные построения профилей выполняются с использованием расчетной части программного комплекса GST [3], основу которого заложен аппроксимационный вариационно–сеточный метод геокартирования [1, 2, 9]. В рамках этого метода имеется возможность количественного определения и картирования дополнительного показателя – коэффициента устойчивости [5], с помощью которого можно охарактеризовать обеспеченность результатов трехмерного моделирования фактическими данными.

На данный момент программный модуль позволяет строить в автоматическом режиме трехмерную модель для отдельного гидрохимического параметра. Необходимые данные для расчетов – результаты гидрохимических опробований, карты основных структурных горизонтов и сетка координат радиальных профилей, загружаются из специализированной базы данных. Дополнительно задаются управляющие параметры для промежуточных расчетов условно–двумерных профилей [4] – шаг сетки расчета профилей, размер расчетной области, весовые коэффициенты на гидрохимические данные и параметры, обеспечивающие учет структурно–литологического строения отложений. Достоверность выбора управляющих параметров оценивается с помощью построения отдельных радиальных профилей.

Результатом проведенных расчетов во всех точках сетки трехмерной модели являются значения содержания гидрохимического компонента в подземных водах и соответствующие им значения коэффициентов устойчивости с глубиной. Программный комплекс позволяет сохранить полученную модель и использовать её для расчетов в других приложениях, либо проводить построения гидрохимических разрезов и карт в самом модуле, с привлечением расчетной части программного комплекса GST [3].

Данные полученной трехмерной сеточной модели могут использоваться для построения карт гидрохимических параметров (и связанных с ними карт коэффициентов устойчивости) отдельных свит и подсвит. Для этого необходимо

дополнительно загрузить в программный модуль карты кровли и подошвы соответствующих отложений. При построении карты в каждой точке её сетки, рассчитывается среднее значение параметра по узлам трехмерной модели, лежащим между кровлей и подошвой. В условиях увеличения точек сетки карты по сравнению с построенной моделью, дополнительные точки рассчитываются путем нахождения средневзвешенного значения ближайших узлов.

Построение гидрогеохимических разрезов по трехмерной пространственной модели осуществляется по линиям, проходящим через точки профилей. При необходимости, дополнительные точки профилей рассчитываются путем нахождения средневзвешенного значения ближайших узлов трехмерной модели. При построении пересекающихся разрезов дополнительно аналогичным способом рассчитывается профиль в точке пересечения, что обеспечивает их согласованность. Картирование гидрохимического разреза по данным радиальных профилей осуществляется с учетом специализированного подхода позволяющего учитывать модель структурно–литологического строения отложений [6, 7].

Некоторые результаты моделирования гидрогеохимических условий в области Колтогорско–Толькинской шовной зоны с использованием представленных выше программных средств приведены на рис. 1. При построении согласованной трехмерной гидрогеохимической модели выполнены расчеты условно–двумерных профилей по сетке с шагом 50 км (рис. 1а). Всего рассчитано 117 радиальных профилей, характеризующих изменение минерализации подземных вод, содержания водорастворенных компонентов и величину коэффициента устойчивости. На рис. 1 б приведена карта изменения минерализации подземных вод в отложениях Тюменской свиты, на рис. 1с, 1д – согласованные гидрогеохимические разрезы, характеризующие область в субмеридиональном и субширотном направлениях.

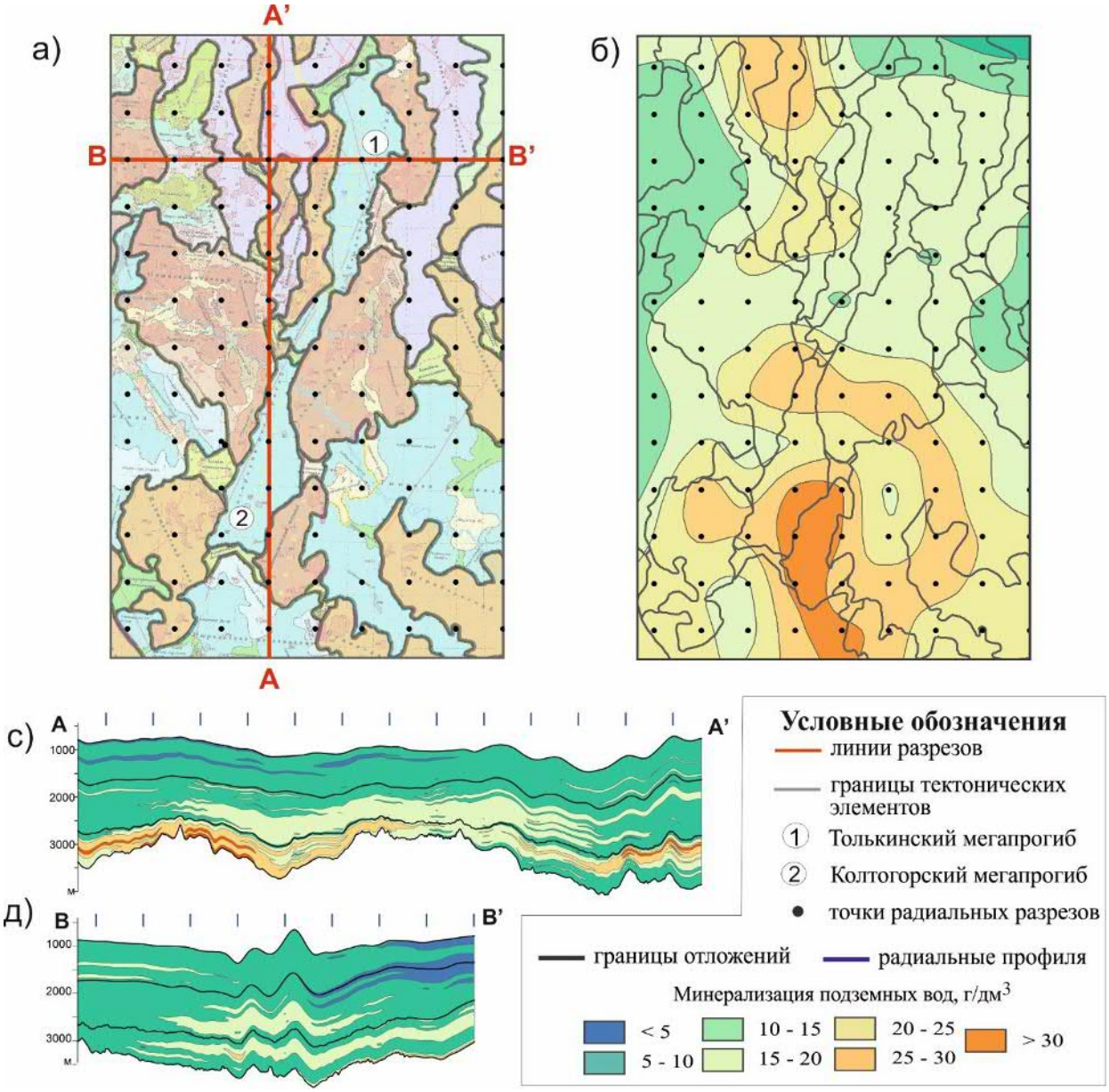


Рис. 1. Результаты построения пространственной модели
а – область исследования, б – минерализация подземных вод в отложениях тюменской свиты; с и д – минерализация по разрезу отложений
Fig. 1. The results of a spatial modelling
a – area of study, b – Tyumen Formation deposits groundwater salinity; c and d – groundwater mineralization cross–sections

Построения пространственной модели компонентного состава водорастворенного комплекса подземных вод рассматриваемой области свидетельствует об отсутствии явной связи гидрогеохимических условий с мощными тектоническими процессами, определившими формирование регионально выдержанной Колтогорско–Толькинской шовной зоны [8].

Представленный в данной работе автоматизированный метод построения трехмерной модели позволяет проводить эффективную обработку больших объемов информации, выполнять однотипные расчеты для серии различных параметров и осуществлять на их основе построение карт и разрезов гидрохимических показателей с детальностью до отдельных водоносных горизонтов даже при отсутствии или недостаточном (для прямых построений) объеме фактических данных о химическом составе подземных вод в этих объектах, с оценкой надежности построений. Получаемые результаты предоставляют дополнительную информацию и инструментарий для более детального и комплексного анализа природы гидрогеохимических условий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Волков А.М. Решение практических задач геологии на ЭВМ. – М.: Недра, 1980. – 224 с.
2. Волков А.М. Геологическое картирование нефтегазоносных территорий с помощью ЭВМ. – М.: Недра, 1988. – 221 с.
3. Гео–сплайн технология [сайт]. – Тюмень. – Профессиональный инструмент геологического картирования. – URL: http://geo–spline.ru (дата обращения: 06.04.2020). – Текст: электронный.
4. Ицкович М.В., Плавник А.Г. Метод построения согласованной квазитрехмерной модели изменения гидрогеохимических условий глубоких горизонтов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 23–31.
5. Плавник А.Г. Оценка устойчивости решения задачи картирования в рамках сплайн–аппроксимационного подхода // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – № 9. – С. 20–27.
6. Плавник А.Г., Сидоров А.Н. Картирование свойств геологических объектов с учетом анизотропии на основе моделирования деформационного преобразования // Математическое моделирование. – 2018. – Т. 30. – № 3. С. 19–36.
7. Плавник А.Г., Сидоров А.Н., Ицкович М.В. Построение гидрогеохимических разрезов с учетом структурно–литологического строения отложений // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. 11. – № 2(57). – С. 79–82.
8. Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Itskovich M.V. Quasi–three–dimensional modelling of the Jurassic–Cretaceous sediments hydrogeochemical conditions in the central part of the West Siberian megabasin // Applied Geochemistry. – 2019. – №110.
9. Plavnik A.G. Generalized spline–approximation problem formulation for spatial data modeling in geosciences // Russian Geology and Geophysics. – 2010. – Т. 51. – № 7. – С. 801–807.

REFERENCES

1. Volkov A.M. Reshenie prakticheskih zadach geologii na JeVM. –M.: Nedra, 1980. – 224 s.

2. Volkov A.M. Geologicheskoe kartirovanie neftegazonosnyh territorij s pomoshh'ju JeVM. – M.: Nedra, 1988. – 221 s.

3. Geo–splajn tehnologija [sajt]. – Tjumen'. – Professional'nyj instrument geologicheskogo kartirovanija. – URL: http://geo–spline.ru (data obrashhenija: 06.04.2020). – Tekst: jelektronnyj.

4. Ickovich M.V., Plavnik A.G. Metod postroenija soglasovannoj kvazitrehmernoj modeli izmenenija gidrogeohimicheskih uslovij glubokih gorizontov // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2018. – № 2. – S. 23–31.

5. Plavnik A.G. Ocenka ustojchivosti reshenija zadachi kartirovanija v ramkah splajn–approksimacionnogo podhoda // Avtomatizacija, telemehanizacija i svjaz' v neftjanoj promyshlennosti. – 2010. – № 9. – S. 20–27.

6. Plavnik A.G., Sidorov A.N. Kartirovanie svojstv geologicheskih ob#ektov s uchetom anizotropii na osnove modelirovanija deformacionnogo preobrazovanija // Matematicheskoe modelirovanie. – 2018. – T. 30. – № 3. – S. 19–36.

7. Plavnik A.G., Sidorov A.N., Ickovich M.V. Postroenie gidrogeohimicheskih razrezov s uchetom strukturno–litologicheskogo stroenija otlozhenij // Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri. – 2015. – T. 11. – № 2(57). – S. 79–82.

8. Kurchikov A.R., Plavnik A.G., Itskovich M.V. Quasi–three–dimensional modelling of the Jurassic–Cretaceous sediments hydrogeochemical conditions in the central part of the West Siberian megabasin // Applied Geochemistry. – 2019. – №110.

9. Plavnik A.G. Generalized spline–approximation problem formulation for spatial data modeling in geosciences // Russian Geology and Geophysics. – 2010. – T. 51. – № 7. – S. 801–807.

© А.Г. Плавник, М.В. Ицкович, В.П. Астафьев, К.М. Погарцев, 2020

УДК 550.386 + 551.594 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-058

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПОЛЯ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Валерий Викторович Плоткин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, ведущий научный сотрудник, e–mail: plotkinvv@ipgg.sbras.ru

С помощью численных экспериментов рассматриваются возможности применения аналитической модели для аппроксимации пространственно–временных вариаций поля на земной поверхности при интерпретации данных магнитотеллурического зондирования (МТЗ).

Ключевые слова: магнитотеллурическое зондирование, пространственно–временные вариации, аппроксимация поля, приповерхностные неоднородности.

SPATIAL FILTRATION OF THE FIELD AT THE INTERPRETATION OF MAGNETOTELLURIC DATA

Valery V. Plotkin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Leading Research Scientist, e–mail: plotkinvv@ipgg.sbras.ru

Using numerical experiments, possibilities of application an analytical model to approximate spatial–temporal field variations on the Earth's surface at interpretation of magnetotelluric sounding (MTS) data are considered.

Key words: magnetotelluric sounding, spatial–temporal variations, field approximation, near–surface inhomogeneities.

Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) применяется для получения сведений о строении глубинных структур электропроводности земной коры и мантии [1, 2]. Глубинную структуру электропроводности определяют с помощью инверсии кривых МТЗ [3]. Для интерпретации данных обычно применяются 1D– и 2D–модели среды. Из–за сложного геоэлектрического строения геологической среды часто возникают трудности при интерпретации магнитотеллурических кривых. С помощью различных коэффициентов приходится проверять условия выполнимости двухмерности структур, выбирать неискаженные кривые или проводить их нормализацию. Вполне вероятна недостоверная интерпретация данных МТЗ о глубинном строении среды. Повышение эффективности МТЗ остается пока целью многих работ. Нужны

алгоритмы обработки данных, которые бы не требовали изменений аппаратуры для эксперимента и увеличения затрат на его проведение.

С этой целью предлагается применить при интерпретации данных аппроксимацию пространственно–временных вариаций электромагнитного поля на земной поверхности. Для их представления можно использовать аналитическую модель на основе Фурье–разложения, определяя ее параметры по всем зарегистрированным на пунктах полигона временным рядам компонент поля:

$$F(t,x,y) = real\left\{\sum_{\omega,k_x,k_y} S(\omega,k_x,k_y)e^{i(\omega t+k_x x+k_y y)}\right\}, \quad (1)$$

где $F(t,x,y)$ – любая из компонент поля, $S(\omega,k_x,k_y)$ – комплексные амплитуды гармоник, ω – угловая частота, k_x,k_y – компоненты волновых векторов, x,y декартовы координаты и t – время с начала наблюдений на полигоне, суммирование производится по учитываемым гармоникам $e^{i(\omega t+k_x x+k_y y)}$. Мы должны выбрать такие гармоники в (1), чтобы адекватно описать временные ряды во всех пунктах, где проведены измерения. Будем предполагать, что модель (1) соответствует характеристикам поля, возбуждаемого в среде первичным источником, если решение обратной задачи по определению этих характеристик устойчиво.

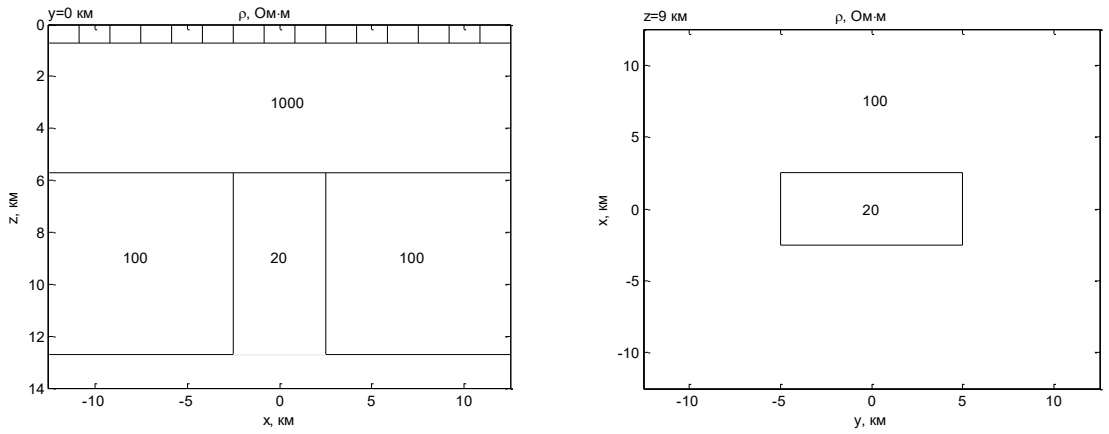
Чтобы получить систему уравнений для амплитуд $S(\omega,k_x,k_y)$ какой–либо компоненты, будем последовательно подставлять в (1) отсчеты, времена и координаты всех ее измерений, используя члены $F(t,x,y)$ и $e^{i(\omega t+k_x x+k_y y)}$. Для уменьшения помехи на угловой частоте ω от вариаций других частот предварительно можно обработать все временные ряды, используя полосовой фильтр. Это также позволяет перейти к независимым системам уравнений для определения амплитуд $S(\omega,k_x,k_y)$ в (1) отдельно на каждой частоте ω. Количество получаемых уравнений в системах зависит от частоты

дискретизации и длительности рассматриваемого временного интервала. Мы можем решать все эти переопределенные системы уравнений для $S(\omega, k_x, k_y)$ методом наименьших квадратов.

Для апробации нашего подхода проведем численное моделирование с помощью модели, показанной на рис. 1. 3D–среда представлена тремя слоями с УЭС 100, 1000 и 100 Ом·м (сверху вниз), мощностями соответственно 0.7, 5 и 7 км и подстилающей средой 20 Ом·м. Весь третий слой пронизывает вертикально проводящий канал с УЭС 20 Ом·м и горизонтальным сечением с размерами 5×10 км, вытянутым вдоль оси *OY* (ось *OX* направлена на север, ось *OY* – на восток и ось *OZ* – вертикально вниз). Проводящий канал находится в центре полигона, размеры которого 25×25 км. В верхнем слое имеются приповерхностные неоднородности, распределение которых также дано на рис. 1

Для выбранной модели 3D–среды необходимо получить синтетические экспериментальные данные. Исходными экспериментальными данными в рассматриваемом подходе являются временные ряды вариаций компонент электромагнитного поля, зарегистрированные в нескольких точках полигона в различных сеансах наблюдений. Предполагается, что сеансы в разных пунктах могут быть проведены со сдвигом во времени, необходимым для перемещения станций. В численном эксперименте для получения таких данных на каждой угловой частоте ω сначала рассчитывались согласующиеся с моделью среды распределения компонент электромагнитного поля на земной поверхности.

a) b)



c)

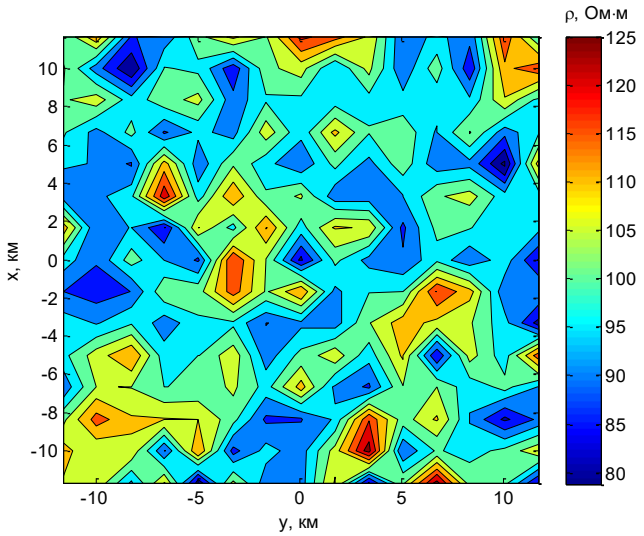


Рис. 1. Модель 3D–среды: глубинный разрез (а), план проводящего канала в третьем сверху слое (а), распределение приповерхностных неоднородностей в верхнем слое (в)

Fig. 1. Model of 3D–medium: deep section (a), plan of conducting channel in the third from above layer (b), distribution of near–surface inhomogeneities in the upper layer (c)

Расчеты поля проводились с помощью численной модели на базе метода Треффца [4, 5]. Выполняя Фурье–преобразование полученных распределений компонент магнитного и электрического полей на земной поверхности, можно вычислить соответствующие комплексные амплитуды $S(\omega, k_x, k_y)$. Зная эти амплитуды, с помощью (1) далее рассчитываем временные ряды $F(t_m, x_m, y_m)$ для любого положения станции с координатами x_m и y_m в любой момент t_m. Так были получены экспериментальные данные в численном эксперименте для всех пунктов на полигоне.

В практике МТЗ зачастую сказывается присутствие приповерхностных латеральных неоднородностей – “геологического шума”. Их контрастность, малые размеры и хаотичность распределения затрудняют интерпретацию данных. Преимущество предлагаемого подхода – это возможность подавления вклада приповерхностных неоднородностей в определяемые распределения компонент поля на земной поверхности.

Применяя при аппроксимации поля по данным на полигоне модель (1), можно выполнить пространственную фильтрацию поля с целью подавления мелкомасштабных гармоник, связанных с присутствием приповерхностных неоднородностей. Здесь следует сказать, что синтетические временные ряды в пунктах полигона мы вычисляли на сетке 15x15 по горизонтальным осям координат (всего 225 точек в любом слое). Пространственная фильтрация распределений компонент поля осуществлялась применением к синтетическим временным рядам другой модели (1) – для крупной сетки 3x3 по горизонтальным осям координат (9 точек в слое).

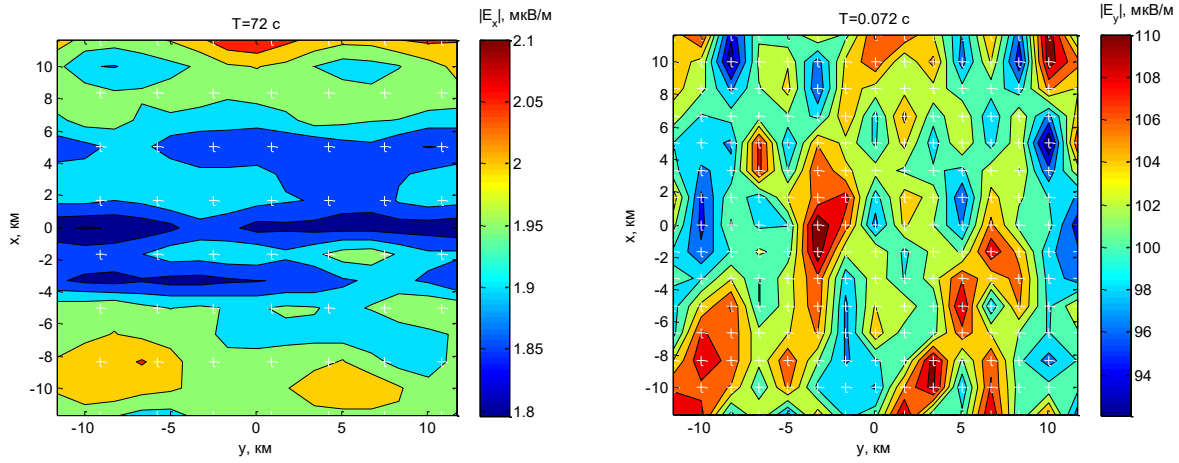
Полученные на поверхности распределения компонент электрического поля для двух периодов отражены на рис. 2. Представлено два варианта возбуждения среды плоской вертикально падающей волной – с амплитудой H_x=1 нТл (слева) и H_y=1 нТл (справа). Распределения верхнего ряда на этих рисунках – исходные тестовые распределения компонент для выбранной модели среды, которые использовались при синтезировании “экспериментальных” данных на пунктах – временных рядов вариаций соответствующих компонент поля. Положение пунктов обозначено белыми крестиками (225 пунктов на периоде 0.072 с – слева, 64 пункта на периоде 72 с – справа). Распределения нижнего ряда – аналогичные распределения, но для среды, в которой нет латеральных приповерхностных неоднородностей. Распределения среднего ряда получены по синтетическим “экспериментальным” данным (с помощью пространственной фильтрации распределений верхнего ряда).

При расчетах синтетических временных рядов на периоде 0.072 с частота дискретизации была 30 Гц, а на периоде 72с – 1 Гц. Длительность регистрации данных на периоде 0.072 с составляла четверть часа, а на периоде 72 с – 3 часа. Сдвиг во времени начала регистрации данных между пунктами варьировался в широких пределах. Установлено, что это не приводит к изменениям получаемых распределений компонент. При изменениях длительности сеансов и частоты дискретизации распределения также не менялись, если временной ряд содержал

достаточное количество отсчетов (от 10 и более периодов исследуемой вариации поля).

Отметим, что приведенные в верхних рядах распределения отражают лишь присутствие приповерхностных неоднородностей, а контуры проводящего канала на них практически не заметны. В то же время при сравнении распределений в средних и нижних рядах наблюдается их сходство. Это означает, что с помощью пространственной фильтрации распределений компонент поля удалось снизить вклад мелкомасштабных приповерхностных неоднородностей в эти распределения и тем самым упростить дальнейшие работы по интерпретации глубинных структур электропроводности среды.

Необходимые для этой процедуры распределения компонент поля на земной поверхности получены с помощью модели (1). Параметры модели на угловой частоте ω определяются по совокупности зарегистрированных на полигоне временных рядов методом наименьших квадратов. Набор моделей в заданном диапазоне частот ω позволяет синтезировать вариации компонент поля на поверхности полигона за время проведения эксперимента, по сути, реализовать виртуальное синхронное площадное зондирование. Его важные преимущества: 1) проведение эксперимента одной перемещаемой станцией, 2) наличие модели вариаций электромагнитного поля на поверхности среды эквивалентно виртуальному проведению МТЗ в труднодоступном месте полигона.



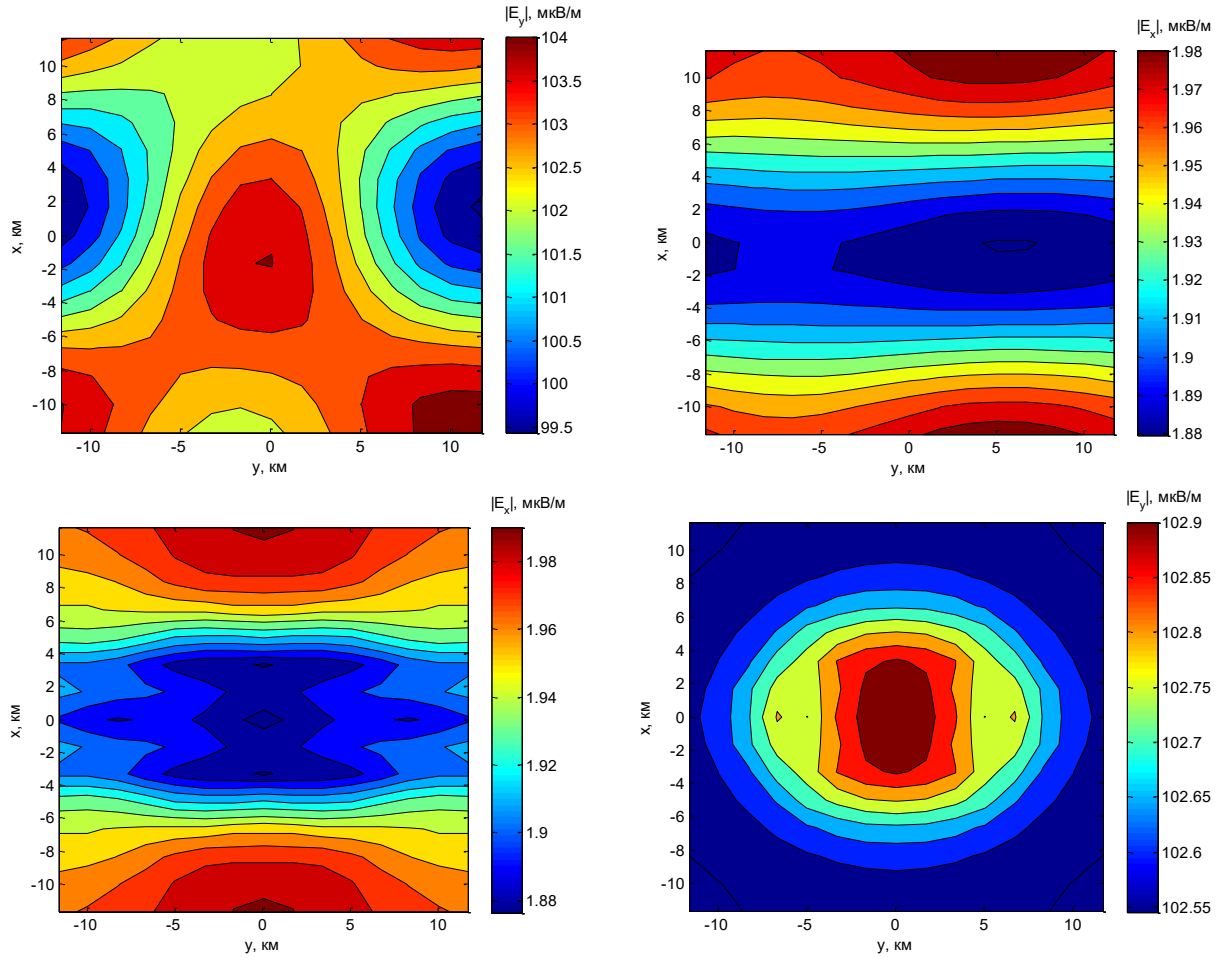


Рис. 2. Распределения компонент поля на поверхности полигона: $|E_y|$ (слева, амплитуда падающей волны H_x=1 нТл) и $|E_x|$ (справа, амплитуда падающей волны H_y=1 нТл) в случаях – без приповерхностных неоднородностей (внизу), при их наличии (вверху, крестики – пункты МТЗ) и восстановленные по данным пунктов (посредине) для двух периодов

Fig. 2. Distribution of field components on polygon surface: $|E_y|$ (left, primary wave amplitude H_x=1 nT) and $|E_x|$ (right, primary wave amplitude H_y=1 nT) in cases – without near–surface inhomogeneities (bottom), if they are present (top, crosses – MTS points) and restored according to the data of points (middle) for two periods

Разумеется, для определения адекватной модели вариаций компонент поля на земной поверхности существенно расположение пунктов МТЗ. На рис. 2 представлены сети с равномерным расположением пунктов, но разным их количеством. Качество сети видно по обусловленности матрицы системы уравнений (1), необходимой для вычисления комплексных амплитуд $S(\omega, k_x, k_y)$. Тестовые и модельные распределения компонент поля совпадают, лишь если эта матрица хорошо обусловлена. В частности, расчеты при

расположении станций на двух взаимно перпендикулярных профилях, пересекающих центр полигона (сеть типа “крест”), приводят к плохо обусловленной матрице системы уравнений (1). Это ставит жесткие требования к выбору координат и размещению пунктов наблюдений. Можно также предположить, что с использованием модели (1) достоверность и детальность интерпретации данных МТЗ будет возрастать по мере накопления получаемых экспериментальных данных.

Таким образом, с помощью экспериментальных оценок параметров модели пространственно–временных вариаций компонент магнитотеллурического поля на поверхности и пространственной фильтрации полученных распределений компонент поля можно понизить вклад мелкомасштабных приповерхностных неоднородностей.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0015.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И. Модели и методы магнитотеллурики. – М.: Научный мир, 2009. – 668 с.
2. Семенов В.Ю. Обработка данных магнитотеллурического зондирования. – М.: Недра, 1985. – 133 с.
3. Жданов М.С. Электроразведка. – М.: Недра, 1986. – 320 с.
4. Егоров И.В. Метод Треффца для решения трехмерных прямых и обратных задач геоэлектрики // Физика Земли. – 2011. – Т. 47. – № 2. – С. 15–26.
5. Плоткин В.В., Губин Д.И. Учет приповерхностных неоднородностей над горизонтально слоистым разрезом при магнитотеллурическом зондировании // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 7. – С. 1381–1390.

REFERENCES

1. Berdichevskyi M.N., Dmitriev V.I. Modeli I metody magnitotelluriki. – M.: Nauchnyi mir, 2009. – 668 s.
2. Semenov V.Yu. Obrabotka dannyx magnitotellurichevskogo zondirovaniya. – M.: Nedra, 1985. – 133 s.
3. Zhdanov M.S. Elektrorazvedka. – M.: Nedra, 1986. – 320 s.
4. Egorov I.V. Metod Treffca dlya resheniya trexmernyx pryamyx i obratnyx zadach geoelektriki // Fizika Zemli. – 2011. T. 47. – № 2. – S. 15–26.
5. Plotkin V.V., Gubin D.I. Uchet pripoverhnostnyh neodnorodnostei nad gorizontal’no–sloistym razrezom pri magnitotellurichevskom zondirovanii // Geologiya i geofizika. – 2015. – T. 56. – № 7. – S. 1381–1390.

© В.В. Плоткин, 2020

УДК 550.834 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-059

СЕЙСМИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ЗЕМНОЙ КОРЫ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ЕВРАЗИЙСКОЙ И ОХОТОМОРСКОЙ ПЛИТ (ПО ДАННЫМ ПРЕЛОМЛЕННЫХ ВОЛН)

Павел Олегович Полянский
Алтае–Саянский филиал Федерального Исследовательского Центра "Единая Геофизическая служба" РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, научный сотрудник; тел. +7(913) 894–51–39, e–mail: PPavel6.10@gmail.com

Александр Федорович Еманов
Алтае–Саянский филиал Федерального Исследовательского Центра "Единая Геофизическая служба" РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, доктор технических наук, директор филиала; тел. +7(383) 333–27–08, e–mail: emanov@gs.nsc.ru

Александр Сергеевич Сальников
Акционерное Общество **"**Сибирский научно–исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья", 630091, Новосибирск, Красный пр., 67, доктор геолого–минералогических наук, заведующий отделом сейсморазведки, Тел.: +7(383) 222–62–13, e–mail: assalnikov@mail.ru

Сделана цифровая обработка данных МОВ–ОГТ по Северо–Восточному участку профиля 3–ДВ. Для верхней части земной коры зоны сочленения Евразийской и Охотоморской плит, методом динамического пересчета головных волн построены временные разрезы, отображающие структуру преломляющих границ. По различиям частотных спектров исходных сейсмических трасс и трасс–результатов пересчета вычислены коэффициенты рефракции волн под преломляющими границами. Построен сейсмический разрез для интервала глубин 0–2 км.

Ключевые слова: Динамический пересчет преломленных волн, опорный геофизический профиль 3–ДВ, временной разрез, частотный спектр, сейсмический разрез.

UPPER EARTH CRUST'S SEISMIC STRUCTURE ON CONJUCTION ZONE OF EURASIAN AND OKHOTOMORSKAYA PLATES (ACCORDING TO HEAD WAVES DATA)

Pavel O.Polyansky
Altay–Sayan branch of Federal Research Center "United Geophysical Survey" RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Ac. Koptyug Pr., 3; research scientist, phone: +7(913) 894–51–39, e–mail: PPavel6.10@gmail.com

Alexander F. Emanov
Altay–Sayan branch of Federal Research Center "United Geophysical Survey" RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Ac. Koptyug Pr., 3; doctor of technical sciences, branch director; phone: +7(383) 333–27–08, e–mail: emanov@gs.nsc.ru

Alexandr S. Salnikov
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Krasny Prospect 67, Novosibirsk 630091, Russia, Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of department of exploration seismology, phone:+7(383) 222–62–13, e–mail: assalnikov@mail.ru

Digital processing of CDP–data, which are registered on North–East part of profile 3–DV, is done. Time sections which are result from method of head waves dynamic conversion were achieved for tectonic blocks are located at conjuction zone of Eurasian and Okhotomorskaya plates. Coefficients of refraction on the upper Earth's crust were calculated based on frequencies difference between initial seismic traces and traces–results of processing. Seismic model of 0–2 km depth interval was constructed.

Key words: Dynamic conversion of head waves, reference geophysical traverse 3–DV, time section, frequency spectrum, seismic section.

ВВЕДЕНИЕ. Для комплексного определения сейсмогеологической структуры земной коры на Северо–Восточном участке опорного профиля 3–ДВ используются сейсмические методы ГСЗ, КМПВ и МОВ–ОГТ, основанные на регистрации отраженных и преломленных сейсмических волн, соответствующих границам раздела в разных интервалах глубин. Северо–Восточный участок опорного профиля 3–ДВ пересекает границу между Евразийской и Охотоморской литосферными плитами [4, 9, 10]. Тектонические структуры второго порядка, расположенные в районе исследования – Охотский, Аян–Юряхский, Иньяли–Дебинский и Среднеканский тектонические блоки, а также Оротукано–Балыгычанское поднятие. По результатам обработки и интерпретации сейсмологических и сейсмических данных [9, 10] в верхней части земной коры зоны сочленения Евразийской и Охотоморской плит не выявлено существенных изменений параметров волнового поля и характеристик преломляющих горизонтов, соответствующих геологическим границам. Основными причинами этого являются: сравнительно невысокая детальность систем наблюдения и недостаточная разрешающая способность использованных методов обработки для построения детальных разрезов по верхней части земной коры (интервал глубин 0–2 км). Представляемая статья посвящена результатам цифровой обработки данных преломленных волн, регистрируемых системой наблюдения МОВ–ОГТ на Северо–Восточном участке профиля 3–ДВ методом

динамического пересчета с целью определения характеристик преломляющих границ в верхней части земной коры. Метод динамического пересчета головных волн [1, 2] адаптирован для обработки данных МОВ–ОГТ с высокой кратностью перекрытия (100–200 и выше), регистрируемых на опорных профилях длиной сотни километров [6], и используется для построения детальных временных и глубинных разрезов верхней части земной коры на Южном, Центральном и Северо–Западном участках опорного профиля 3–ДВ общей протяженностью свыше 2000 км, пересекающих часть Становой складчатой области, Сибирскую платформу, Предверхоянский краевой прогиб и Сетте–Дабанский рифт [5–7].

ЦИФРОВАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПРЕЛОМЛЕННЫХ ВОЛН. Метод динамического пересчета головных волн основан на свойстве их когерентности по пространству: метод позволяет выделить поля волн, нагоняющие годографы которых параллельны, попутно подавить поля волн, нагоняющие годографы которых не параллельны друг другу, а также ослабить случайные помехи. Для пересчета волновых полей по записям множества сейсмограмм, лежащих внутри области полезной информации [1], вычисляются амплитудно–частотные характеристики оптимального фильтра Винера. Результаты динамического пересчета могут быть представлены в виде сейсмограмм общего пункта возбуждения, примеры даны на рис. 1: на рис. 1а показан пример волнового поля, зарегистрированного в интервале профиля 2100–2160 км (Охотский блок), на рис. 1б – пример сейсмограммы, зарегистрированной в зоне Аян–Юряхского блока (2180–2270 км). На рис. 1в – сейсмограмма, зарегистрированная в пределах Иньяли–Дебинского блока (2270–2400 км). На рис. 1г – пример сейсмограммы, полученной в области Среднеканского блока (2400–2550 км). Здесь и далее, условимся нумеровать продольные преломленные волны (P_1, P_2, P_3), прослеживаемые в первых вступлениях. Годографы первых вступлений волн на рис. 1 показаны цветными линиями. Значения кажущейся скорости каждой волны указаны на рис. 1 надписями такого же цвета, как и линия, отображающая годограф этой волны.

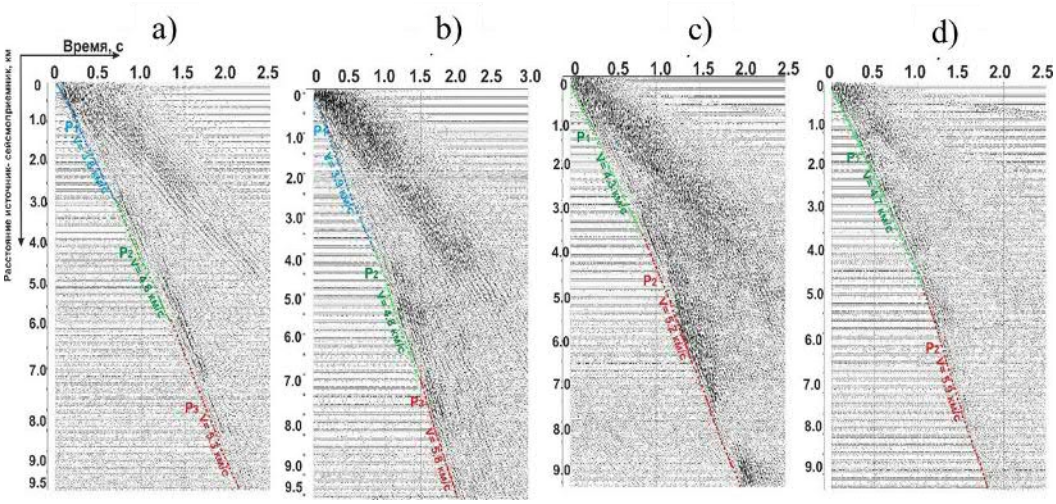


Рис. 1. Примеры волновых полей на Северо–Восточном участке профиля 3–ДВ
Fig. 1. Examples of wavefields which are registered on different intervals of North–East part of traverse 3–DV

Помимо сейсмограмм ОПВ, результаты пересчета преломленных волн могут быть представлены в виде временных разрезов – наборов трасс, с постоянным значением расстояния между источником и сейсмоприемником (в рамках метода назовем это расстояние базой временного разреза). На рис. 2 представлен временной разрез (на базе 7 км) по всей длине Северо–Восточного участка профиля 3–ДВ. Отметим, что данный временной разрез построен с использованием такой области полезной информации, чтобы представить в первых вступлениях сигналы наиболее высокоскоростных волн (показаны красным прямоугольником), соответствующих наиболее глубокозалегающим преломляющим границам. При этом сигналы менее скоростных поперечных преломленных волн прослеживаются в последующих вступлениях временного разреза (показаны белыми прямоугольниками на рис. 2).

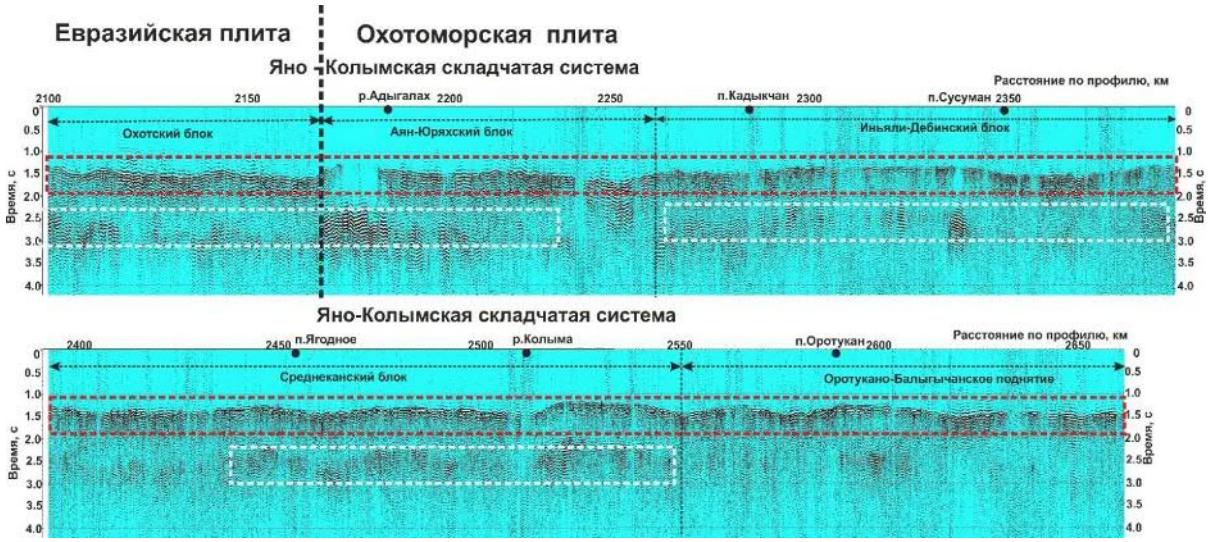


Рис. 2. Временной разрез по Северо–Восточному участку профиля 3–ДВ (L_p=const=7 км)

Fig. 2. Head waves time section over the total length of North–East part of traverse 3–DV (L_p=const=7 км)

На временных разрезах отображены геологические границы в поле преломленных волн. Анализ двух временных разрезов, построенных на разных базах, но с использованием области прослеживания одних и тех же преломленных волн, позволил оценить латеральные изменения граничной скорости продольных и поперечных преломленных волн в пределах различных структур, пересекаемых Северо–Восточным участком. График полученных значений граничной скорости показан на рис. 3.

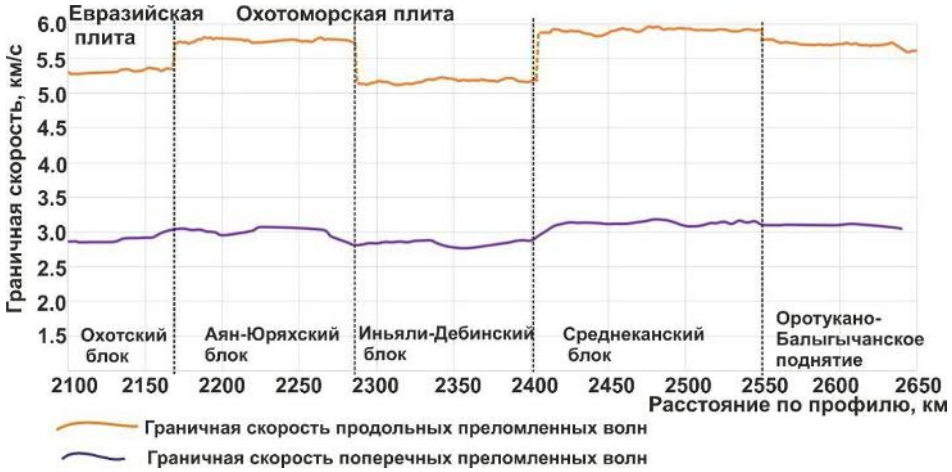


Рис. 3. Латеральное изменение граничной скорости преломленных волн по всей длине Северо–Восточного участка профиля 3–ДВ

Fig. 3. Lateral change of P– and S– head waves boundary velocity over the total length of North–East part of traverse 3–DV

Преобразование Фурье для каждой трассы временного разреза, позволило оценить латеральное изменение частотного состава сигналов, выделенных в результате динамического пересчета преломленных волн: на рис. 4 красными линиями выделены значения “верхней” и “нижней” частоты спектров трасс временного разреза, а черными линиями показаны значения “верхней” и “нижней” частоты спектров исходных сейсмических трасс, которые характеризуются теми же значениями расстояний источник–сейсмоприемник, что и трассы временного разреза. Положение временного окна для преобразования Фурье выбрано так, чтобы получить спектры только сигналов наиболее высокоскоростных продольных волн, в свою очередь соответствующих наиболее глубокозалегающим преломляющим границам. В пределах Охотского и Аян–Юряхского блоков зафиксированы наибольшие значения разности между “верхней” частотой когерентных сигналов и “верхней” частотой сигналов исходных трасс, составляющие 7–10 Гц. В остальных частях профиля, значения разности частот не превышают 2–4 Гц.



Рис. 4. Изменение частотного состава сейсмических сигналов по латерали. Частотные спектры исходных сейсмических трасс (ограничены черными линиями) и частотные спектры трасс–результатов динамического пересчета (ограничены красными линиями)

Fig. 4. Lateral change of seismic traces frequency spectra. Initial traces spectra are limited by black curves. Spectra of dynamic conversion results are limited by red curves

Как показано в [6, 8], эффект рефракции волн в нижележащую среду оказывает влияние на результаты динамического пересчета преломленных волн, эквивалентное низкочастотной фильтрации. Это продемонстрировано в виде разницы значений “верхних” частот исходных и результирующих сигналов на рис. 4. При этом, понятно, что при полном отсутствии или при незначительной рефракции нагоняющие годографы преломленных волн параллельны и значения функции разности нагоняющих годографов постоянны. В случае наличия эффекта проницания, вместо головных волн на сейсмограммах наблюдаются преломленно–рефрагированные волны, а параллельность нагоняющих годографов нарушается – с увеличением расстояния источник–сейсмоприемник, значения функции разности нагоняющих годографов уменьшаются. На рис. 5 представлены примеры графиков разности нагоняющих и нагоняемых годографов, соответствующих разным интервалам профиля: рис. 5a отображает типичный пример разности нагоняющих годографов волн P_2 (зеленые кривые) и P_3 (красные кривые) – волновое поле показано на рис. 1a в “прямом” и “встречном” направлениях в области Охотского блока. На рис. 5b – разница нагоняющих годографов преломленной волны P_2 (см. рис. 1b) в пределах Аян–Юряхского блока и рис. 5c – в зоне Среднеканского блока (рис. 1e).

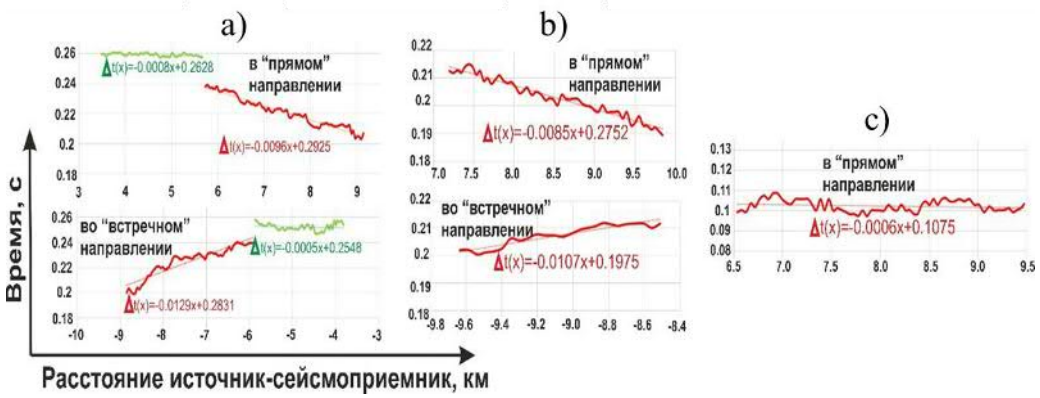


Рис. 5. Примеры графиков функций разности нагоняющих годографов для разных интервалов Северо–Восточного участка профиля 3–ДВ

Fig. 5. Examples of differences between catching–up time–distance curves on different intervals of North–East part of traverse 3–DV

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ. На рис. 6 представлен сейсмический разрез, построенный по всей длине Северо–Восточного участка профиля 3–ДВ. Методика построения разреза, основанная на способе «t_0» метода средних скоростей, описана в [6, 7]. Вычислены граничные скорости продольных и поперечных волн для преломляющих границ, расположенных в интервале глубин 0–2 км. В верхней части земной коры зоны сочленения Евразийской и Охотоморской литосферных плит (отметка 2170 км) выявлен разлом, разделяющий преломляющие границы, показанные синей и оранжевой линиями, соответственно. В верхней части земной коры прослеживаются Чай–Юринский и Дебинский глубинные разломы, являющиеся границами Аян–Юряхского, Иньяли–Дебинского и Среднеканского тектонических блоков.

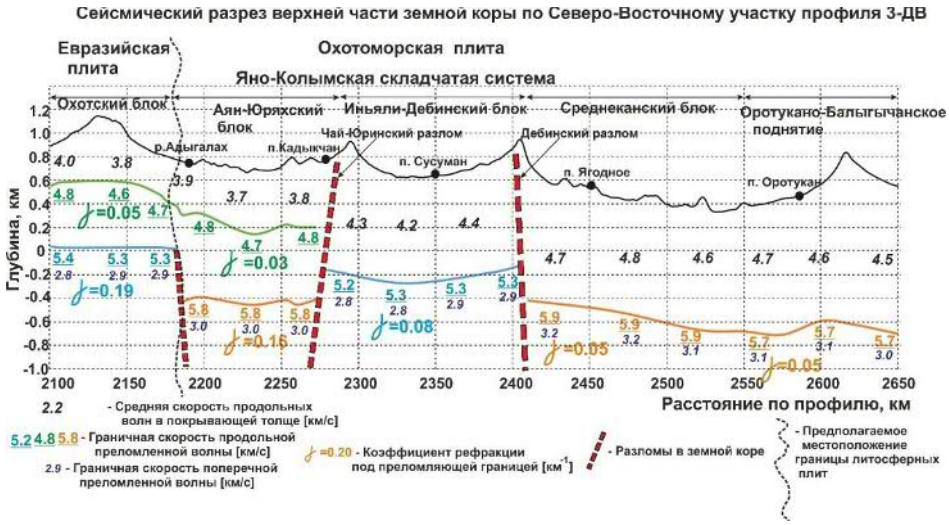


Рис. 6. Сейсмическая модель верхней части земной коры по Северо–Восточному участку профиля 3–ДВ (по данным преломленных волн)
Fig. 6. Seismic model of upper Earth's crust on Southern part of traverse 3–DV (based on refracted waves data)

Оценим интенсивность рефракции в верхней части земной коры Северо–Восточного участка профиля. В случае субгоризонтальной преломляющей границы, залегающей на глубине *H*, и наличия вертикального градиента скорости, предположим, что скорость изменяется с глубиной z по закону:

$$V(z) = V_{0g}(1 + \gamma(z - H)) \ , \qquad (1)$$

где γ – коэффициент рефракции. В [3] подробно показано, как может быть вычислен γ:

$$\gamma = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot b \cdot V_{cp} / (L \cdot (x_1 + x_2 - L - 2 \cdot X_н)}, \quad (2)$$

здесь V_{cp} – средняя скорость в покрывающей толще, b – средний наклон линейного тренда графика разности нагоняющих годографов в пределах изучаемого участка, L – расстояние между пунктами взрыва, где получены анализируемые сейсмограммы, x_1 и x_2 – границы области прослеживания преломленной волны, в системе отсчета «нагоняемого» годографа. $X_н$ – координата начальной точки годографа преломленной волны (вычисляемая с использованием параметров сейсмического разреза).

В качестве примера расчета коэффициентов рефракции преломленных волн рассмотрим зону Охотского блока (отрезок 2100–2175 км), пример разности нагоняющих годографов в которой показан на рис. 5а. Абсолютное значение угловых коэффициентов (b) линий тренда, аппроксимирующих функции разницы нагоняющих годографов волны P_2 составляет 0.0008 для прямого и 0.0005 для встречного направлений, соответственно. Расстояние L между рассматриваемыми пунктами возбуждения составляет 1 км. Для волны P_2: среднее значение b = 0.00065, x_1 = 3 км, x_2 =6 *км*. V_{cp} =3.8 км/с, $V_{гр.}$ =4.6 км/с, глубина до границы составляет 0.8 км. Согласно (2), коэффициент рефракции γ для «зеленой» преломляющей границы, которой соответствует волна P_2 составляет γ_{P2} = 0.055 км$^{-1}$. Аналогично вычисляем коэффициент γ как для «синей» границы, которой соответствует волна P_3, γ_{P3} = 0.19 км$^{-1}$, так и для остальных преломляющих границ, представленных на рис. 6. Таким образом, оценена интенсивность рефракции преломленных волн в верхней части земной коры по всей длине Северо–Восточного участка профиля.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Еманов А. Ф, Селезнев В.С, Коршик Н.А. Динамический пересчет головных волн при обработке данных сейсморазведки // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49, № 10. – С. 1031–1045.

2. Крылов С.В., Сергеев В.Н. Свойства головных волн и новые возможности автоматизации их обработки // Геология и геофизика. – 1985. – № 4. – С. 92–102.

3. Старобинец А.Е., Старобинец М.Е. Цифровая обработка и интерпретация данных метода преломленных волн. – М.: Недра, 1983. – 207 с.

4. Парфенов Л.М., Берзин Н.А., Ханчук А.И., Бадарч Г., Беличенко В.Г., Булгатов А.Н., Дриль С.И., Кириллова Г.Л., Кузьмин М.И., Ноклеберг У., Прокопьев А.В., Тимофеев В.Ф., Томуртогоо О., Янь Х. Модель формирования орогенных поясов Центральной и Северо–Восточной Азии // Тихоокеанская геология. – 2003. – Т. 22. – № 6. – С. 7–41.

5. Полянский П.О., Сальников А.С., Еманов А.Ф., Жабин В.В. Временные разрезы головных волн верхней части земной коры на опорном профиле 3–ДВ (Северо–восточный участок) // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири**.** – 2016. – №2. – С. 86–95.

6. Полянский П.О., Еманов А.Ф., Сальников А.С., Жабин В.В. Динамический пересчет головных волн на Центральном участке опорного профиля 3–ДВ: особенности методики и интерпретация временных разрезов // Геофизические исследования. – 2018. – Т. 19. – №1. – С. 5–33.

7. Полянский П.О., Еманов А.Ф., Сальников А.С. Преломляющие границы в верхней части земной коры на Южном участке опорного геофизического профиля 3–ДВ // Геофизика. – 2019. – №3. – С. 80–89.

8. Сергеев В.Н. Учет геометрического расхождения и рефракции при пересчете поля колебаний преломленных волн // Геология и геофизика. – 1988. – № 3. – С. 93–102.

9. Соловьев В.М., Селезнев В.С., Сальников А.С., Шибаев С.В., Тимофеев В.Ю., Лисейкин А.В., Шенмайер А.Е. Особенности сейсмического строения области сочленения Евразийской и Охотоморской плит на Востоке России (в створе опорного профиля 3–ДВ) // Геология и геофизика. – 2016. – Т.57. – №11. – С. 2044–2058.

10. Тимофеев В.Ю., Ардюков Д.Г., Соловьев В.М., Шибаев С.В., Петров А.Ф., Горнов П.Ю., Шестаков Н.В., Бойко Е.В., Тимофеев А.В. Межплитные границы дальневосточного региона России по результатам GPS измерений, сейсморазведочных и сейсмологических данных // Геология и геофизика. – 2012. –Т. 53. –№4. –С. 489–507.

REFERENCES

1. Emanov A. F, Celeznev V.C, Kopshik N.A. Dinamicheskij pereschet golovnyh voln pri obrabotke dannyh sejsmorazvedki // Geologija i geofizika. – 2008. – T. 49, № 10. – S. 1031–1045.

2. Krylov S.V., Sergeev V.N. Svojstva golovnyh voln i novye vozmozhnosti avtomatizacii ih obrabotki // Geologija i geofizika. – 1985. – № 4. – S. 92–102.

3. Starobinec A.E., Starobinec M.E. Cifrovaja obrabotka i interpretacija dannyh metoda prelomlennyh voln. – M.: Nedra, 1983. – 207 s.

4. Parfenov L.M., Berzin N.A., Hanchuk A.I., Badarch G., Belichenko V.G., Bulgatov A.N., Dril' S.I., Kirillova G.L., Kuz'min M.I., Nokleberg U., Prokop'ev A.V., Timofeev V.F., Tomurtogoo O., Jan' H. Model' formirovanija orogennyh pojasov Central'noj i Severo–Vostochnoj Azii // Tihookeanskaja geologija. – 2003. – T. 22. – № 6. – S. 7–41.

5. Poljanskij P.O., Sal'nikov A.S., Emanov A.F., Zhabin V.V. Vremennye razrezy golovnyh voln verhnej chasti zemnoj kory na opornom profile 3–DV (Severo–vostochnyj uchastok) // Geologija i mineral'no–syr'evye resursy Sibiri. – 2016. – №2. – S. 86–95.

6. Poljanskij P.O., Emanov A.F., Sal'nikov A.S., Zhabin V.V. Dinamicheskij pereschet golovnyh voln na Central'nom uchastke opornogo profilja 3–DV: osobennosti metodiki i interpretacija vremennyh razrezov // Geofizicheskie issledovanija. – 2018. – T. 19. – №1. – S. 5–33.

7. Poljanskij P.O., Emanov A.F., Sal'nikov A.S.Prelomljajushhie granicy v verhnej chasti zemnoj kory na Juzhnom uchastke opornogo geofizicheskogo profilja 3–DV // Geofizika. – 2019. – №3. – S. 80–89.

8. Sergeev V.N. Uchet geometricheskogo rashozhdenija i refrakcii pri pereschete polja kolebanij prelomlennyh voln // Geologija i geofizika. – 1988. – № 3. – S. 93–102.

9. Solov'ev V.M., Seleznev V.S., Sal'nikov A.S., Shibaev S.V., Timofeev V.Ju., Lisejkin A.V., Shenmajer A.E. Osobennosti sejsmicheskogo stroenija oblasti sochlenenija Evrazijskoj i Ohotomorskoj plit na Vostoke Rossii (v stvore opornogo profilja 3–DV) // Geologija i geofizika. – 2016. – T.57. – №11. – S. 2044–2058.

10. Timofeev V.Ju., Ardjukov D.G., Solov'ev V.M., Shibaev S.V., Petrov A.F., Gornov P.Ju., Shestakov N.V., Bojko E.V., Timofeev A.V. Mezhplitnye granicy dal'nevostochnogo regiona Rossii po rezul'tatam GPS izmerenij, sejsmorazvedochnyh i sejsmologicheskih dannyh // Geologija i geofizika. – 2012. –T.53. –№4. –S. 489–507.

© П.О. Полянский, А.Ф. Еманов, А.С. Сальников, 2020

УДК 550.837, 550.372 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-060

ИМПУЛЬСНЫЕ ИНДУКЦИОННЫЕ ЗОНДИРОВАНИЯ НА УЧАСТКЕ ПОДЗЕМНОГО ЯДЕРНОГО ВЗРЫВА «КРИСТАЛЛ»

Владимир Владимирович Потапов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник
Забайкальский государственный университет, 672039, Россия, г. Чита, ул. Александро–Заводская, д.30, доцент, тел.: +7(383) 330–41–22, e–mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

Евгений Юрьевич Антонов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, доцент, главный научный сотрудник, тел.: +7(383) 333–28–16, e–mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Александр Николаевич Шеин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник
Научный центр изучения Арктики, 629008, Тюменская область, Ямало–Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Республики, д. 20, ведущий научный сотрудник
Забайкальский государственный университет, 672039, Россия, г. Чита, ул.Александро–Заводская, д.30, доцент, e–mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Светлана Юрьевна Артамонова
Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(383) 333–27–92, e–mail: artam@igm.nsc.ru

Николай Олегович Кожевников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого–менералогических наук, главный научный сотрудник, тел.: +7(383) 333–28–16, e–mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты геофизических исследований методом зондирований становлением поля (ЗСБ) в районе мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» в 2008 и 2019 гг. Описывается методика измерений и отличия сигналов в разные годы, связанные с шумовой обстановкой на участке работ. Геоэлектрические разрезы, построенные по результатам полевых исследований, иллюстрируют высокую информативность метода ЗСБ при изучении геологической среды в зоне влияния подземного ядерного взрыва «Кристалл».

Ключевые слова: метод зондирования становлением поля, геоэлектрический разрез, мирный промышленный ядерный взрыв, Якутия

PULSE INDUCTION SOUNDINGS IN THE AREA OF THE “CRYSTAL” UNDERGROUND NUCLEAR EXPLOSION

Vladimir V. Potapov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Senior Research Scientist
Transbaikal State University, 672039, Russia, Chita, 30, Aleksandro–Zavodskaya st., associate professor, phone: +7(383) 333–41–22, e–mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

Evgeniy Yu. Antonov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Doctor of Physics–Mathematical Sciences, associate professor, Main Research Scientist, phone: +7(383) 333–28–16, e–mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Alexandr N. Shein
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., PhD, Research Scientist
Arctic Research Center of the Yamal–Nenets Autonomous District, 629008, Russia, Tyumen region, Yamal–Nenets Autonomous District, Salekhard, 20, Respubliki st., Research Scientist
Transbaikal State University, 672039, Russia, Chita, 30, Aleksandro–Zavodskaya st., associate professor, e–mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Svetlana Yu. Artamonova
V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Ave., Doctor of Science, Senior research scientist,phone: +7(383)333–27–92, e–mail: artam@igm.nsc.ru

Nickolay O. Kozhevnikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Doctor of Sciences, Main Research Scientist, phone: +7(383) 333–28–16, e–mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

The paper presents the results of geophysical studies using the method of transient electromagnetic field (TEM) in the area of the «Crystal» underground nuclear explosion in 2008 and 2019. The measurement technique and signal differences in different years related to the noise situation at the site of work are described in detail. Geoelectric sections constructed from the results of field studies show the high information content of the TEM method in the study of Yakutia and can be used to study the effect of the «Crystal» underground nuclear explosion on the geological environment.

Key words: transient electromagnetic method, geoelectric section, peaceful underground nuclear explosion, Yakutia

Введение

В 2008 г. на участке мирного подземного ядерного взрыва (ПЯВ) «Кристалл» были проведены геофизические исследования методом зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) [4]. Эти работы продемонстрировали информативность метода ЗСБ при изучении последствий воздействия ПЯВ на геологическую среду. Вместе с тем, поскольку эти работы,

с одной стороны, носили пионерский характер, а с другой, были проведены в ограниченном объеме, после их проведения стало ясно, что для обоснования оптимальной методики зондирований необходимы дополнительные исследования. Такие исследования на участке ПЯВ «Кристалл» проведены авторами в 2019 г. Целью этих исследований былj изучение влияния ПЯВ на вмещающую геологическую среду и детализация строения геологической среды около объекта ПЯВ. В статье подробно описывается методика и техника измерений, а также отличие переходных характеристик, измеренных в 2008 и 2019 гг. По результатам съемок 2019 г. построены геоэлектрические разрезы, уточняющие представление о распределении удельного электрического сопротивления в массиве горных пород на участке ПЯВ «Кристалл».

Аппаратура для измерений и методика исследований

Полевые работы методом ЗСБ проводились по методике, которая является традиционной для Западной Якутии [3]. Измерения переходных характеристик на участках ПЯВ «Кристалл» выполнены симметричными установками «петля в петле». В этом случае точка записи совпадает с центром установки. Использовались квадратные петли. Размер генераторной петли при работах на участке «Кристалл» по основной схеме измерений составляли 100м×100м, размер приемной петли –50м×50м. Размеры генераторной и измерительной петель были выбраны по аналогии с предыдущими работами методом ЗСБ на этом участке в 2008 году. Измерения переходных характеристик выполнены с помощью электроразведочной станции Fast–Snap [7, 9].

Для создания импульсов тока в генераторной петле использовался штатный генератор аппаратуры Fast–Snap. Он формирует разделенные паузами импульсы тока чередующейся полярности и амплитудой до 11 А. В зависимости от длительности переходного процесса период повторения импульсов может меняться от 20 мс до 1 с.

Питание генератора тока осуществлялось от 2 автомобильных аккумуляторов напряжением 12 В. Ток в генераторной петле составлял 0.3–10 А.

Начальное время регистрации t_{min} контролировалось, в первую очередь, временем выключения тока в генераторной петле и, в меньшей степени, геоэлектрическими свойствами верхней части разреза (ВЧР). В среднем время выключения тока составляло 20 мкс. Как известно [5], начальное время регистрации определяет минимальную глубину исследований. Сравнительные характеристики работ 2008 и 2019 года приведены в табл. 1.

Табл. 1. Сравнительные характеристики измерений методом ЗСБ на участке «Кристалл» в 2008 и 2019 году

Table 1. Comparative characteristics of TEM–measurements at the Crystal site in 2008 and 2019

	2008	2019
Название оборудования или его составляющих	SGS–TEM	Fast–Snap
Дискретизации измерений	31 мкс	25 нс, 100 нс, 800 нс, 6.4 мкс
Ток в генераторной петле	~ 7 А	от 0.2 А до 10 А
Размеры генераторных петель, м	100×100	100×100
Размеры измерительных петель, м	50×50	50×50
Начало регистрации мкс	150	5
Окончание регистрации мс	150	20–50
Кол–во измеренных кривых зондирований	15	108
Количество накоплений	1000	~1800 (в сумме для всех дискретизаций)
Амплитуда помехи, мВ	~2	~85

В 2008 году при измерениях на участке «Кристалл» уровень промышленных помех был низкий, и шумовая обстановка в целом была благоприятной, однако в 2019 уровень помех вырос более, чем на порядок (табл. 1).

Данные 2019 г. осложнены интенсивной периодической помехой промышленного происхождения с частотой 520 кГц. Амплитуда помехи изменяется в зависимости от времени, таким образом эта помеха является нестационарной. Скорее всего это связано с радиопереговорами, которые ведутся на несущей частоте 520кГц, или с изменением мощности работы передатчиков вблизи участка работ.

В связи с ухудшением шумовой обстановки ухудшилось и качество сигналов на поздних (более 10 мс) временах. В связи с этим, несмотря на то, что аппаратура Fast–Snap по сравнению с использовавшейся в 2008 г. является более современной, а ток в генераторной петле был немного выше, конечное время регистрации переходных процессов заметно уменьшилось.

В 2008 году сигналы ЗСБ были информативны до 120–150 мс, в 2019 году уверенный сигнал удавалось зарегистрировать только до времен 40–60 мс. Это понизило максимальную глубинность исследований. С другой стороны, благодаря тому что начальное время регистрации составляло 20 мкс, удалось более подробно изучить верхнюю часть разреза.

Основные измерения на участке ПЯВ «Кристалл» выполнены по двум взаимно–перпендикулярным профилям, проходящим через эпицентр (5qq) взрыва (рис. 1), также как и в 2008 году. Субмеридиональный длинный профиль 1 (1qq–9qq) ориентирован по азимуту 16°. Субширотный профиль 2 (11qq–17qq) состоит из двух участков – короткого (5qq, 16qq, 17qq) с азимутом 83° и более длинного (11qq–14qq) с азимутом 103°.

Предварительная обработка сигналов ЗСБ проводилась в специализированном программном комплексе «FastSnap Software», поставляемом совместно с аппаратурой FastSnap [8]. Этот программный комплекс обладает всеми необходимыми процедурами для получения конечных сигналов ЗСБ и включает в себя: суммирование сигналов от всех импульсов, сшивку данных от разных записей, нормировку данных на ток и момент генераторно–измерительного комплекса, фильтрацию, интерполяцию и др. Методика предварительной обработки описана в монографии разработчиков программного комплекса [6].



Рис. 1. Схема расположения центров измерительных петель для основных измерений на участке «Кристалл» в 2019 году (совпадает со схемой 2008 года). (Система координат: UTM 49N)

Fig. 1. The scheme of the centers of the receiving loops for the measurements on the Crystal site in 2019 (coincides with the 2008 scheme). (Coordinate system: UTM 49N)

Анализ результатов

Пример сравнения результатов измерений в 2008 году и в 2019 году показаны на рис. 2, где приведены кривые кажущегося сопротивления для одновитковых петель 50×50 м для пикета ЗСБ 11 (11qq). Видно, что начало кривой 2008 года на временах 150 мкс, в то время как для кривых 2019 года оно на 5–10 мкс. Конечные времена измерений тоже отличаются, для 2008 года это 150 мс, а для 2019 года – 20–50 мс, что связано с большим увеличением уровня электромагнитных помех в 2019 году.

На рис. 2 видно, что измерения 2019 г. аппаратурой FastSnap, ориентированной для малоглубинных исследований, позволили выполнить более подробную запись переходных характеристик на ранних временах. В средней части (от 0.2 до 10 мс) кривые кажущегося сопротивления 2008 и 2019 гг. повторяют друг друга, причем относительное отклонение сигналов не

превышает 1%. Это позволило осуществить сшивку переходных характеристик, измеренных в 2008 и 2019 гг. В результате были получены достоверные данные в интервале от 20 мкс до 120 мс. Инверсия данных выполнялась с помощью программного комплекса «TEM–IP», разработанного в ИНГГ СО РАН [1, 2].

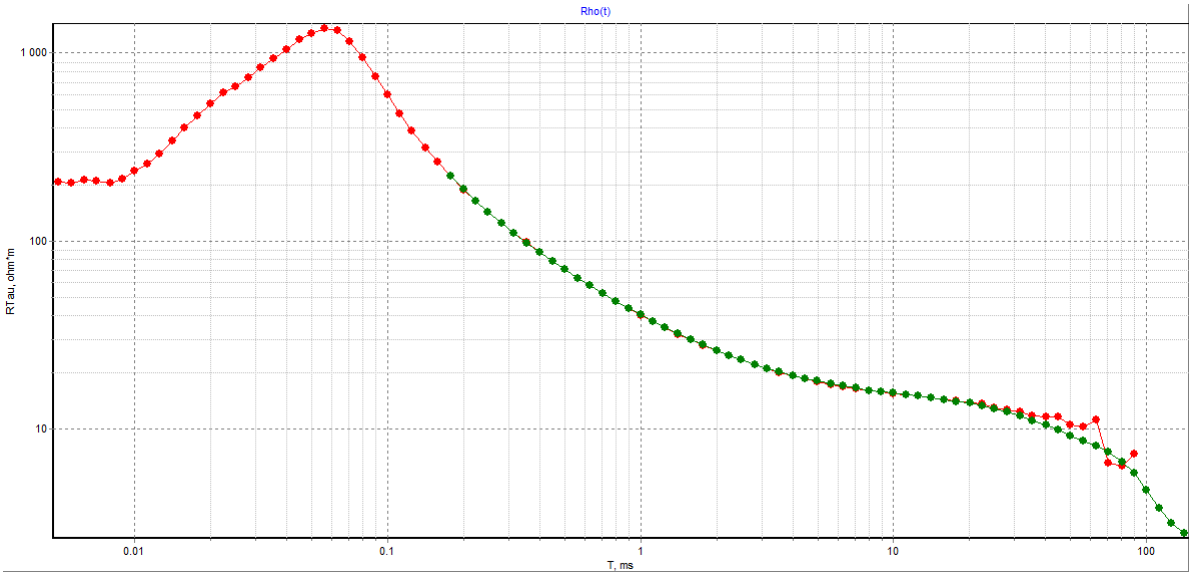


Рис. 2. Кривые кажущегося сопротивления, полученные при измерении одновитковой петлей 50×50 метров на пикете ЗСБ 11: красная – 2019 г., зеленая – 2008г.

Fig. 2. Apparent resistivity curves obtained when measuring with a single–turn loop of 50×50 meters on the piquet TEM 11: red – 2019, green –2008

На рис. 3 представлены геоэлектрические разрезы, построенные по данным 2008 и совместным данным 2008/2019 гг. На обоих профилях четко выделяется верхний слой многолетнемерзлых пород, ниже идут проводящие слои, которые лучше расчленяются на разрезах 2008/2019 гг. Заметно изменилась модель на точке, соответствующей эпицентру взрыва (5qq), которая, благодаря более качественным измерениям, стала подобна моделям соседних точек, но более проводящей, предположительно из–за проникновения флюидов в разрушенные от взрыва породы.

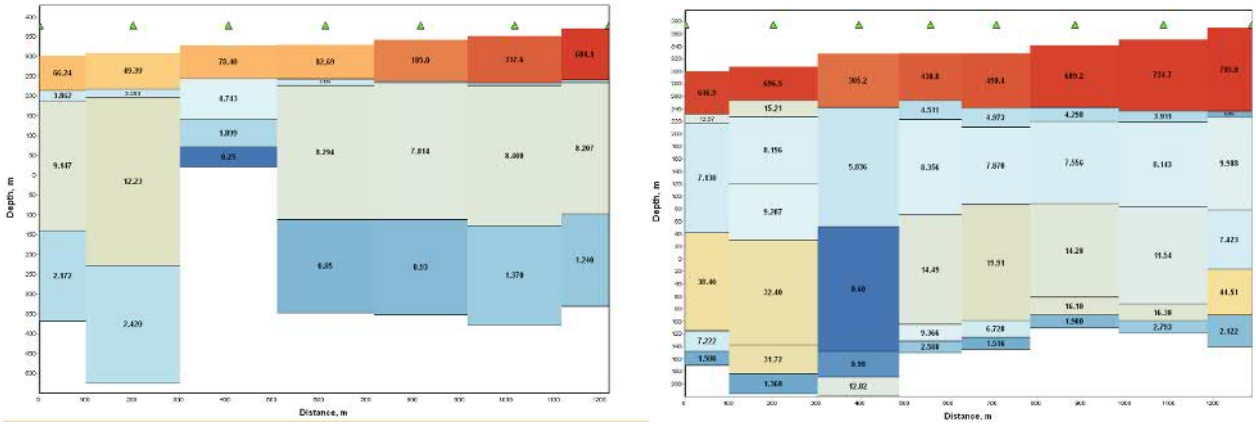


Рис. 3. Геоэлектрические разрезы на участке «Кристалл» (профиль запад–восток): слева – 2008 год, справа – 2008/2019 гг.
Fig. 3. Geoelectric sections in the «Crystal» site (west–east profile): on the left – 2008, on the right – 2008/2019

Выводы

Как показали проведенные работы, метод ЗСБ позволяет изучать геоэлектрический разрез и получать дополнительную информацию о геологической среде на участках, где проводились ПЯВ. Показано, что окрестности ПЯВ имеют более проводящие слои по сравнению с вмещающими породами, что связано, по мнению авторов, с проникновением флюидов в разрушенные взрывом пласты.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 18–45–140020, по государственному заданию ИГМ СО РАН, по государственному заказу № Ф.2019.473808 в рамках программы «Обеспечение экологической безопасности, рационального природопользования и развитие лесного хозяйства РС (Я) на 2018 – 2022 гг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Корсаков М.А. Автоматизированная система для интерпретации данных индукционных импульсных электромагнитных зондирований с учётом индукционно–вызванной поляризации // Геология и геофизика. – 2014. – т. 55. – № 8. – С. 1282–1293.

2. Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Корсаков М.А., Эпов М.И. Программа для ЭВМ «TEM–IP» свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RUS 2018612347 от 15.02.2018.

3. Ванчугов В.А., Кожевников Н.О. Методика и результаты применения импульсной индуктивной электроразведки при изучении геоэлектрического строения Накынского кимберлитового поля (Западная Якутия) // Геология, поиски и разведка месторождений

рудных полезных ископаемых. Сб. научн. трудов. Вып. 22. – Иркутск: ИрГТУ, 1998. – С. 164 –176.

4. Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю., Артамонова С.Ю., Плотников А.Е. Геоэлектрический разрез в районе подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Западная Якутия) по данным метода переходных процессов // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 2. – С. 237–249.

5. Кожевников Н.О., Плотников А.Е. Оценка возможностей метода переходных процессов при изучении верхней части геологического разреза // Геофизика. – 2004. – № 6. – С. 33 – 38.

6. Современная практическая электроразведка / Рос. Акад. Наук, Сиб. Отд–ние, Ин–т земной коры. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2018. – 231 с.

7. Станция электроразведочная FastSnap. Руководство по эксплуатации. – Новосибирск–Иркутск: НПК «СибГеоСистемы», 2007. – 12 с.

8. Шарлов М.В. Интегрированная система обработки и инверсии данных нестационарных электромагнитных зондирований // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2017. – №2. – С. 24–35.

9. Шарлов М.В, Агафонов Ю.А., Стефаненко С.М. Современные телеметрические электроразведочные станции SGS–TEM и FastSnap. Эффективность и опыт использования // Приборы и системы разведочной геофизики. Ежеквартальное официальное издание Саратовского от–ния Евро–Азиатского геофиз. о–ва. – 2010. – №01 (31). – С. 27–31.

REFERENCES

1. Antonov E.Ju., Kozhevnikov N.O., Korsakov M.A. Avtomatizirovannaja sistema dlja interpretacii dannyh indukcionnyh impul'snyh jelektromagnitnyh zondirovanij s uchjotom indukcionno–vyzvannoj poljarizacii // Geologija i geofizika. – 2014. – t. 55. – № 8. – S. 1282–1293.

2. Antonov E.Ju., Kozhevnikov N.O., Korsakov M.A., Jepov M.I. Programma dlja JeVM «TEM–IP» svidetel'stvo o registracii programmy dlja JeVM RUS 2018612347 ot 15.02.2018.

3. Vanchugov V.A., Kozhevnikov N.O. Metodika i rezul'taty primenenija impul'snoj induktivnoj jelektrorazvedki pri izuchenii geojelektricheskogo stroenija Nakynskogo kimberlitovogo polja (Zapadnaja Jakutija) // Geologija, poiski i razvedka mestorozhdenij rudnyh poleznyh iskopaemyh. Sb. nauchn. trudov. Vyp. 22. – Irkutsk: IrGTU, 1998. – S. 164–176.

4. Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y., Artamonova S.Y., Plotnikov A.E. The geoelectric structure at the site of «Crystal» underground nuclear explosion (Western Yakutia) from TEM data // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – T. 53. – № 2. – C. 185–193

5. Kozhevnikov N.O., Plotnikov A.E. Ocenka vozmozhnostej metoda perehodnyh processov pri izuchenii verhnej chasti geologicheskogo razreza // Geofizika. – 2004. – № 6. – S. 33–38.

6. Sovremennaja prakticheskaja jelektrorazvedka / Ros. Akad. Nauk, Sib. Otd–nie, In–t zemnoj kory. – Novosibirsk: Akademicheskoe izdatel'stvo «Geo», 2018. – 231 s.

7. Stancija jelektrorazvedochnaja FastSnap. Rukovodstvo po jekspluatacii. – Novosibirsk–Irkutsk: NPK «SibGeoSistemy», 2007. – 12 s.

8. Sharlov M.V. Integrirovannaja sistema obrabotki i inversii dannyh nestacionarnyh jelektromagnitnyh zondirovanij // Pribory i sistemy razvedochnoj geofiziki. – 2017. – №2. – S. 24–35.

9. Sharlov M.V, Agafonov Ju.A., Stefanenko S.M. Sovremennye telemetricheskie jelektrorazvedochnye stancii SGS–TEM i FastSnap. Jeffektivnost' i opyt ispol'zovanija // Pribory i sistemy razvedochnoj geofiziki. Ezhekvartal'noe oficial'noe izdanie Saratovskogo ot–nija Evro–Aziatskogo geofiz. o–va. – 2010. – №01 (31). – S. 27–31.

© В.В. Потапов, Е.Ю. Антонов, А.Н. Шеин, С.Ю. Артамонова, Н.О. Кожевников, 2020

УДК 622.83 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-061

УСИЛЕНИЕ СИГНАЛА В СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ И В ПРОЦЕССЕ МИГРАЦИИ: АПРОБАЦИЯ НА ДАННЫХ 2D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Максим Игоревич Протасов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, г. Новосибирск, ул. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)330–27–96, e–mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Александрович Неклюдов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, г. Новосибирск, ул. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)330–27–96, e–mail: neklyudovda@ipgg.sbras.ru

Александр Александрович Мерецкий
ООО «КрасноярскНипиНефть», 660098, г. Красноярск, ул. 9 мая, д. 65д, начальник отдела, тел. (391) 200–88–31, e–mail: meretskiyaa@knipi.rosneft.ru

В работе представлены результаты апробации двух процедур: усиление сигнала путём локального когерентного суммирования исходных данных и объектно–ориентированная миграция по Гауссовым пучкам. Обе эти процедуры направлены на выделение и накопление полезного сейсмического сигнала (в первую очередь отраженные волны). В первом случае этот процесс реализуется непосредственно на самих исходных данных, тогда как в процессе миграции накопление полезного сигнала происходит за счёт свойств Гауссовых пучков. Процедуры были апробированы на данных МОГТ–2D полученных на севере Красноярского края.

Ключевые слова: усиление сигнала, когерентное суммирование, объектно–ориентированная миграция, сейсмические данные.

SIGNAL ENHANCEMENT IN SEISMIC DATA AND IN THE MIGRATION PROCESS: APPLIATION TO 2D SEISMIC EXPLORATION DATA

Maxim I. Protasov
Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptyug st., Novosibirsk 630090, senior research scientist, phone: (383)330–27–96, e–mail: protasovmi@ipgg.nsc.ru

Dmitry A. Neklyudov
Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptyug st., Novosibirsk 630090, senior research scientist, phone: (383)330–27–96, e–mail: neklyudovda@ipgg.sbras.ru

Alexandr A. Meretskiy
Ltd “KrasnoyarskNipiNeft”, 65d, 9 May, Krasnoyarsk, 660098, head department, phone: (391)200–88–31, e–mail: meretskiyaa@knipi.rosneft.ru

The paper presents the results of testing two procedures: signal enhancement by local coherent summation of the seismic data and object–oriented migration along Gaussian beams. Both of these procedures provide extraction and accumulation of a useful seismic signal (primarily reflected waves). In the first case, this process is implemented directly on the seismic data, while in the migration procedure the useful signal is accumulated due to the properties of Gaussian beams. The procedures tested on the 2D real seismic data obtained in the north of the Krasnoyarsk Territory.

Key words: signal enhancement, coherent summation, object–oriented imaging, seismic data.

Описание методов. Процедура усиления сигнала осуществляется путём локального суммирования исходных данных вдоль поверхностей, определяемых локально когерентными сейсмическими событиями [1]. Разработанная версия основана на операторно–ориентированной схеме для усиления полезного сигнала по отношению к регулярным и нерегулярным помехам [3]. В этом случае волновой фронт полезного сигнала локально характеризуется поверхностью второго порядка, которую можно считать разложением времени вступления сейсмического события в ряд Тейлора в окрестности произвольной точки. Коэффициенты разложения (локальные кинематические атрибуты) оцениваются путем максимизации меры когерентности (сембланса), вычисляемой вдоль поверхности второго порядка. Особенность предложенной схемы состоит в том, что наиболее тяжёлая в вычислительном отношении процедура поиска этих параметров осуществляется на разреженной сетке. Как только эти параметры определены, определён и оператор «усиления сигнала», сводящийся к суммированию соседних трасс по двумерному годографу.

Разработанная технология построения изображений по Гауссовым пучкам позволяет строить изображения отражающих/рассеивающих объектов в истинных амплитудах, т.е. волновые сейсмические изображения, амплитуда которых пропорциональна линеаризованному коэффициенту отражения. Для достижения данного результата используется представление волнового поля в виде линейной суперпозиции гауссовых пучков. Гауссовы пучки – специальным образом конструируемые решения волнового уравнения, сосредоточенные в узкой окрестности некоторого заранее выбранного луча [4], трассируемого из целевой области к системе возбуждения – регистрации сейсмических данных. Эти решения являются наиболее узконаправленными волнами и, следовательно, идеально подходят для построения селективных изображений. Путем изменения угла наклона и угла раствора можно контролировать геометрию элементов разреза, подвергаемых усилению или подавлению [2]. При этом алгоритм

построения изображений по Гауссовым пучкам «выбирает» когерентные события и максимально фокусирует энергию в точку изображения, и поэтому изображения по Гауссовым пучкам получаются с высоким соотношением сигнал/шум.

Примеры исследования на реальных данных. На первом этапе мы применили процедуру усиления данных к 2D профилю сейсморазведки. Примеры сейсмограмм до усиления и после представлены на Рисунке 1. Видно, что в результате использования алгоритма более отчётливо выделяются когерентные события, повышается соотношение сигнал/помеха.

Далее эти данные были мигрированы с использованием алгоритма построения изображений на Гауссовых пучках. Результаты миграции как исходных данных, так и данных после усиления представлены на Рисунке 2. Изображения так сильно не отличаются как данные, поскольку сама процедура миграции усиливает соотношение сигнал/помеха и «подчёркивает» когерентные события. Однако разница видна «невооружённым глазом», также в результате использования алгоритма усиления более отчётливо выделяются когерентные события, повышается соотношение сигнал/помеха на итоговом изображении.

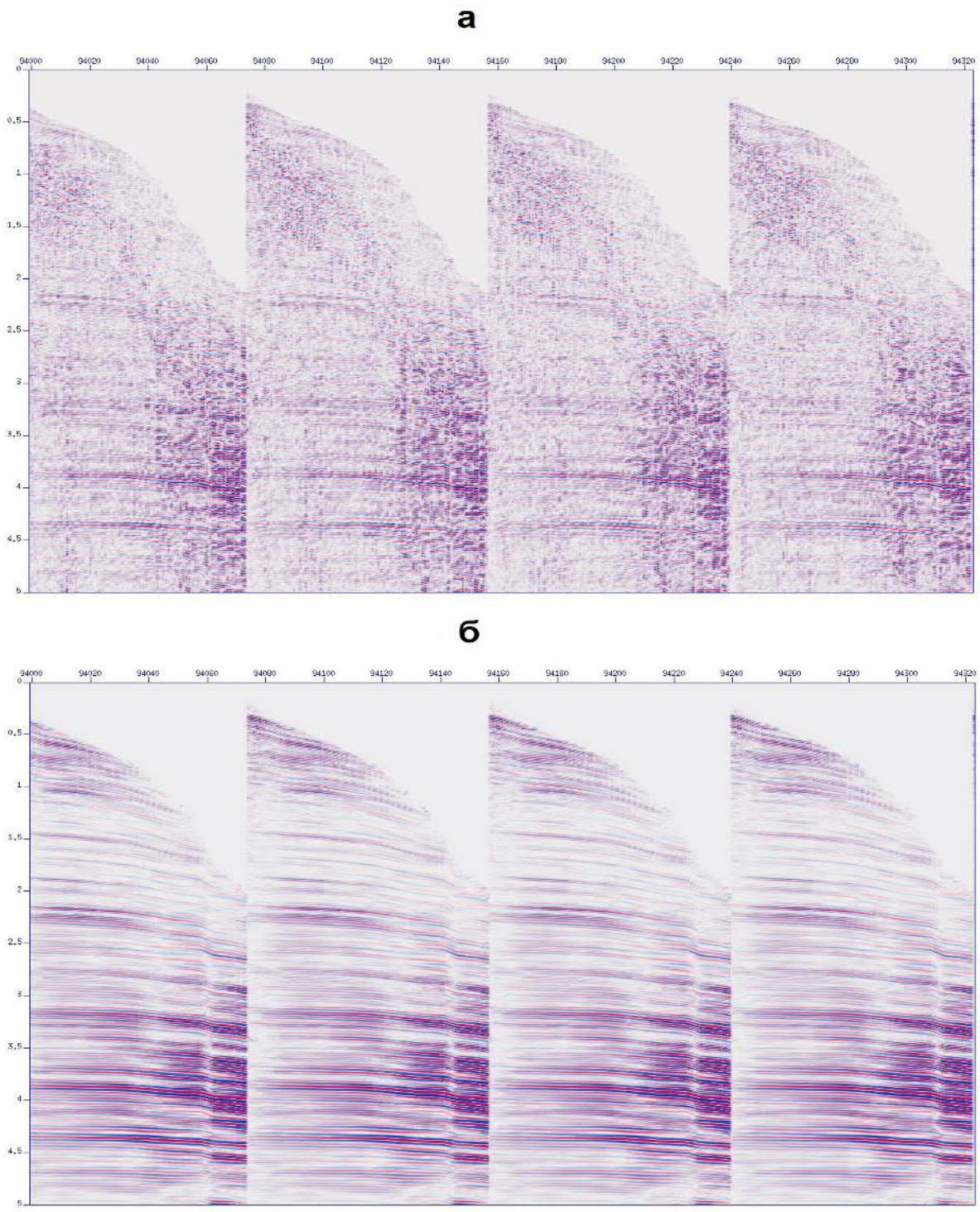


Рис. 1. Сейсмограммы общей средней точки: а) исходные данные, б) данные после процедуры усиления

Fig. 1. Common midpoint gathers: a) field seismic data, b) data after the enhancement procedure

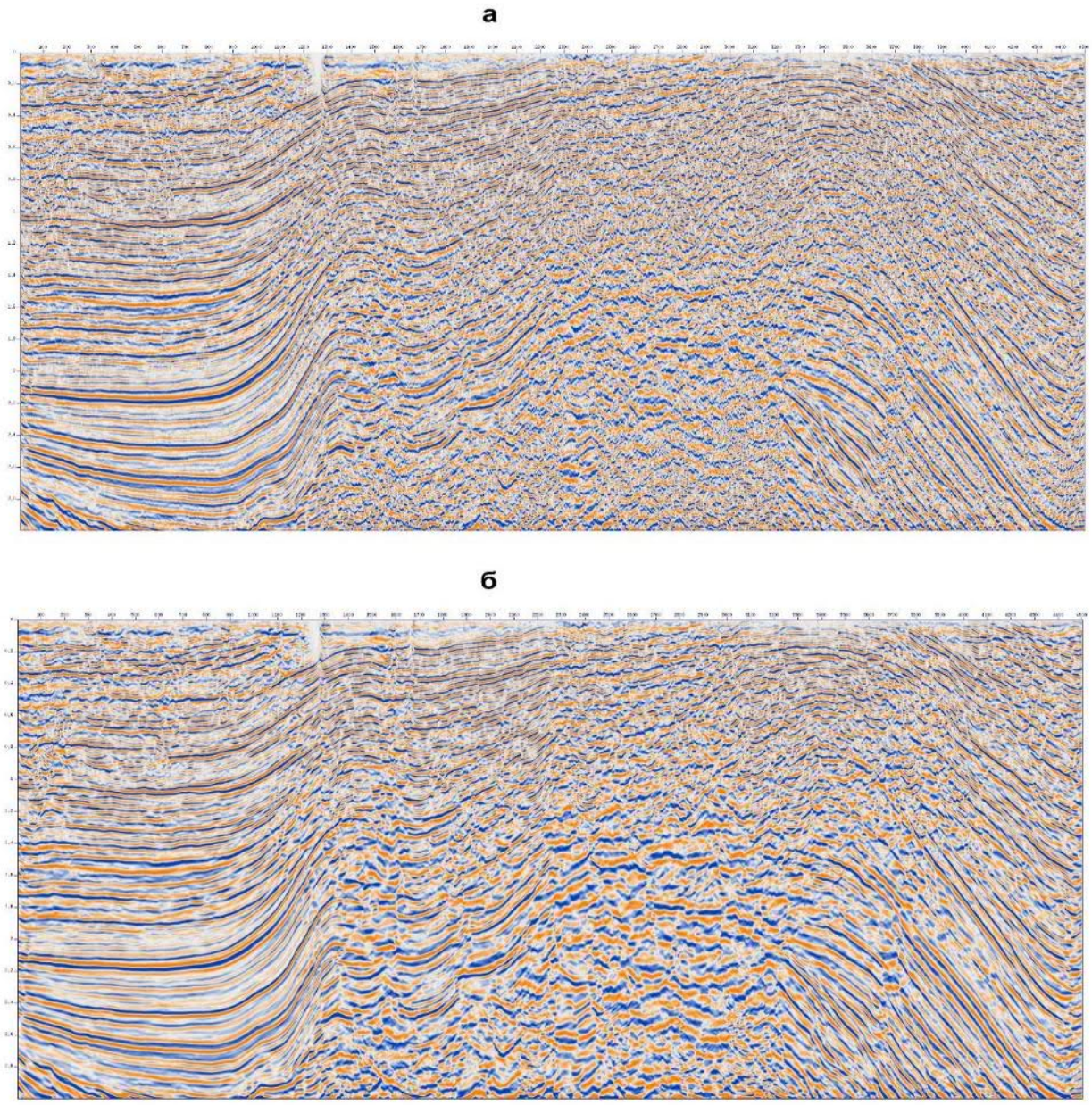


Рис. 2. Временной мигрированный разрез с использованием Гауссовых пучков: а) – результат миграции исходных данных, б) – результат миграции данных после процедуры усиления.

Fig. 2. Time migrated image using Gaussian beams: a) the migration result of the field seismic data, b) the migration result of the enhanced seismic data.

Наконец, при сравнении результатов совокупного применения алгоритмов усиления данных и миграции на Гауссовы пучках с результатами стандартной обработки с использованием миграции Кирхгоффа (Рис. 3) видно, что в некоторых зонах более отчётливо трассируются отражающие горизонты, изображение в целом получается менее шумным по сравнению со стандартной

обработкой. Однако при этих достоинствах видно понижение частотного состава изображения.

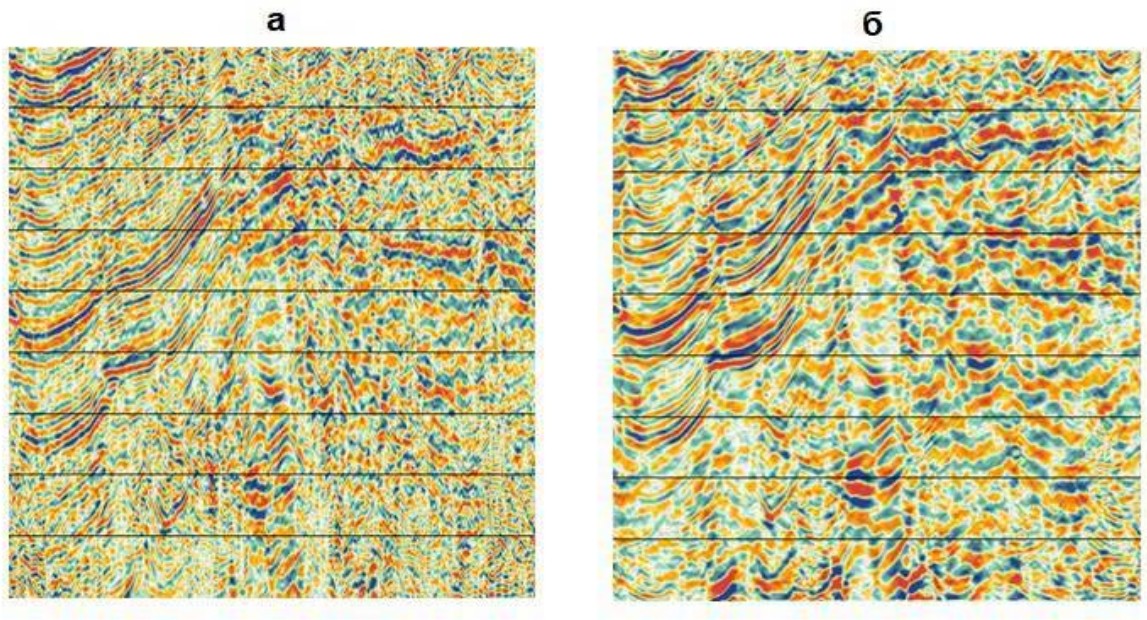


Рис. 3. Временной мигрированный разрез: а) стандартная обработка с использованием миграции Кирхгоффа, б) результат миграции на Гауссовых пучках по данным после процедуры усиления.
Fig. 3. Time migrated section: a) standard processing using Kirchhoff migration, b) Gaussian beam migration of the data after the data enhancement procedure.

Заключение. Применение алгоритмов усиления данных и миграции по Гауссовым пучкам на профиле 2D сейсморазведки показывает, что по сравнению со стандартной обработкой происходит повышение соотношения сигнал/помеха, более отчётливо выделяются когерентные события, при этом может происходить понижение частотного состава.

Благодарности. М.И. Протасов и Д.А. Неклюдов поддержаны грантом Российского научного фонда №20–61–47004.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ланда Е.И., Неклюдов Д.А., Протасов М.И., Решетова Г.В., Хайдуков В.Г., Чеверда В.А., Особенности распространения сейсмических волн в транзитных зонах при наличии ледового покрова и подавление шумов // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 2. – С. 57–69.

2. Протасов М.И., Чеверда В.А. Построение сейсмических изображений в истинных амплитудах // Доклады РАН. – 2006. – Т. 407. – № 4. – С. 528–532.

3. Hoecht G., Ricarte P., Bergler S. and Landa E. Operator oriented CRS interpolation // Geophysical Prospecting. – 2009. – V. 57. – P. 957–981.

4. Popov M.M., 2002. Ray theory and Gaussian beam for geophysicists. EDUFBA, SALVADOR–BAHIA.

REFERENCES

1. Landa Ye.I., Neklyudov D.A., Protasov M.I., Reshetova G.V., Khaydukov V.G., Cheverda V.A., Osobennosti rasprostraneniya seysmicheskikh voln v tranzitnykh zonakh pri nalichii ledovogo pokrova i podavleniye shumov // Tekhnologii seysmorazvedki. – 2016. – № 2. – S. 57–69.

2. Protasov M.I., Cheverda V.A. Postroyeniye seysmicheskikh izobrazheniy v istinnykh amplitudakh // Doklady RAN. – 2006. – T. 407. – № 4. – S. 528–532.

3. Hoecht G., Ricarte P., Bergler S. and Landa E. Operator oriented CRS interpolation // Geophysical Prospecting. – 2009. – V. 57. – P. 957–981.

4. Popov M.M., 2002. Ray theory and Gaussian beam for geophysicists. EDUFBA, SALVADOR–BAHIA.

© М.И. Протасов, Д.А. Неклюдов, А.А. Мерецкий, 2020

УДК 622.83 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-062

ДИФРАКЦИОННЫЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ И ИХ АТРИБУТЫ НА ОСНОВЕ АСИММЕТРИЧНОГО СУММИРОВАНИЯ: АПРОБАЦИЯ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Максим Игоревич Протасов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т ак. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел.: +7(383)330–27–96, e–mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Владимир Альбертович Чеверда
Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т ак. Коптюга, 3, заведующий лабораторией, тел.: +7(383)330–27–96, e–mail: cheverdava@ipgg.sbras.ru

Валерий Владимирович Шиликов
ООО «КрасноярскНипиНефть», 660098, Россия, г. Красноярск, ул. 9 мая, 65д, ведущий специалист, тел.: +7(391) 200–88–31, e–mail: shilikovvv@knipi.rosneft.ru

В статье рассматривается процедура построения трехмерных дифракционных изображений с последующим расчётом атрибутов дифракции. Алгоритм основан на асимметричном суммировании сейсмических данных и дает возможность создать три атрибута: атрибут структурной дифракции, атрибут точечной дифракции и азимут структурной дифракции. Эти атрибуты позволяют различать зоны трещинноватости и кавернозности, определять ориентацию трещин. Апробация подхода предоставлена на нескольких наборах реальных данных.

Ключевые слова: асимметричное суммирование, азимутальные дифракционные изображения, атрибуты дифракции, трещины, разломы, каверны

DIFFRACTION IMAGES AND THEIR ATTRIBUTES BASED ON ASYMMETRIC SUMMATION: REAL DATA APPLICATION

Maxim I. Protasov
Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., senior research scientist, phone: +7(383)330–27–96, e–mail: protasovmi@ipgg.nsc.ru

Vladimir A. Tcheverda
Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., head of laboratory, phone: +7(383)330–27–96, e–mail: cheverdava@ipgg.sbras.ru

Valery V. Shilikov
LTD «KrasnoyarskNipiNeft», 660098, Russia, Krasnoyarsk, 65d, 9 May St., leading specialist, phone: +7(391)200–88–31, e–mail: shilikovvv@knipi.rosneft.ru

The paper deals with a 3D diffraction imaging with the subsequent diffraction attribute calculation. The imaging is based on an asymmetric summation of seismic data and provides three diffraction attributes: structural diffraction attribute, point diffraction attribute, an azimuth of structural diffraction. These attributes provide differentiating fractured and cavernous objects and to determine the fractures orientations. Approbation of the approach was provided on several real data sets.

Key words: asymmetric summation, azimuthal diffraction images, diffraction attributes, fractures, faults, caverns.

Введение. Ранее были разработаны численные методы и программное обеспечение для построения изображений в рассеянных волнах таких объектов, как скопления каверн и коридоры трещинноватости [1, 2]. Основываясь на потребностях практики, метод был модифицирован так, чтобы обеспечить возможность его использования для построения изображений рассеянных/дифрагированных волн во временной области. Такая модификация расширяет возможности его практического применения, при которой не нужна глубинная скоростная модель [3]. Кроме того, проработан расчет атрибутов дифракции/рассеяния на основе автоматического анализа трёхмерных селективных изображений в зависимости от азимута рассеяния. Результатом этого анализа являются три значащих дифракционных атрибута: атрибут структурной дифракции, атрибут точечной дифракции и азимут структурной дифракции. Эти атрибуты позволяют провести дифференциацию трещиноватых и кавернозных геологических объектов и определить ориентацию трещин и разломов. Разработанные алгоритмы детально исследованы численно на реалистичной модели для Восточной Сибири, содержащей разломы, трещины и каверны, а также проведена апробация на реальных сейсмических данных.

Процедура построения дифракционных изображений. Для получения дифракционного изображения предлагается использовать принцип асимметричного суммирования данных. В таком подходе используется концепция построения селективных изображений. Ранее было получено условие визуализации для расчёта селективных изображений в глубинной области [2]:

$$I_{depth}(\bar{x};\theta,az,\beta)=\int T^{s}_{gb}(\bar{x}_r;\bar{x};\omega;\gamma,\theta,\mathrm{az},\beta)\cdot\vec{T}^{r}_{gb}(\bar{x}_r;\bar{x};\omega;\gamma,\theta,az,\beta)\cdot\vec{\varphi}(\bar{x}_r;\bar{x}_s;\omega)d\bar{x}_s d\bar{y}_s d\omega d\gamma\,, \quad (1)$$

где $T^{s}_{gb},\vec{T}^{r}_{gb}$ – веса суммирования, которые являются функциями Гауссовых пучков, а $\vec{\varphi}$ – сейсмические данные. Чтобы получить временное селективное изображение, рассчитывается условие визуализации (1) для текущей средней

скорости v_0^p в точке изображения $(x_i, y_i, z_i = 0.5V_0^p t_i)$. Следовательно, условие визуализации во временной области переписывается следующим образом:

$$I_{time}(x_i, y_i, t_i; \theta, az, \beta) = I_{depth}\left(x_i, y_i, z_i = 0.5V_0^p t_i; \theta, az, \beta\right). \quad (2)$$

Дифракционные атрибуты. В трехмерной среде возникает возможность построения индикатрисы рассеяния: условие визуализации (2) рассчитывается в зависимости от структурного азимута для каждой точки (x_i, y_i, t_i) изображения и для фиксированных углов az, β:

$$Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i) = I_{\text{time}}(x_i, y_i, t_i; az, \beta; \theta). \quad (3)$$

Его анализ дает нам три дифракционных атрибута. Первый – это атрибут структурной дифракции:

$$\text{E}^{\text{struct}}(x_i, y_i, t_i) = \max_{\theta} Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i) \cdot \int Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i) d\vartheta. \quad (4)$$

Этот атрибут указывает на наличие дифракционных объектов с определенной структурой – это ориентированные трещины и разломы. Второй – это атрибут точечной дифракции:

$$\text{E}^{\text{point}}(x_i, y_i, t_i) = \frac{\min_{\theta} Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i)}{\max_{\theta} Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i)} \cdot \int Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i) d\vartheta. \quad (5)$$

Этот атрибут указывает на наличие точечных дифракционных объектов без азимутальной ориентации: это могут быть вариации плотности трещин, полостей, неровности геометрии разломов. И еще один атрибут – это азимут структурной дифракции:

$$\text{AZ}^{\text{struct}}(x_i, y_i, t_i) = \{\theta(x_i, y_i, t_i) : \max_{\theta} Indicatrix(\theta; x_i, y_i, t_i)\} + 90^0. \quad (6)$$

Этот атрибут указывает на азимутальное направление объектов структурной дифракции, в первую очередь, направление трещин и разломов.

Численные примеры исследования на синтетических данных. Чтобы протестировать предложенные алгоритмы, разработана реалистичная трехмерная модель с геологическими разломами, трещинами и кавернами. В качестве основы для построения модели выбрана типичная геология для некоторого района к северу от Красноярского края. На рисунке 1 представлены результаты обработки синтетических данных. Как видно, между моделью (слева) и изображением (справа, условие визуализации (2)) есть соответствие.

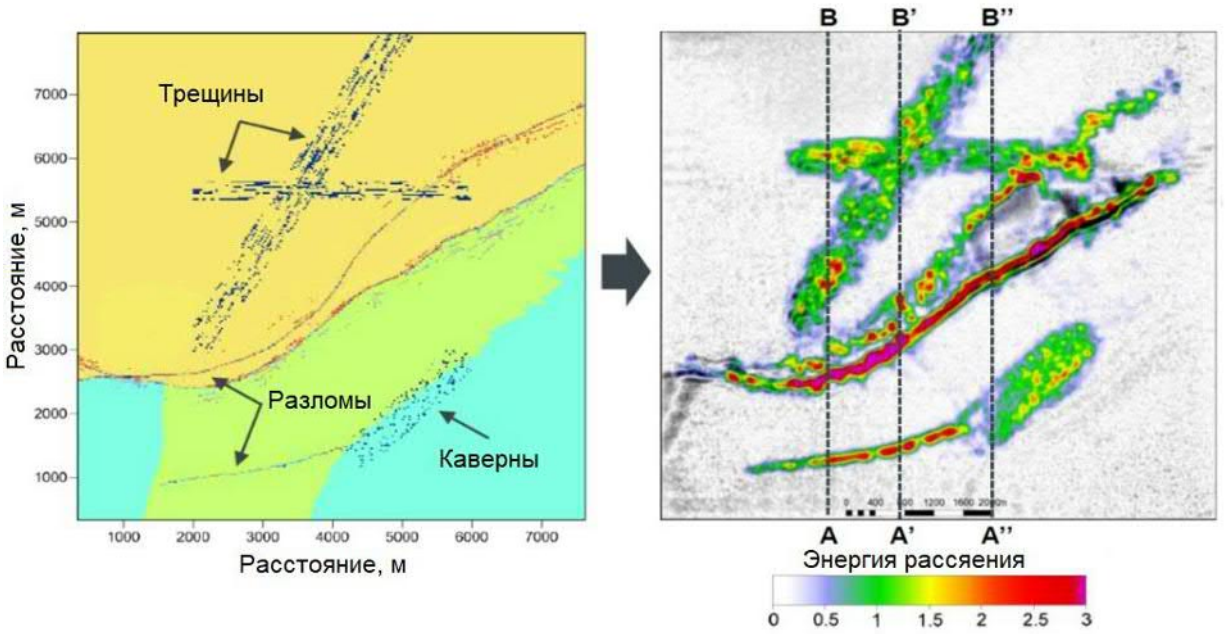


Рис. 1. Сравнение синтетической модели (слева) и полного дифракционного изображения по азимуту (справа)

Fig. 1. Comparison of the synthetic model (left) and full azimuth diffraction image (right)

Также рассчитаны дифракционные атрибуты по формулам (4)–(6). Они представлены на рисунке 2, где видно, что атрибуты структурной дифракции обеспечивают обнаружение разломов и ориентированных трещин, а азимут структурной дифракции показывает азимутальную ориентацию этих объектов. Точечный дифракционный атрибут показывает вариации плотности трещин, зоны пересечения семейства трещин, неровностей геометрии разломов и, наконец, зоны кавернозности.

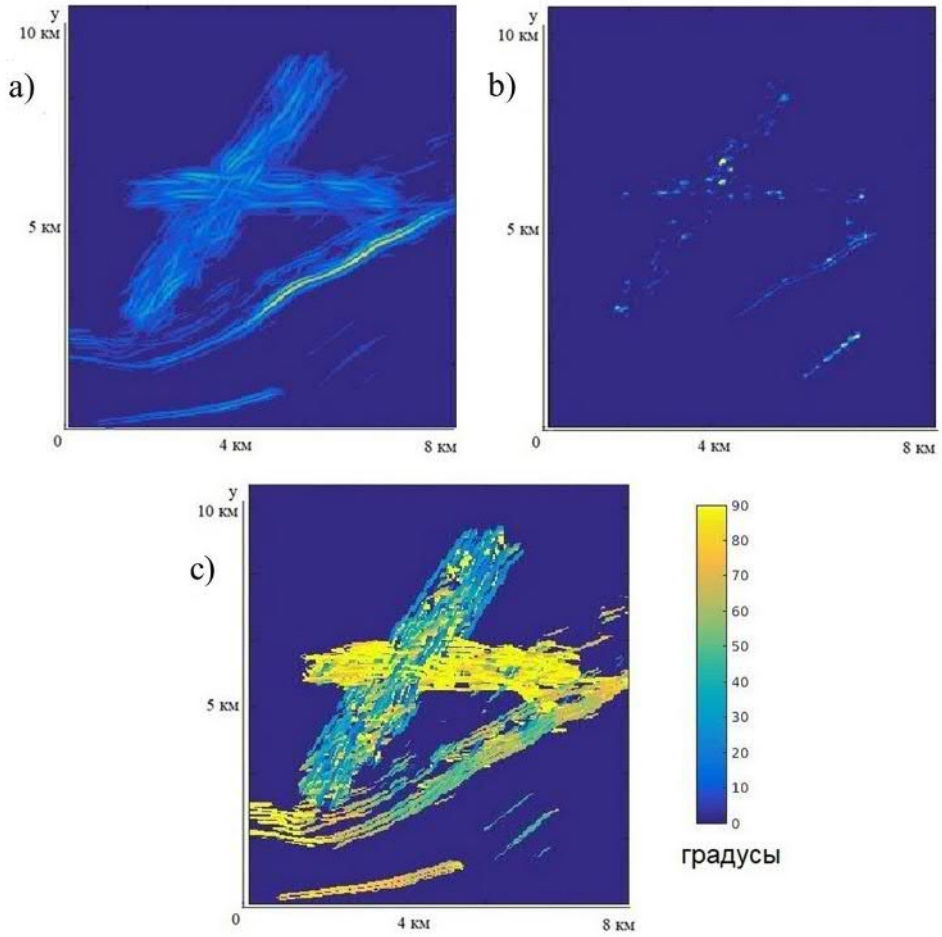


Рис. 2. Дифракционные атрибуты для синтетических данных: a) атрибут структурной дифракции; b) атрибут точечной дифракции; c) азимут структурной дифракции

Fig. 2. Diffraction attributes for the synthetic data: a) structural diffraction attribute; b) point diffraction attribute; c) azimuth of structural diffraction

Апробация на реальных данных. По реальным данным получены изображения, которые содержат разломы (рис. 3а). В этом случае был интерпретирован стандартный сейсмический разрез и были обнаружены 2 явных разлома. Они четко подтверждаются дифракционным изображением: основные разломы четко различимы в направлении на северо–запад (310 градусов) и юго–восток (130 градусов). Но, как видно на рисунке 3а, между этими двумя сильными разломами есть и другие дифракционные объекты, которые невидимы для стандартных сейсмических разрезов. Чтобы лучше понять и интерпретировать более надежно, необходимо принять во внимание

информацию, которая доступна из предложенных атрибутов дифракции (рис. 3b, 3c, 3d). Например, можно наблюдать, что оба разлома видны по атрибуту структурной дифракции (рис. 3c) и по азимуту структурной дифракции (рис. 3d). Разломы имеют противоположные азимуты, что означает, что они имеют противоположные пространственные провалы. Хорошо видны зоны повреждения основных разломов, а между основными разломами четко определены более мелкие разломы в направлении на восток (90 градусов) и на запад (270 градусов). Видны и другие объекты дифракции, но они требуют дополнительной интерпретации и консультации с геологами.

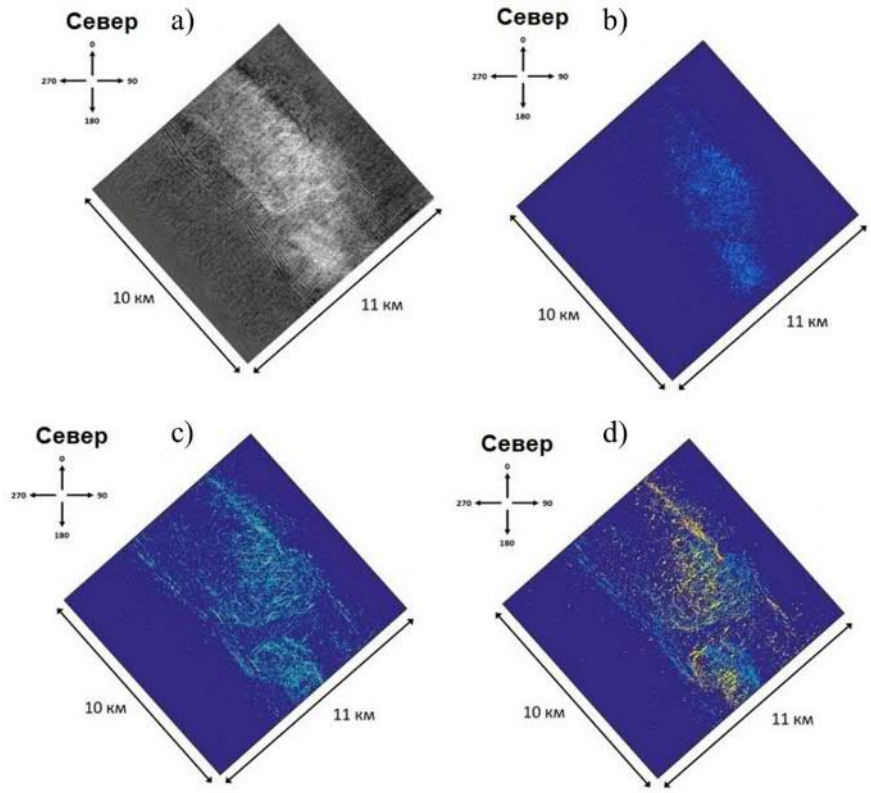


Рис. 3. Временной срез (1,008 с), полученный для реальных сейсмических данных: a) полное азимутальное дифракционное изображение; b) атрибут точечной дифракции; c) атрибут структурной дифракции; d) азимут структурной дифракции

Fig. 3. Time section (1.008 s) got for real seismic data: a) full azimuth diffraction image; b) point diffraction attribute; c) structural diffraction attribute; d) azimuth of structural diffraction

Заключение. Использование трехмерных дифракционных изображений во временной области обеспечивает надежное восстановление геологических объектов, таких как каверны, трещины и разломы. Предложены атрибуты дифракции, основанные на автоматическом анализе трехмерных селективных изображений: атрибут структурной дифракции, атрибут точечной дифракции, азимут структурной дифракции. Они дают возможность отличить каверны от трещин и обеспечивают возможность надежного определения ориентации трещин и разломов. Предложенные алгоритмы протестированы и подтверждены на реалистичных синтетических данных и реальных сейсмических данных.

Благодарности. Исследование выполнено в рамках гранта Российского научного фонда №20–61–47004.

REFERENCES

1. Protasov M.I., Tcheverda V.A., Reshetova G.V. Fracture detection by Gaussian beam imaging of seismic data and image spectrum analysis // Geophysical Prospecting. – 2016. – V. 64(1). – P. 68 – 82.
2. Protasov M.I., Gadylshin K.G., Tcheverda V.A., Pravduhin A.P. 3D diffraction imaging of fault and fracture zones via image spectral decomposition of partial images // Geophysical prospecting. – 2019. – V. 67(5). – P. 1256–1270.
3. Protasov M., Tcheverda V., Lisitsa V., Reshetova G., Shilikov V., Ledyaev A., Petrov D., Merzlikina A. and Volyanskaya V. 3D Scattering Imaging in the Time Domain Based on Asymmetric Beam Summation // EAGE–2019. 81th EAGE Conference and Exhibition: International conference and exhibition “EAGE–2019”: EAGE Extended Abstracts, London, 3–6 June 2019. – London: EAGE, 2019. – Th_P03_06.

© М.И. Протасов, В.А. Чеверда, В.В. Шиликов, 2020

УДК 550.34.02 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-063

ОЦЕНКА РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МЕТОДА ОБРАЩЕНИЯ ВРЕМЕНИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ СОБЫТИЙ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ В ОБРАЗЦАХ КЕРНА

Галина Витальевна Решетова
Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Лаврентьева, 6, доктор физико–математических наук, главный научный сотрудник, тел.: (383)330–79–93, e–mail: kgv@nmsf.sscc.ru

Предложен подход к локализации событий акустической эмиссии методом зеркального обращения времени, основанный на анализе суммарной энергии волнового процесса. С помощью численного моделирования исследуется разрешающая способность метода в зависимости от доминирующей частоты сигналов акустической эмиссии и количества каналов регистрации. Было показано, что даже для частот порядка 250–500 кГц удается локализовать события АЭ на образцах стандартного размера диаметром 30 мм.

Ключевые слова: керн, геомеханические испытания керна, акустическая эмиссия, численное моделирование

RESOLUTION OF THE TIME REVERSAL METHOD FOR ACOUSTIC EMISSION EVENTS RECOVERY IN CORE SAMPLES

Galina V. Reshetova
Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 6, Lavrentjeva pr., doctor of Science, chief researcher,phone: +7(383)330–79–93, e–mail: kgv@nmsf.sscc.ru

An approach to localizing the events of acoustic emission by the time reversal method based on the analysis of the total energy of the wave process is proposed. Based on the results of numerical modeling, the resolution of the method was investigated depending on the dominant frequency of acoustic emission signals and the number of recording channels. It was shown that even for frequencies of the order of 250–500 kHz, it is possible to localize acoustic emission events on samples of standard size with a diameter of 30 mm.

Key words: core, geomechanical tests of core, acoustic emission, numerical simulation.

1. Введение

Акустическая эмиссия (АЭ) основана на явлении возникновения и распространения упругих колебаний при воздействии на тело внешних нагрузок. В настоящее время на ее основе созданы многочисленные методы контроля диагностики инженерных сооружений и конструкций [1–3]. Родоначальником

этого направления считается Джозеф Кайзер, который в своей диссертации [4] заложил основы развития методики контроля с помощью АЭ.

В последнее десятилетие методы неразрушающего контроля, основанные на АЭ, стали активно применяться в нефтегазовой отрасли, например, для диагностики напряженно–деформированного состояния горных пород и изучения реакции насыщенных сред на внешние механические воздействия [5–7]. Отдельно следует выделить направление исследований по изучению акусто–эмиссионного эффекта памяти при нагружении образцов горных пород в лабораторных условиях [9–11]. Во время нагружения в образце керна возникают колебания, порожденные появлением и развитием микро– и макротрещин, схлопыванием микропор, трением уже существующих и возникающих новых поверхностей разлома друг о друга и другими локальными динамическими перестройками в структуре образца. В результате такого воздействия в образце возникает напряженно–деформированное состояние, приводящее к возникновению акустической эмиссии. Собранная информация, в виде записанных сигналов АЭ, представляет собой крайне важную информацию и может быть использована для оценки распределения внутренних напряжений, наличия скопления трещин внутри образца и др. Для того, чтобы извлечь подобную информацию, необходима разработка специальных математических методов и приемов.

В настоящей работе предлагается численный метод восстановления событий АЭ в образце керна, основанный на анализе суммарной энергии волнового процесса, полученного путем решения обратной динамической задачи методом продолжения зарегистрированных данных в обратном времени, а именно Методом Зеркального Обращения Времени (в англоязычной литературе Time Reversal Mirror или TRM) [12–16]. Однако его применение к реальным образцам керна требует дополнительных исследований в плане изучения разрешающей способности метода в зависимости от доминирующей частоты сигналов АЭ и количества каналов регистрации на внешней поверхности керна.

2. Синтетический набор данных

Для того, чтобы иметь возможность исследовать разрешающую способность метода, необходим набор синтетических данных. Эти данные можно получить численным решением прямой динамической задачи сейсмики, если провести математическую имитацию возникновения источников АЭ в образце керна, моделирование возникающего волнового поля и его запись на виртуальных датчиках на внешней поверхности образца. Пока остановимся на моделировании двумерного случая, чтобы избежать проведения весьма дорогостоящих вычислений, необходимых в трёхмерном случае.

Для численных экспериментов выберем образец стандартного диаметра 30 мм. Его упругие свойства зададим исходя из осреднённых свойств песчаника: V_p =3500 м/с, V_s =2000 м/с и плотность ρ =3500 кг/м^3. Будем предполагать, что источники сейсмоакустических волн располагаются в трех точках расчетной области и срабатывают в разные моменты времени: первый источник располагается в точке $(r_{01} = 7мм, \theta_{01} = 0)$ и срабатывает в момент $t_{01} = 10\ мкс$, второй в точке $(r_{02} = 10мм, \theta_{02} = \pi/2)$ и срабатывает в момент $t_{02} = 20\ мкс$ и, наконец, третий в точке $(r_{03} = 5мм, \theta_{03} = 5\pi/4)$ и срабатывает в момент $t_{03} = 30\ мкс$. В качестве временного сигнала используем Гауссиан $f(t) = \exp(-(\pi f_0(t - t_{0i}))^2)$, где f_0 – доминирующая частота и t_{0i} – задержка импульса для i–го источника. С помощью выбора различных значений t_{0i} моделируем срабатывание источников в различные моменты времени. Время регистрации сигнала в приёмниках полагается равным $T = 40\ мкс$. Приёмники равномерно располагаются на окружности, их номера отсчитываются от угла $\theta = 0$ против часовой стрелки (рис.1).

В статье не приводится описание численного метода решения прямой задачи, он достаточно подобно изложен в работах [17,18]. Заметим только, что расчеты производятся в полярной системе координат с использованием полярных сеток с периодическим измельчением азимутального шага.

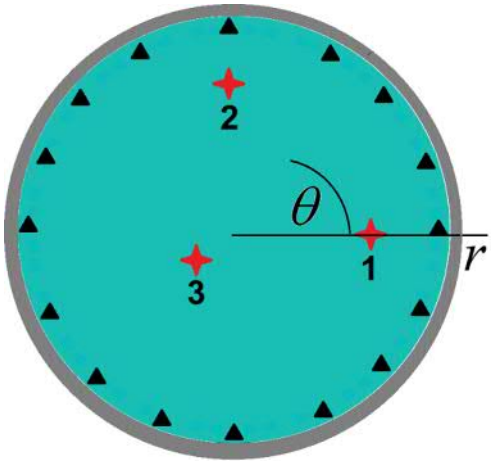


Рис. 1. Расположение источников (красный) и приёмников (черный) в экспериментах
Fig. 1. Location of sources (red) and receivers (black) in numerical experiments

Рассчитанное суммарное волновое поле регистрировалось в заданных приемниках (рис. 2а). При наполнении синтетического набора данных, в численных экспериментах варьировалось как число приёмников, так и доминирующая частота импульса в источнике, что соответствует доминирующей частоте характерных сигналов АЭ.

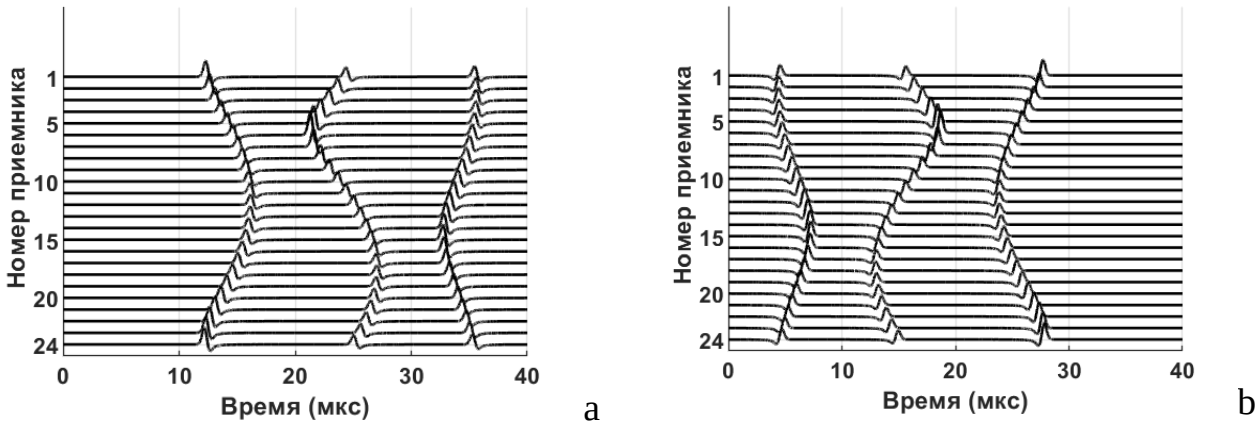


Рис. 2. Сейсмограмма (a) и перевёрнутая по времени (b) для 24 приёмников
Fig. 2. Seismogram for 24 receivers (a). Seismogram inverted in time (b)

3. Метод зеркального обращения времени

Обратная задача заключается в восстановлении положений источников и времён их включения по записям волновых полей в наборе приемников. Для ее решения поступаем следующим образом. Сначала меняем времена трасс на

противоположные, переворачивая их по времени (рис. 2b). Затем полагаем, что каждый приёмник становится источником, излучающим перевернутую трассу и рассчитываем волновое поле в обратном времени, то есть от момента окончания записи T до нуля. Заметим, что эта операция является корректной, как задача Коши для волнового уравнения, в силу принципа обратимости во времени линейных волновых процессов без затухания.

На рис.3 представлены моментальные снимки волнового поля в обратном времени для компоненты u_r в моменты времени, соответствующие временам срабатывания источников АЭ для случая f_0=250 кГц и 8 приемников/источников на внешней окружности образца.

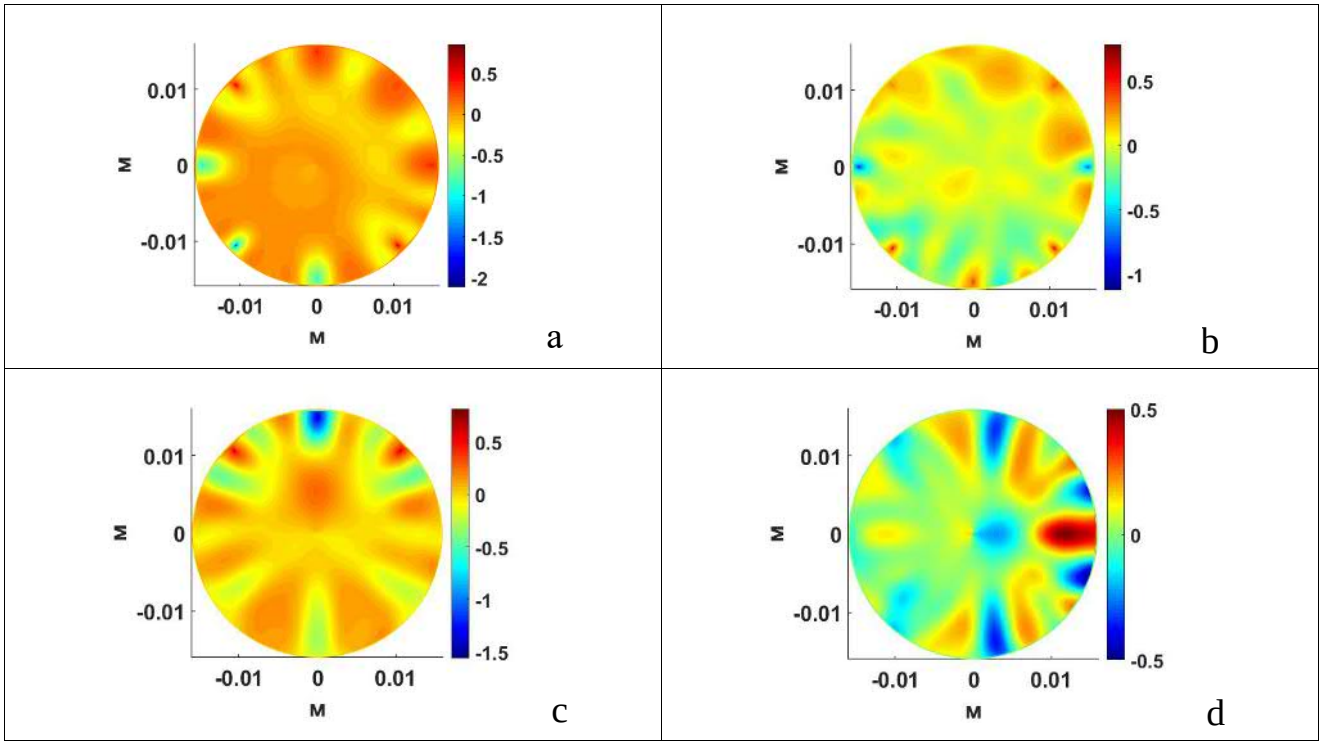


Рис. 3. Снимки волнового поля в обратном времени для компоненты u_r в начальный момент (a), в момент фокусировки волнового поля в третьем источнике $t = 10$ *мкс* (b), во втором источнике $t = 20$ *мкс* (c) и в первом источнике $t = 30$ *мкс* (d)

Fig. 3. Reverse time wavefield snapshots for the component u_r at the initial moment (a), at the time of focusing in the third source (b), in the second source (c) and in the first source (d)

Можно заметить локальные разрастания амплитуд в местах расположения источников АЭ. Однако уверенно выделить эти события на фоне сложной волновой картины довольно затруднительно из–за множества локальных максимумов и минимумов. Для того чтобы увеличить разрешающую способность, предлагается вычислять «накопленную» упругую энергию. Для этого в каждый момент времени t_k для всех точек конечно–разностной полярной сетки (r_i, θ_j) рассчитывается квадрат суммарной энергии E для всех предыдущих шагов t_m по времени:

$$E(r_i,\theta_j,t_k) = \sum_{t_m \le t_k} \sigma_{rr}(r_i,\theta_j,t_m)\varepsilon_{rr}(r_i,\theta_j,t_m) + \sigma_{\theta\theta}(r_i,\theta_j,t_m)\varepsilon_{\theta\theta}(r_i,\theta_j,t_m) + 2\sigma_{r\theta}(r_i,\theta_j,t_m)\varepsilon_{r\theta}(r_i,\theta_j,t_m) \quad (1)$$

На рис.4 приведены графики поведения нормированных значений суммарной энергии по времени, записанных в точках, соответствующих положениям первого, второго и третьего источников.

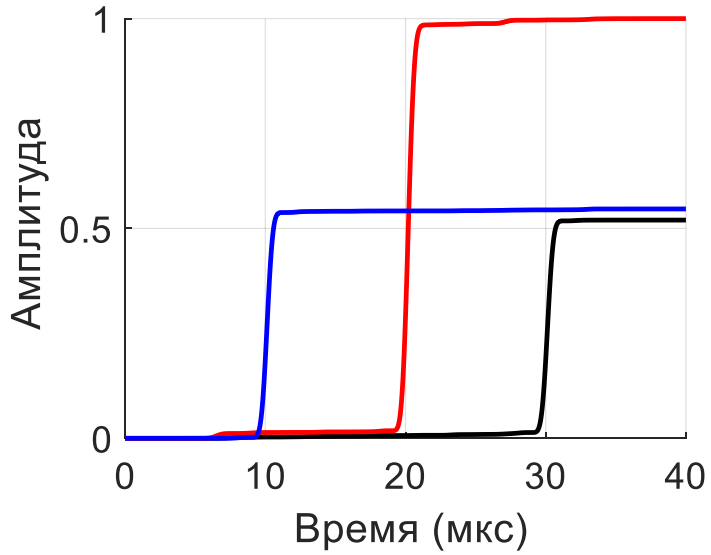


Рис. 4. Поведение нормированной суммарной энергии E по времени в точках, соответствующих положениям первого (черный), второго (красный) и третьего (синий) источников

Fig. 4. The time behavior of the normalized total energy E at points corresponding to the first (black), second (red) and third (blue) sources

Как видно, резкий скачек амплитуды происходит в момент срабатывания соответствующего источника и абсолютно точно вычисляется по поведению соответствующей кривой.

На рис. 5–7 приведены снимки волнового поля суммарной энергии, рассчитанные по формуле (1) для разных значений частоты источников АЭ и разного количества источников/приемников. Для облегчения анализа, в каждом столбце таблицы приводится пространственное распределение сейсмоакустической энергии только для моментов времени, соответствующих включению источников. Выбор частот проводился на основе анализа записей реальных лабораторных испытаний, а количество регистрирующих приемников – из условия ограниченной возможности их размещения на внешней окружности образца, длина которой составляет примерно 100 мм.

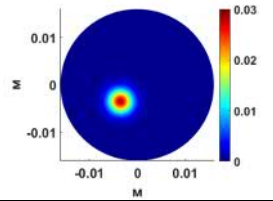
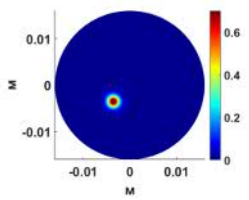
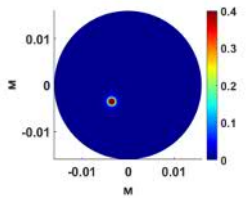
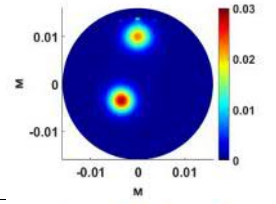
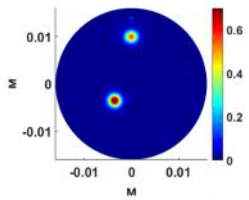
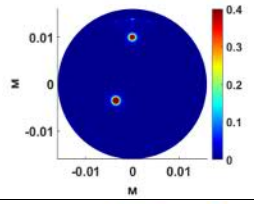
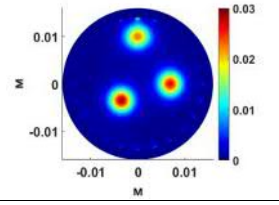
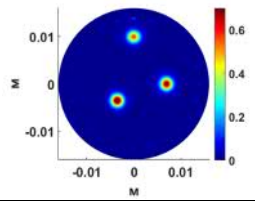
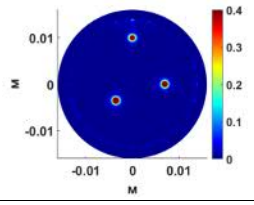
	250 кГц	500 кГц	1 МГц
t3			
t2			
t1			

Рис. 5. Снимки суммарной энергии для времён t3=10 мкс, t2=20 мкс, t1=30 мкс, соответствующих включению третьего, второго и первого источников, при использовании 24 приёмников

Fig. 5. The total energy snapshots for times t3 = 10 μs, t2 = 20 μs, t1 = 30 μs, corresponding to the third, second and first sources, using 24 receivers

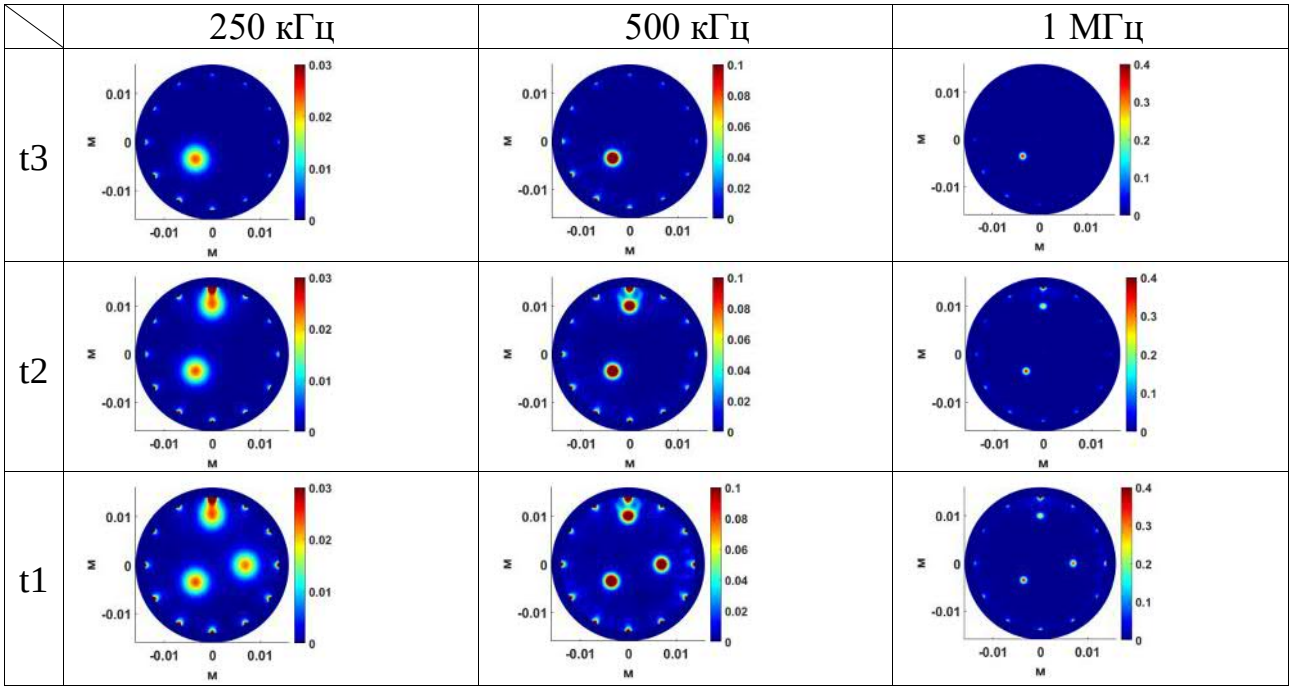


Рис. 6. Снимки суммарной энергии для времён t3=10 мкс, t2=20 мкс, t1=30 мкс, соответствующих включению третьего, второго и первого источников, при использовании 12 приёмников

Fig. 6. The total energy snapshots for times t3 = 10 μs, t2 = 20 μs, t1 = 30 μs, corresponding to the third, second and first sources, using 12 receivers

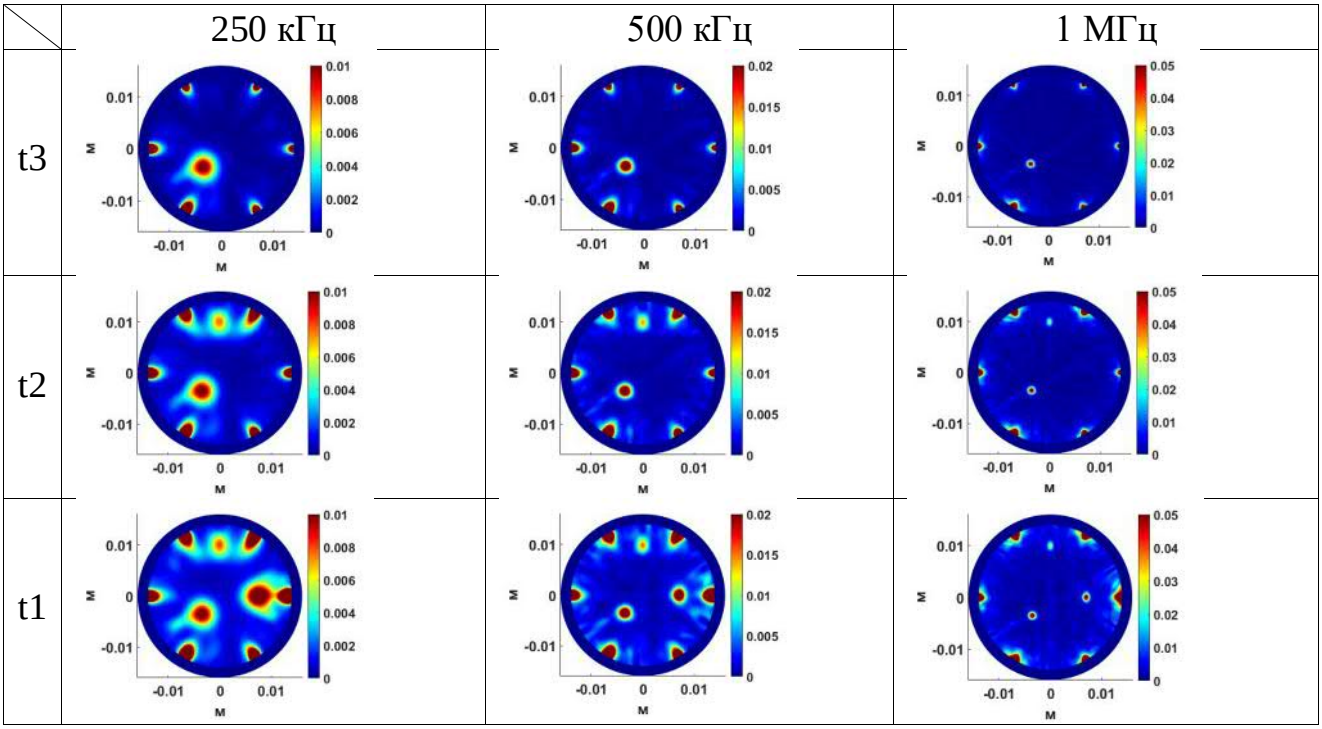


Рис. 7. Снимки суммарной энергии для времён t3=10 мкс, t2=20 мкс, t1=30 мкс, соответствующих включению третьего, второго и первого источников, при использовании 6 приёмников

Fig. 7. The total energy snapshots for times t3 = 10 μs, t2 = 20 μs, t1 = 30 μs, corresponding to the third, second and first sources, using 12 receivers

На рис. 5 приведены результаты расчетов для 24 регистрирующих приемников, располагающихся равномерно на внешней окружности образца, на рис. 6 – для 12 приемников и на рис. 7 – для 6 приемников. Как видно, разрешающая способность, характеризующаяся размером получаемого изображения для единичного источника, остаётся примерно одинаковой для всех трех случаев количества регистрирующих устройств, кроме источников, располагающихся близко к внешней границе образца. В этом случае происходит размывание изображения источника за счет смешивания амплитуды с артефактами, связанными с приёмниками–источниками, расположенными на внешнем диаметре изучаемого керна. Тем не менее качество изображения заметно улучшается при увеличении частоты.

4. Заключение

В работе предложен метод восстановления событий акустической эмиссии для образцов керна, основанный на анализе суммарной энергии волнового процесса. Энергия рассчитывается для волнового процесса, полученного методом зеркального обращения времени, при котором регистрирующие АЭ приёмники выступают как источники, излучающие записанное волновое поле в обратном времени. Как показали выполненные численные эксперименты, такая процедура позволяет не только локализовать источники акустической эмиссии, но и определить их время включения. Была исследована разрешающая способность метода для набора частот и разного количества приемников/каналов регистрации. Было показано, что на образцах стандартного размера диаметром 30 мм даже для частот порядка 250–500 кГц удается локализовать события АЭ.

5. Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19–01–00347 А.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кретов Е. Ультразвуковая дефектоскопия в энергомашиностроении. – М.: СВЕН, 2014. – 312 с.
2. Шайко–Шайковский А. Г., Богорош А. Т., Воронов С. А., Марченко К. В. Обзор применения акустической эмиссии для выявления микро– и нанодефектов // Надежность и качество сложных систем. – 2016. – № 1 (13). – С. 47–57.
3. Иванов В.И., Барат В.А. Акустико–эмиссионная диагностика. – М.: Спектр, 2017. – 362 с.
4. Kaiser J. Untersuchung über das Auftreten von Geräuschen beim Zugversuch // Dr.–Ing. Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen und Elektrotechnik der Technischen Universität München (TUM). – 1950.
5. Кочарян Г.Г., Остапчук А.А. Акустическая эмиссия при различных режимах межблоковых перемещений // Физико–технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2015. – №1. – С. 4–14.
6. Шадрин А. В. Геофизический критерий предвыбросного развития трещин в угольном пласте // Физико–технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 4. – С. 48–62.
7. Иголкина Г.В., Дрягин В.В. Использование каротажа сейсмоакустической эмиссии для выделения флюидонасыщенных коллекторов в нефтегазовых скважинах // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 43–49.
8. Шкуратник В.Л., Новиков Е.А. Влияние механического нагружения каменной соли на параметры термостимулированной акустической эмиссии // Прикладная механика и техническая физика. – 2015. – Т. 56. № 3 (331). – С. 164–172.
9. Шкуратник В.Л., Филимонов Ю.Л., Кучурин С.В. Экспериментальные исследования акустической эмиссии в образцах угля при одноосном нагружении // Физико–технические проблемы разработки полезных ископаемых. –2004. – С. 42–49.
10. Щербаков И.П., Чмель А.Е. Конкурентное накопление повреждений внутри и между зерен при разрушении гранита при повышенных температурах // Геология и геофизика. – 2016. – №11. – С. 151–158.
11. Дрягин В.В., Володин И.А., Чеботарева И.Я. Акустические эффекты при деформировании структурно неоднородных сред // Акустический журнал. – 2017. –№1. – С. 84–93.
12. Prada C., Fink M. Separation of interfering acoustic scattered signals using the invariants of the time reversal operator: application to Lamb waves characterization // J. Acoust. Soc. Am. – 1998. – 104(2). – P. 801–807.
13. Fink, M., and Prada, C. Acoustic time–reversal mirrors // Inv. Problems. – 2001. – 17(1), R1–R38.
14. José M. F. M., Yuanwei J. Detection by Time Reversal: Single Antenna // IEEE Transactions on Signal Processing. – 2007. – 55(1). – P. 187–201.
15. Parvasi, S. M., Ho, Siu Chun M., Kong, Q., Mousavi, R., Song, G. Real time bolt preload monitoring using piezoceramic transducers and time reversal technique – a numerical study with experimental verification // Smart Materials and Structures. –2016. – 25(8).
16. Fink, M. Time–reversal acoustics // J. Phys.: Conf. Ser. – 2008. – 118(1). – P. 012001.
17. Pissarenko, D.; Reshetova, G.V.; Tcheverda, V.A. 3D finite–difference synthetic acoustic logging in cylindrical coordinates // Geophysical Prospecting. – 2009. – 57(3). – P. 367–377.
18. Костин В.И., Решетова Г.В., Чеверда В.А. Численное моделирование трёхмерного акустического каротажа с использованием многопроцессорных вычислительных систем // Математическое моделирование. – 2008. – Т. 20. № 9. – С. 51–66.

REFERENCES

1. Kretov E. Ul'trazvukovaja defektoskopija v jenergomashinostroenii. – M.: SVEN, 2014. – 312 s.
2. Shajko–Shajkovskij A. G., Bogorosh A. T., Voronov S. A., Marchenko K. V. Obzor primenenija akusticheskoj jemissii dlja vyjavlenija mikro– i nanodefektov // Nadezhnost' i kachestvo slozhnyh sistem. – 2016. – № 1 (13). – S. 47–57.
3. Ivanov V.I., Barat V.A. Akustiko–jemissionnaja diagnostika. – M.: Spektr, 2017. – 362 s.
4. Kaiser J. Untersuchung über das Auftreten von Geräuschen beim Zugversuch // Dr.–Ing. Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen und Elektrotechnik der Technischen Universität München (TUM). – 1950.
5. Kocharjan G.G., Ostapchuk A.A. Akusticheskaja jemissija pri razlichnyh rezhimah mezhblokovyh peremeshhenij // Fiziko–tehnicheskie problemy razrabotki poleznyh iskopaemyh. – 2015. – №1. – S. 4–14.
6. Shadrin A. V. Geofizicheskij kriterij predvybrosnogo razvitija treshhin v ugol'nom plaste // Fiziko–tehnicheskie problemy razrabotki poleznyh iskopaemyh. – 2016. – № 4. – S. 48–62.
7. Igolkina G.V., Drjagin V.V. Ispol'zovanie karotazha sejsmoakusticheskoj jemissii dlja vydelenija fljuidonasyshhennyh kollektorov v neftegazovyh skvazhinah // Neftepromyslovoe delo. – 2018. – № 3. – S. 43–49.
8. Shkuratnik V.L., Novikov E.A. Vlijanie mehanicheskogo nagruzhenija kamennoj soli na parametry termostimulirovannoj akusticheskoj jemissii // Prikladnaja mehanika i tehnicheskaja fizika. – 2015. – T. 56. № 3 (331). – S. 164–172.
9. Shkuratnik V.L., Filimonov Ju.L., Kuchurin S.V. Jeksperimental'nye issledovanija akusticheskoj jemissii v obrazcah uglja pri odnoosnom nagruzhenii // Fiziko–tehnicheskie problemy razrabotki poleznyh iskopaemyh. –2004. – S. 42–49.
10. Shherbakov I.P., Chmel' A.E. Konkurentnoe nakoplenie povrezhdenij vnutri i mezhdu zeren pri razrushenii granita pri povyshennyh temperaturah // Geologija i geofizika. – 2016. – №11. – S. 151–158.
11. Drjagin V.V., Volodin I.A., Chebotareva I.Ja. Akusticheskie jeffekty pri deformirovanii strukturno neodnorodnyh sred // Akusticheskij zhurnal. – 2017. –№1. – S. 84–93.
12. Prada C., Fink M. Separation of interfering acoustic scattered signals using the invariants of the time reversal operator: application to Lamb waves characterization // J. Acoust. Soc. Am. – 1998. – 104(2). – P. 801–807.
13. Fink, M., and Prada, C. Acoustic time–reversal mirrors // Inv. Problems. – 2001. – 17(1), R1–R38.
14. José M. F. M., Yuanwei J. Detection by Time Reversal: Single Antenna // IEEE Transactions on Signal Processing. – 2007. – 55(1). – P. 187–201.
15. Parvasi, S. M., Ho, Siu Chun M., Kong, Q., Mousavi, R., Song, G. Real time bolt preload monitoring using piezoceramic transducers and time reversal technique – a numerical study with experimental verification // Smart Materials and Structures. –2016. – 25(8).
16. Fink, M. Time–reversal acoustics // J. Phys.: Conf. Ser. – 2008. – 118(1), 012001.
17. Pissarenko, D.; Reshetova, G.V.; Tcheverda, V.A. 3D finite–difference synthetic acoustic logging in cylindrical coordinates // Geophysical Prospecting. – 2009. – 57(3). – P. 367–377.
18. Kostin V.I., Reshetova G.V., Cheverda V.A. Chislennoe modelirovanie trjohmernogo akusticheskogo karotazha s ispol'zovaniem mnogoprocessornyh vychislitel'nyh sistem // Matematicheskoe modelirovanie. – 2008. – T. 20. № 9. – S. 51–66.

© Г.В. Решетова, 2020

УДК 550.382.3 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-064

ТЕМПЕРАТУРА КЮРИ ГОРНЫХ ПОРОД ЗАРЕЧЕНСКОЙ МАГНИТНОЙ АНОМАЛИИ (ВОСТОЧНОЕ ПОБЕРЕЖЬЕ ОЗ. БАЙКАЛ)

Даяна Юрьевна Сайлымбы
Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр–т К.Маркса, 20, студент, e–mail: dayana.saylymby@mail.ru

Петр Георгиевич Дядьков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, заведующий лабораторией, e–mail: DyadkovPG@ipgg.sbras.ru
Новосибирский государственный университет (НГУ), 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, доцент

Николай Эдуардович Михальцов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник, e–mail: MikhaltsovNE@ipgg.sbras.ru
Новосибирский государственный университет, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2

Определена температура Кюри образцов горных пород района Зареченской магнитной аномалии, источником которой является массив архейских пород, сложенных в основном гнейсо–гранитами. Полученные значения температуры Кюри указывают на то, что магнетизм этих пород обусловлен магнетитом. Как знание температуры Кюри, так и магнитного минерала, ответственного за магнетизм этого массива, необходимо для достоверной интерпретации результатов тектономагнитного мониторинга, выполняемого здесь с 1984 года, а также для решения геотермических задач.

Ключевые слова: температура Кюри, магнитная восприимчивость, граница Кюри, тектономагнитный мониторинг, геотермия, Зареченская магнитная аномалия, озеро Байкал.

CURIE TEMPERATURE OF THE ROCKS OF THE ZARECHENSKAY MAGNETIC ANOMALY (EAST COAST OF LAKE BAIKAL)

Dayana Yu. Saylymby
Novosibirsk State Technical University, Russia, 630073, Novosibirsk, K. Marx ave., 20, Student, e–mail: dayana.saylymby@mail.ru

Petr G. Dyadkov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug ave., 3, PhD, Head of laboratory, e–mail: DyadkovPG@ipgg.sbras.ru
Novosibirsk State University (NSU), 630090, Novosibirsk**,** Pirogova Str. 2**,** associate professor

Nikolay Ed. Mikhaltsov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyuga ave, 3, PhD, Researcher, e–mail: MikhaltsovNE@ipgg.sbras.ru,
Novosibirsk State University, Novosibirsk, 630090, Pirogov str., 2, senior lecturer.

The Curie temperature of rock samples of the Zarechenskaya magnetic anomaly region is determined. The source of this anomaly is an array of Archean rocks, composed mainly of gneiss–granits. The obtained values of the Curie temperature indicate that the magnetism of these rocks is due to magnetite. Both knowledge of the Curie temperature and the magnetic mineral responsible for the magnetism of this rock massive is important for interpreting the results of tectonomagnetic monitoring performed here since 1984, as well as for solving geothermal problems.
.

Keywords: Curie temperature, magnetic susceptibility, Curie boundary, tectonomagnetic monitoring, Zarechenskaya magnetic anomaly, Lake Baikal

Актуальность работы обусловлена необходимостью знания магнитных свойств горных пород Зареченской магнитной аномалии, в первую очередь для интерпретации тектономагнитных аномалий, регистрируемых на стационарном пункте «Стволовая». Непрерывные наблюдения ведутся с 1984 года. Зарегистрирован ряд эффектов в магнитном поле, сопутствующих умеренным и сильным землетрясениям [1, 2].

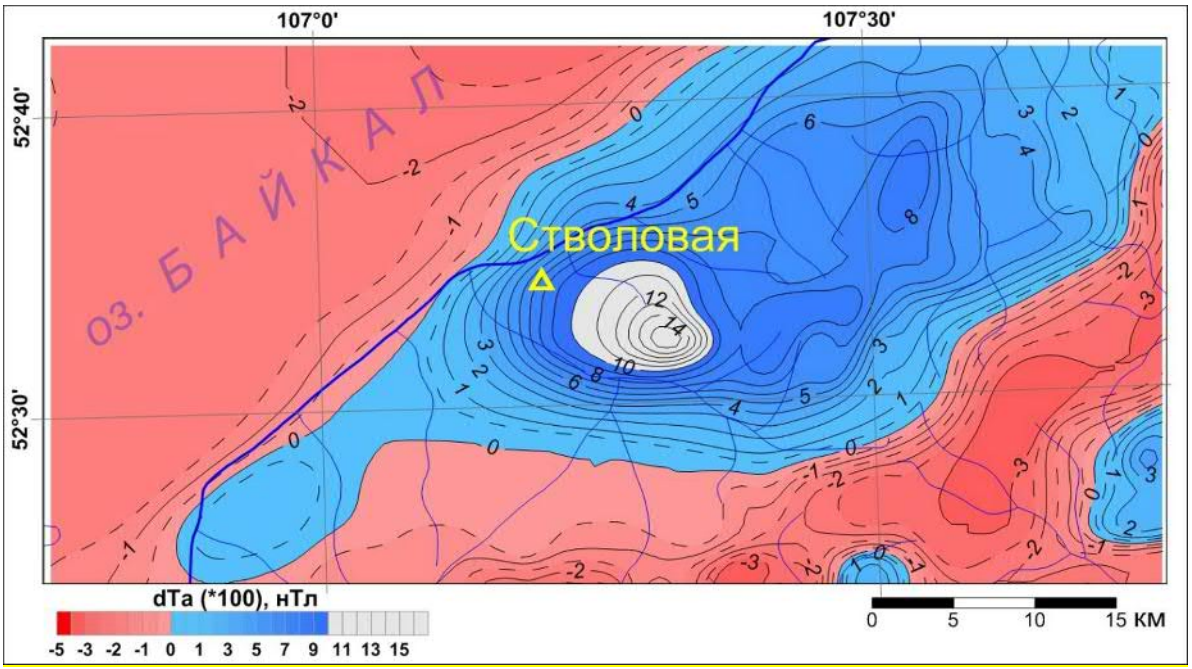


Рис. 1. Зареченская магнитная аномалия. Аномальное магнитное поле dTa в сотнях нТл

Fig. 1. Zarechenskaya magnetic anomaly. Anomalous magnetic field dTa in hundreds of nT

Основным средством достижения поставленной цели являлись лабораторные измерения магнитных свойств горных пород и получение

термомагнитных кривых для определения температуры Кюри. Температура Кюри – предельно допустимая температура, выше которой ферромагнитный материал теряет свои магнитные свойства. У ферромагнетиков температура Кюри варьируется в пределах 500–700°C [3].

Для исследования были использованы образцы, отобранные на Зареченской магнитной аномалии в районе пункта тектономагнитных наблюдений Стволовая, Источником Зареченской магнитной аномалии (рис. 1) является повышенная намагниченность обширного и, вероятно, глубоко залегающего, массива горных пород архейского возраста, сложенного в основном гнейсо–гранитами [4].

Измерения зависимости магнитной восприимчивости от температуры проводились на приборе Kappabridges MFK1–FA, в лаборатории геодинамики и палеомагнетизма ИНГГ СО РАН. Принцип работы этой аппаратуры связан с измерением изменений индуктивности, обусловленных помещением в катушку образца. Для измерения магнитной восприимчивости образцов использовался прибор КТ–5, который представляет собой портативный малогабаритный каппаметр, предназначенный для измерения магнитной восприимчивости как в лабораториях, так и в полевых условиях.

Зависимость магнитной восприимчивости от температуры определялась в диапазоне температур от 27 до 700 ºС. Чтобы избежать окисления во время лабораторных экспериментов, нагревы проводились в атмосфере аргона. Термомагнитный анализ одного образца занимал около двух часов. В течение этого времени происходил цикл нагрева и остывания.

В результате серии лабораторных экспериментов определены значения магнитной восприимчивости и температуры Кюри для гнейсо–гранитов Зареченской магнитной аномалии, которые слагают обширный, ~ 30 км х 20 км, интрузивный массив горных пород архейского возраста, являющийся, согласно [4], Большесухинским выступом Байкальской глыбы.

Магнитная восприимчивость для 5 исследованных образцов находилась в пределах (7.5 ÷ 17,4) х 10^{-3} СИ.

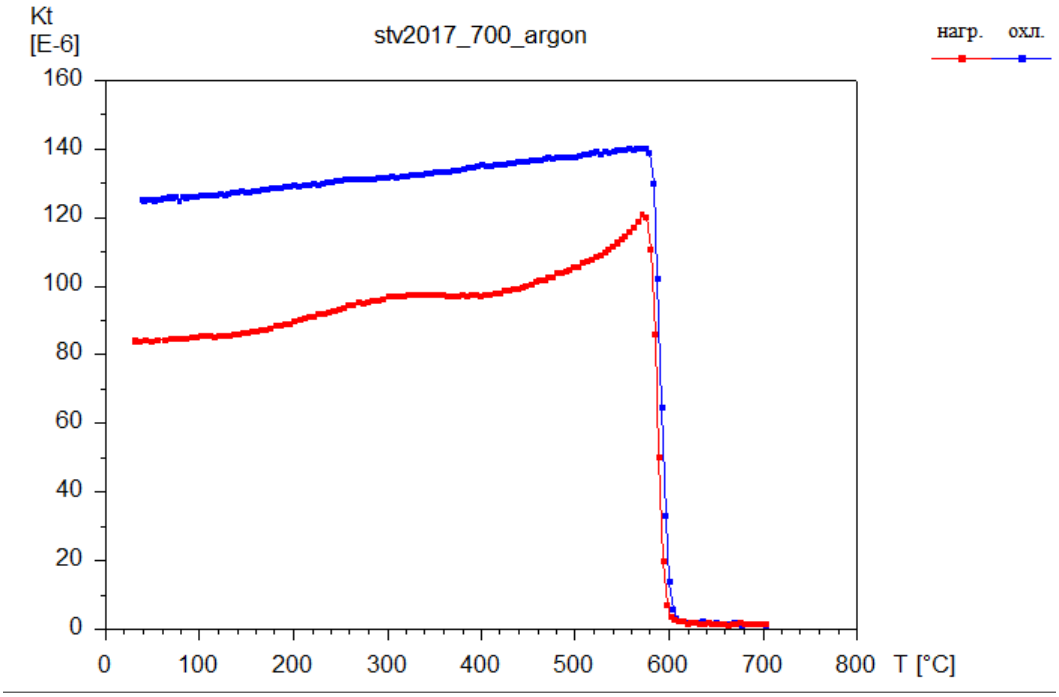


Рис. 2. Температурная зависимость магнитной восприимчивости для образца «Стволовая, скала». Магнитная восприимчивость по оси ординат представлена в условных единицах. Красная кривая – нагревание, синяя – охлаждение
Fig. 2. Temperature dependence of magnetic susceptibility for the sample “Stvolovaya, rock”. The magnetic susceptibility along the ordinate axis is presented in conditional units. The red curve is heating, the blue is cooling

Типичный вид температурной зависимости магнитной восприимчивости для одного из образцов показан на рис. 2. У всех образцов при высоких температурах происходили изменения в структуре, и поэтому кривая охлаждения идет выше чем кривая нагрева.

Все образцы показали одну и ту же температуру Кюри – 580–600ºС. Приуроченность температуры Кюри к диапазону 580–600ºС свидетельствует о том, что главный магнитный минерал во всех измеренных образцах – магнетит. Именно у магнетита температура Кюри находится около 600 ºС.

С целью определения влияния процессов выветривания на значение магнитной восприимчивости и температуру Кюри были выполнены термомагнитные измерения как для образца породы, подвергнутой выветриванию, так и для образца без признаков выветривания. Результаты

показали более высокие значения магнитной восприимчивости и гораздо более плавный выход на полное размагничивание (на 640°С) у образца породы с признаками выветривания, чем у образца без таких признаков (600°С). Однако резкий спад значений магнитной восприимчивости начинается у обеих образцов при одной и той же температуре 580ºС. Необходимо отметить, что оба образца были взяты из одного более крупного куска скальной породы.

Важно отметить, что термомагнитные кривые архейских гнейсов Северокитайского кратона имеют похожий вид и весьма близкую температуру Кюри, равную 580°С [5].

Таким образом, определена температура Кюри образцов горных пород района Зареченской магнитной аномалии, источником которой является массив архейских пород, сложенных в основном гнейсо–гранитами. Полученные значения температуры Кюри (~ 580° – 600°С) указывают на то, что магнетизм этих пород обусловлен магнетитом.

Как знание температуры Кюри, так и магнитного минерала, ответственного за магнетизм этого массива важно для решения следующих задач. Во–первых, поскольку в этом районе с 1984 года ведутся непрерывные наблюдения за изменениями модуля вектора магнитной индукции геомагнитного поля, знание температуры Кюри позволяет оценить с каких глубин возможно получать информацию об изменении напряженного состояния в земной коре на основе магнитоупругого эффекта горных пород. Во–вторых, определение глубины залегания нижней кромки аномального магнитного тела путем решения обратной задачи магниторазведки позволяет соотнести эту глубину с найденной в лабораторных экспериментах температурой Кюри, что может являться независимым способом определения температуры на глубине.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0012.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дядьков П.Г., Мандельбаум М.М., Татьков Г.И., Ларионов В.А., Жирова Н.В., Михеев О.А., Низамутдинов Р.С., Чебаков Г.И. Особенности развития сейсмотектонического

процесса и процессов подготовки землетрясений в центральной части Байкальской рифтовой зоны по результатам тектономагнитных исследований // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 3. – С. 346–359.

2. Дядьков П.Г., Романенко Ю.М., Дучкова А.А., Козлова М.П., Кулешов Д.А., Цибизов Л.В. О критериях выделения областей подготовки сильных байкальских землетрясений на основе анализа сейсмического режима и результатов тектономагнитного мониторинга // ГИАБ. –2017– №12. – Спец. выпуск 36. – С. 11–18.

3. Трухин В. И. Введение в магнетизм горных пород. – М.: МГУ, 1973. – 275 с.

4. Геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Прибайкальская, лист N–48–XXXVI. – М.: Недра, 1965. – 70 с.

5. Wang H., Liu Q. Zhao W., Li Z. and Zheng J. Magnetic properties of Archean gneisses from the northeastern North China Craton: the relationship between magnetism and metamorphic grade in the deep continental crust // Geophys. J. Int. (2015) 201, 486–495. doi: 10.1093/gji/ggv036.

REFERENCES

1. Dyadkov P.G., Mandelbaum M.M., Tatkov G.I., Larionov V.A., Zhirova N.V., Mikheev O.A., Nizamutdinov R.S., Chebakov G.I. Development of seismotectonic and preseismic processes in the central Baikal rift zone, from tectonomagnetic observations // Russian geology and geophysics, 40 (3), P. 343–355.

2. Djad'kov P.G., Romanenko Ju.M., Duchkova A.A., Kozlova M.P., Kuleshov D.A., Cibizov L.V. O kriterijah vydelenija oblastej podgotovki sil'nyh bajkal'skih zemletrjasenij na osnove analiza sejsmicheskogo rezhima i rezul'tatov tektonomagnitnogo monitoringa // GIAB, №12, spec. vypusk 36, 2017, S. 11–18.

3. Truhin V. I. Vvedenie v magnetizm gornyh porod. – M.: MGU, 1973. – 275 s.

4. Geologicheskaja karta SSSR masshtaba 1:200000. Serija Pribajkal'skaja, list N–48–XXXVI. – M.: Nedra, 1965. – 70 s.

5. Wang H., Liu Q. Zhao W., Li Z. and Zheng J. Magnetic properties of Archean gneisses from the northeastern North China Craton: the relationship between magnetism and metamorphic grade in the deep continental crust // Geophys. J. Int. (2015) 201, 486–495. doi: 10.1093/gji/ggv036.

© Д.Ю. Сайлымбы, П.Г. Дядьков, Н.Э. Михальцов, 2020

УДК 550.34 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-065

МНОГОКАНАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ К ЧАСТОТНО–ВРЕМЕННЫМ ПРЕДСТАВЛЕНИЯМ ДАННЫХ

Александр Сергеевич Сердюков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник
Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, кандидат физико–математических наук, младший научный сотрудник, тел.: +7(383) 335–96–42, e–mail: aleksanderserdyukov@ya.ru

Александр Викторович Яблоков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, научный сотрудник
Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, младший научный сотрудник, e–mail: yablokovav@ipgg.sbras.ru

В работе предложен новый метод спектральной обработки многоканальных данных поверхностных волн. Основой метода является выделение поверхностно–волнового пакета путем применения анализа главных компонент в частотно–временной области. Преимущества нового метода продемонстрированы на примере обработки полевых данных.

Ключевые слова: многоканальный метод анализа поверхностных волн, метод главных компонент, сингулярное разложение, спектральные преобразования

MULTI–CHANNEL FILTRATION OF SURFACE SEISMIC WAVES BASED ON THE APPLICATION OF THE MAIN COMPONENTS METHOD TO FREQUENCY–TIME DATA REPRESENTATIONS

Aleksander S. Serdyukov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PhD, senior researcher
Chinakal Institute of Mining SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 54, Krasnyi propect, PhD, junior researcher, phone: +7(383) 335–96–42, e–mail: serdyukovas@ipgg.sbras.ru

Alexandr V. Yablokov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., junior researcher
Chinakal Institute of Mining SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 54, Krasnyi propect, junior researcher
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, st. Pirogova 1, junior researcher, e–mail: yablokovav@ipgg.sbras.ru

A new method of spectral processing of multichannel data of surface waves is proposed. The basis of the method is the separation of the surface–wave packet by applying the analysis of the main components in the time–frequency domain. The advantages of the new method are demonstrated by the example of field data processing.

Key words: multichannel surface wave analysis, principal component analysis, singular decomposition, spectral transformations.

Введение

Рассматривается метод многоканального анализа поверхностных сейсмических волн (MASW) [1], позволяющий строить разрезы скоростей поперечных волн на основе кривых фазовых скоростей поверхностных волн. MASW широко используется при проведении малоглубинных сейсмических исследований. Ключевой этапом MASW является построение дисперсионных кривых поверхностных волн. Фундаментальная мода поверхностной волны, как правило, выделяется на фоне помех и других волн в частотно–волновой f–k области. В случае зашумленных данных стандартные методы (например, 2D–преобразование Фурье или метод фазового сдвига) создают искаженные спектральные изображения. Иногда невозможно наблюдать дисперсионный тренд поверхностной волны.

Фильтрация во временной области на основе частотно–временного представления сейсмических данных широко используется для увеличения отношения сигнал/шум при анализе поверхностных волн [2–6]. Мы рассматриваем метод наклонного f–k преобразования Slant f–k (SFK) transform [5]. SFK – это метод извлечения дисперсионных кривых фазовой скорости поверхностной волны, основанный на S–преобразовании (ST) [7]. В работе [5] показано, что SFK гораздо помехоустойчивее стандартного преобразования f–k. Метод SFK предполагает, что сейсмический источник генерирует симметричный импульс в нулевой момент времени и смещения, а групповая скорость поверхностной волны является постоянной на расстоянии источник–приемник. Эти допущения приводят к ошибкам при больших выносах источников, которые часто используются на практике [8] и/или когда импульс источника существенно не симметричен.

Чтобы решить эти проблемы, мы модифицируем метод SFK, применяя tau–p преобразование к совокупности S–преобразований данных с фиксированной

общей частотой. Мы рассматриваем всевозможные наклоны и время запаздывания, в то время как в исходном преобразовании SFK рассматривается только нулевое запаздывание. Далее мы предлагаем применять анализ главных компонент (PCA – principal component analysis), широко используемый при решении других задач обработки сейсмических данных [9, 10]. В предлагаемом нами методе анализа поверхностных волн PCA позволяет выделить пакет поверхностных волн фундаментальной моды. Результирующее изображение f–k строится путем преобразования Фурье отфильтрованных данных. Мы сравниваем предложенный f–k анализ на основе метода главных компонент (PcFK) со стандартным f–k преобразованием (2D FT) и методом SFK.

Описание метода

S–преобразование сигнала *h (t)* определяется как:

$$S\left[h(t)\right](\tau, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} h(t) \frac{|f|}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\tau-t)^2 f^2}{2}} e^{-i2\pi ft} dt. \qquad (1)$$

Рассмотрим фундаментальную моду поверхностной волны. Рассмотрим два сигнала $h_1(t)$ и $h_2(t)$, записанные двумя приемниками линейной системы наблюдений (оба приемника расположены на одной линии источник–приемник). S–преобразование второго сигнала может быть выражено через S–преобразование первого сигнала [3]:

$$S\left[h_2(t)\right](\tau, f) = e^{-i2\pi k(f)l} e^{-\lambda(f)l} S\left[h_1(t)\right]\left(\tau - k'(f)l, f\right) \qquad (2)$$

где $k(f)$ – волновое число поверхностной волны, $\lambda(f)$ – зависящий от частоты параметр затухания, а l – расстояние между двумя приемниками.

Применим S–преобразование к сейсмограммам общей точки возбуждения (ОТВ) $g(x,t)$ и зафиксируем частоту f. Таким образом, для каждого общего набора частот мы получаем ряд двумерных комплексных функций времени и расстояния (псевдосейсмограммы):

$$g_f(\tau,x) = S\left[g(x,t)\right](\tau, f, x) \tag{3}$$

В [5] было предложено вычислять пространственное преобразование Фурье вдоль наклонных сечений $\tau = x/u$ псевдосейсмограмм для всевозможных пробных значений групповой скорости u. Результирующее спектральное SFK изображение вычисляется по формуле:

$$\Psi_{SFK}(f,k) = \max_u \left| \int_{-\infty}^{+\infty} g_f\left(\frac{x}{u}, x\right) e^{-2\pi i x k} dx \right|. \tag{4}$$

Метод SFK предполагает, что импульс источника сосредоточен вокруг нулевого времени, а среда между источником и приемниками является горизонтально однородной. Горизонтальная однородность в пределах местоположения линейной системы наблюдения является стандартным предположением MASW. При этом, в предположении горизонтальной однородности среды между источником и ближайшим к нему приемником нет необходимости. Заметим, что существуют определенные преимущества в выборе больших выносов от источника до ближайшего приемника [8]. Чтобы преодолеть ограничения метода SFK, мы предлагаем, по аналогии с *tau–p* преобразованием, рассмотреть линии $\tau = \tau_0 + \frac{x - x_0}{u}$, где τ_0 – время запаздывания, а x_0 – вынос приемника, ближайшего к источнику. Мы фиксируем групповую скорость u и применяем к псевдосейсмограмме общей частоты (3) следующее преобразование:

$$G_{f,u}(\tau,x) = g_f\left(\tau + \frac{x - x_0}{u}, x\right). \tag{5}$$

Из–за пространственно–временной дискретизации для каждой фиксированной пары частота–групповая скорость (f,u) получаем матрицу $\mathbf{G}(f,u) = \left\{G_{ij} = G_{f,u}(\tau_i, x_j)\right\}$, где τ_i – i–ый отчет времени, а x_j – вынос j–того приемника, а функция $G_{f,u}$ определена в (5). Мы предлагаем применить анализ

главных компонент (PCA – principal component analysis) к матрице. PCA выполняется с использованием усеченного сингулярного разложения по сингулярным числам (SVD). Основанная на SVD аппроксимация малого ранга матрицы $\mathbf{G}$ определяется по формуле:

$$\mathbf{G}^p = \sum_{l=1}^{p} \sigma_l \mathbf{b}_l^T \mathbf{a}_l^T, \tag{6}$$

где σ_l – сингулярное число, $\mathbf{a}_l$ – соответствующий правый сингулярный вектор–столбец, а $\mathbf{b}_l$ – соответствующий левый вектор–строка. Заметим, что сингулярные числа и векторы зависят от f и u. Из (2) следует, что для данных, в которых присутствует только фундаментальная мода поверхностной волны (без других мод, объемных волн, шума), ранг матрицы $\mathbf{G}$ равен единице при условии соответствующего выбора групповой скорости $u = u_0$, т.е. $\mathbf{G}$ имеет только одно ненулевое сингулярное число $\sigma_1(f, u_0)$. Более того, первое сингулярное число достигает максимального значения только при $u = u_0$: $\sigma_1(f, u_0) > \sigma_1(f, u)$ для любого $u \neq u_0$. Исходя из предположения о доминировании фундаментальной моды в данных MASW, мы рассматриваем приближение ранга 1 матрицы $\mathbf{G}$. Таким образом, мы предлагаем оценивать групповую скорость фундаментальной моды поверхностной волны следующим образом

$$u_0(f) = \arg\max_u \sigma_1(f, u), \tag{7}$$

Для получения результирующего спектрального f–k изображения (PcFK) выполним суммирование в частотной области правых первых сингулярных векторов $\mathbf{a}^0(f) = \mathbf{a}_1(f, u_0)$ для всевозможных пробных векторов $\mathbf{v}$, соответствующих волновому числу k

$$\Psi_{PcFK}(f, k) = \left| \mathbf{a}^0 \mathbf{v} \right|, \tag{8}$$

$$\mathbf{v} = \left(e^{-i2\pi kx_1}, \quad \ldots \quad , e^{-i2\pi kx_j}, \quad \ldots \quad , e^{-i2\pi kx_N} \right)^T$$

Примеры обработки данных

Система наблюдений содержит две линии приемников (приемники 1 и приемники 2, соответственно), каждая линия состоит из 20 вертикальных геофонов с частотой 10 Гц с шагом 5 м (рис. 1a). Как видно на рис. 1a, расстояние между источником и ближайшим приемником линии 1 составляет 11 м, для линии 2 – 72 м. Длина временной записи 1c с частотой дискретизации 1мс. В качестве источника использовалась кувалда. Полученные сейсмограммы представлены на рис. 1b (приемники 1) и на рис. 1c (приемники 2).

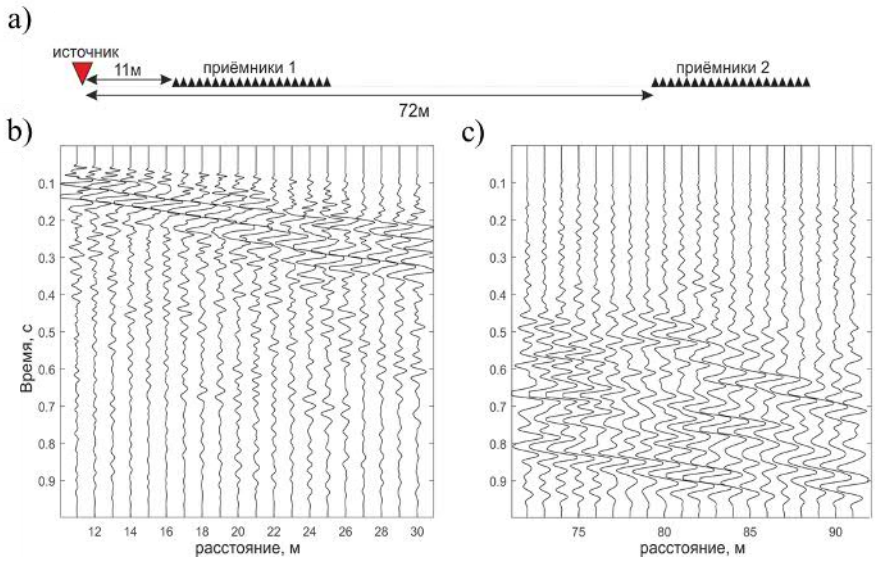


Рис. 1. Полевые данные: a) геометрия системы наблюдений, b) данные для приемников 1, c) данные приемников 2

Fig. 1. Field data a) source and receivers positions, two receiver sub–arrays are shown and denotedas receiver line 1 and 2 respectively, b) line 1 data, c) line 2 data

Результаты спектральной обработки полевых данных представлены на рисунке рис. 2. На рис. 2a, рис. 2b и рис. 2c приведены изображения фазовой скорости (f–v) для приемников 1, изображения f–v получены методами 2D FT, SFK и PcFK, соответственно. Результаты для приемников 2 представлены на рис. 2d, рис. 2e и рис. 2f. Изображения 2D FT заметно искажены в обоих случаях. Для небольших выносов на 2D FT спектрах можно увидеть фундаментальную

дисперсионную кривую (рис. 2a). Для больших выносов источника (рис. 2d) поверхностная волна не наблюдается. Видно, что методы SFK и PcFK позволяют получить намного более четкие f–v–изображения по сравнению с 2D FT изображениями. На рис. 2e видно, что SFK изображение дисперсионной кривой расщепляется в районе 18 Гц, а изображение кривой PcFK на рис. 2f гладкое. Можно также видеть, что метод PcFK сильнее (по сравнению с методом SFK) подавляет шум и другие сейсмические волны, в том числе и высшие моды поверхностных волн.

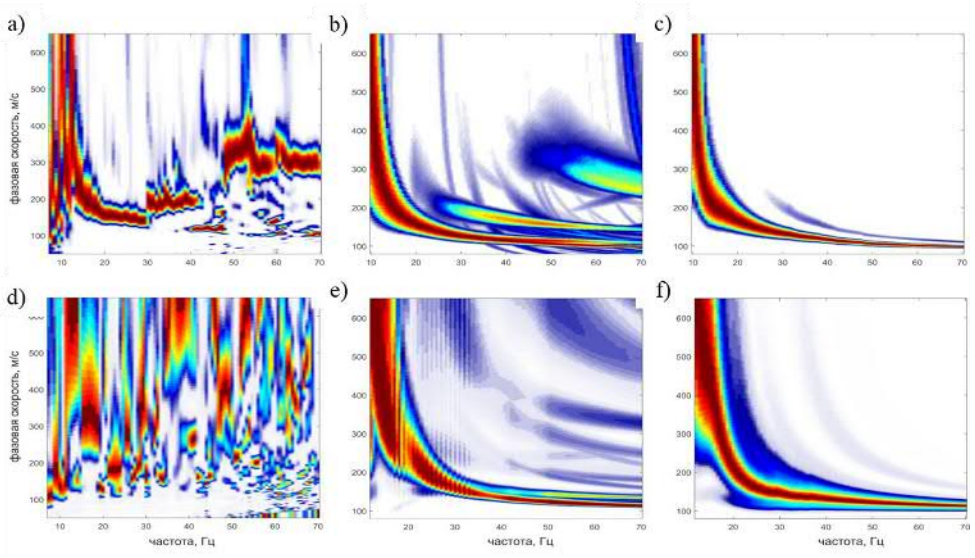


Рис. 2. Результаты спектральной обработки полевых данных: a) приемники 1, 2DFT изображение, b) приемники 1, изображение SFK f–v, c) приемники 1, изображение PcFK, d) приемники 2 изображение 2DFT f–v, e) приемники 2, изображение SFK f–v, f) приемники 2, изображение PcFK

Fig. 2. Field data spectral processing results: a) receiver line 1 data 2DFT f–v image, b) line 1 SFK f–vimage, c) line 1 PcFK f–v image, d) line 2 2DFT f–v image, e) line 2 SFK f–v image, f) line 2 PcFK image

Выводы

Предложен новый PcFK метод спектральной обработки многоканальных данных поверхностных волн, основанный на применении частотно–временного анализа и метода главных компонент. PcFK более устойчив, чем стандартное f–k преобразование, кроме того, метод PcFK так же превосходит и фильтрационные свойства метода SFK. В частности, PcFK обеспечивает более

точные результаты в случае больших выносов источника. Использование анализа главных компонент позволяет выделить пакет поверхностных волн, который состоит только из одной фундаментальной моды. Преимущества метода PcFK продемонстрированы на примере обработки полевых данных.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект РФФИ № 18–35–20030.

REFERENCES

1. Park C. B., Miller R. D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves // Geophysics. – 1999. – T. 64. – № 3. – P. 800–808.
2. Kulesh M., Holschneider M., Diallo M.S., Xie Q., Scherbaum F. Modeling of wave dispersion using continuous wavelet transforms // Pure and Applied Geophysics. – 2005. – T.162. – №.5. – P. 843–855.
3. Askari R., Ferguson R. J. Dispersion and the dissipative characteristics of surface waves in the gen–eralized S–transform domainDispersion and dissipation of surface waves // Geophysics. – 2012. – T. 77. – №.1. – P. V11–V20.
4. Poggi V., Fäh D. Giardini D. Time–frequency–wavenumber analysis of surface waves using the continuous wavelet transform // Pure and Applied Geophysics. – 2013. – T. 170. – №.3. – P. 319–335.
5. Serdyukov A.S., Yablokov A.V., Duchkov A.A., Azarov A.V., Baranov V.D. Slant f–k transform of multichannel seismic surface wave data // Geophysics. – 2019. – T. 84. – № 1. – P. A19–A24.
6. Ikeda T., Tsuji T. Two–station continuous wavelet transform cross–coherence analysis forsurface–wave tomography using active–source seismic data // Geophysics. – 2020. – T. 85. – №1. – P. EN17–EN28.
7. Stockwell R. G., Mansinha L., Lowe R. P. Localization of the complex spectrum: the S transform // IEEE transactions on signal processing. – 1996. – T. 44. – №.4. – P. 998–1001.
8. Xu K., Minonzio J.G., Ta D., Hu B., Wang W., Laugier, P. Sparse SVD Method for High Resolution Extraction of the Dispersion Curves of Ultrasonic Guided Waves // IEEE Transactions on Ultrasonics Ferroelectrics and Frequency Control. – 2016. – T. 63. – P. 98–120.
9. Xie J., Chen W., Zhang D., Zu S., Chen, Y. Application of Principal Component Analysis in Weighted Stacking of Seismic Data // IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. – 2017. – T. 14. – P. 1–5.

© А.С. Сердюков, А.В. Яблоков, 2020

УДК 550.834 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-066

К ТЕСТИРОВАНИЮ АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИН ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ ПО ДАННЫМ Pn–ВОЛН (НА ПРИМЕРЕ ТУВИНСКИХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ 2011–2012 ГГ.)

Виктор Михайлович Соловьев
Алтае–Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, заместитель директора, тел.: +7(383)330–75–68, e–mail: solov@gs.nsc.ru

Александр Федорович Еманов
Алтае–Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, доктор технических наук, директор; тел.: +7(383)333–27–08, e–mail: emanov@gs.nsc.ru

Анастасия Евгеньевна Шенмайер
Алтае–Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел.: +7(383)330–75–68, e–mail: shen@gs.nsc.ru

Семен Александрович Елагин
Алтае–Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, научный сотрудник, тел.: +7(383)333–25–35, e–mail: maelstrom@gs.nsc.ru

Валентина Григорьевна Подкорытова
Алтае–Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, научный сотрудник, тел.: +7(383)333–25–35, e–mail: podk@gs.sbras.ru

Приведены результаты определения глубин афтершоков Тувинских землетрясений (Тувинское 1 (27.12.2011 г., ML=6.7) и Тувинское 2 (26.02.2012 г., ML=6.8)) с использованием времен пробега продольных преломленных волн от границы Мохоровичича (Pn–волн) от региональных сейсмостанций. Полученные этим методом глубины и распределения гипоцентров афтершоков коррелируют с результатами, полученными по данным локальной сети сейсмостанций вблизи Тувинских землетрясений.

Ключевые слова: гипоцентры землетрясений, региональная сеть сейсмостанций, афтершоки, поверхность Мохоровичича, граничная скорость

TO TESTING THE ALGORITHM FOR DETERMINING EARTHQUAKE DEPTHS BY Pn–WAVE DATA (THE EXAMPLE OF TUVIN EARTHQUAKES 2011–2012)

Victor M. Solovyev
Altai–Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 630090,Russia, Novosibirsk, 3, Ac. Koptyug Ave., PhD (Geology and Mineralogy), deputy director,phone: +7(383)330–75–68, e–mail: solov@gs.nsc.ru

Aleksandr F. Emanov
Altai–Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Ac. Koptyug Ave., doctor of Science, director, phone: +7(383)333–27–08, e–mail: emanov@gs.nsc.ru

Anastasia E. Shenmayer
Altai–Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Ac. Koptyug Ave., junior researcher,phone: +7(383)330–75–68, e–mail: shen@gs.nsc.ru

Semen A. Elagin
Altai–Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Ac. Koptyug Pr., researcher, phone: +7(383)333–25–35, e–mail: maelstrom@gs.nsc.ru

Valentina G. Podkorytova
Altai–Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Ac. Koptyug Pr., researcher,phone: +7(383)333–25–35, e–mail: podk@gs.sbras.ru

The results of determining the depths of aftershocks of the Tuva earthquakes (Tuvinskoe 1 (27.12.2011, ML=6.7) and Tuvinskoe 2 (26.02.2012, ML=6.8)) using the travel times of longitudinal refracted waves from the Mokhorovichich border (Pn–waves) from regional seismic stations are presented. The depth and distribution of aftershock hypocenters obtained by this method correlate with the results from the data of the local network of seismic stations near the Tuva earthquakes.

Key words: earthquake hypocenters, regional network of seismic stations, aftershocks, surface of Mokhorovichich, boundary speed

Введение

Сведения о распределении гипоцентров землетрясений в сейсмоактивных зонах несут очень ценную информацию, необходимую при изучении физических процессов в очагах землетрясений, исследовании сейсмического режима региона, оценке сейсмической опасности и изучении глубинного строения [3, 6–10, 16]. Для Алтае–Саянской сейсмоактивной зоны фактически до 2000 года были получены лишь общие оценки средних глубин гипоцентров [15], составляющие для большей части территории 10–20 км, что было связано, главным образом, со значительными расстояниями между регистрирующими станциями на территории Алтае–Саянской области. Наряду с получаемыми в настоящее время детальными данными о гипоцентрах землетрясений по ряду сейсмогенных участков Алтае–Саянской складчатой области большую важность приобретают переопределения (и определения) гипоцентров по материалам прошлых лет с использованием дополнительной информации, позволяющей получить более точные данные о параметрах гипоцентров.

Ниже представлено тестирование алгоритма определения глубин землетрясений на основе использования времен пробега преломленных волн от границы Мохоровичича (Pn) от землетрясений, зарегистрированных региональной сетью Алтае–Саянского региона. В качестве исходных данных

взяты времена пробега Pn–волн от афтершоков крупных Тувинских землетрясений 2011–2012 гг. (с ML=6.7 и 6.8), зарегистрированные как региональной сейсмологической сетью, так и локальной временной группой станций вблизи зоны активизаций.

Исходные данные и методика расчетов

По данным площадных сейсмологических исследований в центральной части Алтае–Саянского региона на площади в 250000 квадратных километров установлено распределение граничной скорости P– и S–волн по поверхности Мохоровичича [11, 13]. Скорость продольных волн в целом для всей площади составляет 8.0±0.3 км/с. Выделяются области с пониженными значениями скорости от 7.7 км/с до 7.9 км/с и области с повышенными значениями скорости от 8.1 до 8.3 км/с. Поверхность Мохоровичича расположена на больших резко меняющихся глубинах от 45–46 км в северо–западной части площади до 53–56 км на юге и северо–востоке региона.

Эти сведения о глубинах залегания границы М и площадном распределении граничной скорости являются основой расчетов глубин землетрясений с использованием времен пробега Pn–волн. Схематично методику расчетов иллюстрирует рисунок 1. Модель среды в направлении от сейсмического события (землетрясения, промвзрыва) к каждой приемной станции при расчетах принимается как двухслойная изотропная с криволинейной границей и переменной граничной скоростью. В районе эпицентра на участке сейсмического сноса граница предполагалась горизонтальной с постоянной граничной скоростью. Во всей толще земной коры района исследований средняя скорость продольных волн по данным профилей ГСЗ и геотрансектов [1, 2, 12] изменяется незначительно и при расчетах по разным направлениям составляла 6.5 км/с. Предполагалось также, что эпицентры событий по данным региональной сети станций устанавливаются достаточно точно, что подтверждается рядом

теоретических расчетов [14]. При сделанных предположениях можно рассчитать теоретические годографы волны Pn от эпицентров событий до приемных станций.

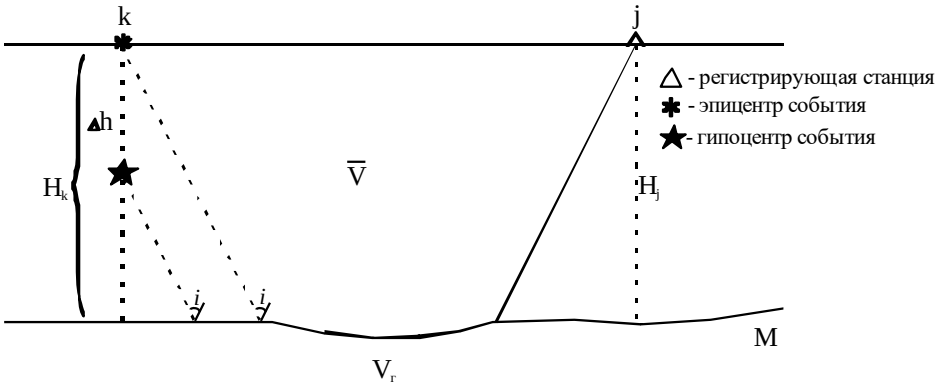


Рис. 1. К расчету глубин гипоцентров сейсмических событий по данным преломленных волн от поверхности Мохоровичича
Fig. 1. To the calculation of the depths of hypocenters of seismic events according to the data of refracted waves from the surface of Mokhorovichich

Различие теоретических и наблюденных времен волны Pn от k–го события до приемной *j*–й станции определяется простым соотношением:

$$t_{kj}^0 = (\cos i / V)h \text{, где } i = \arcsin V/V_e . \quad (1)$$

Соответственно глубина гипоцентров определяется, как

$$h = (V/\cos i)t_{kj}^0 . \quad (2)$$

Выполненные оценки показывают, что точность единичных определений достаточно низка и составляет для старых данных с аналоговой аппаратурой порядка 10 км. Использование отсортированных данных и статистическое осреднение по большому количеству рассчитанных данных с нескольких сейсмостанций (до 10 и более) повышает точность определений глубин до первых километров.

Схема размещения региональных сейсмологических станций АСФ ФИЦ ЕГС РАН и положение эпицентров афтершоков Тувинских землетрясений 27.12.2011 и 26.02.2012 гг. представлено на рисунке 2. На врезке справа верху

более детально представлены афтершоки Первого (красным цветом) и Второго (голубым цветом) Тувинских землетрясений и осредняющая линия эпицентров афтершоков. Удаления сейсмостанций от Тувинских землетрясений составляли от 200 км до 800 км. Выполнялась сортировка и отбор данных с записями волны Pn.

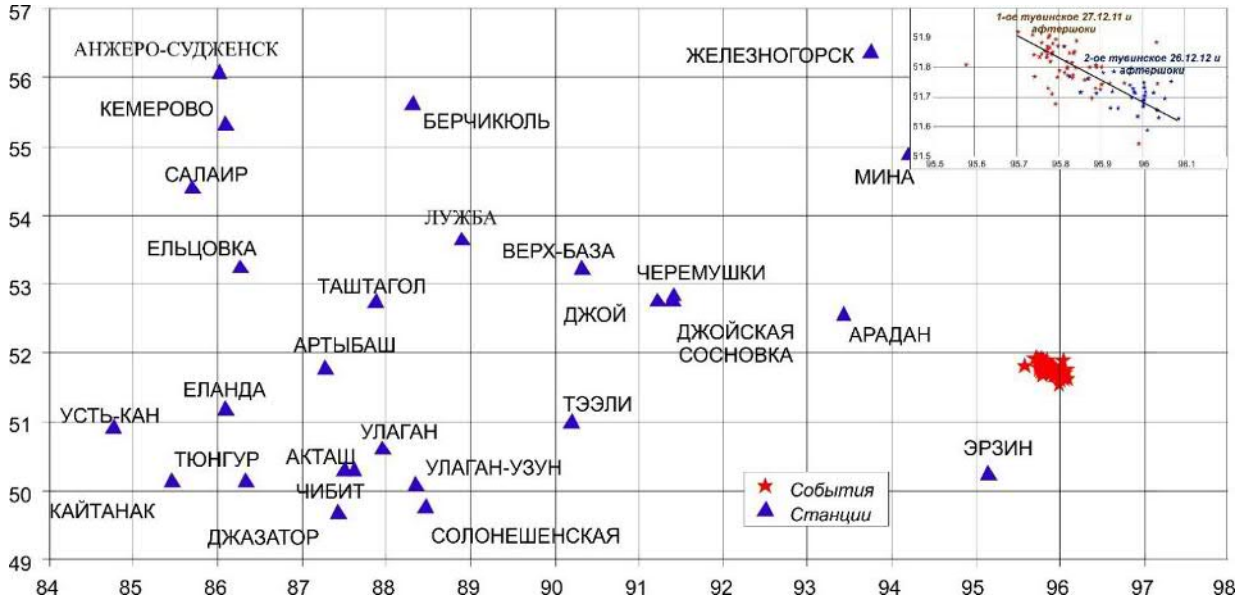


Рис. 2. Схема размещения региональных сейсмологических станций АСФ ФИЦ ЕГС РАН, используемых при определении глубин афтершоков Тувинских землетрясений 27.12.2011 и 26.02.2012 гг.

Fig. 2. The layout of the regional seismological stations of the ASF FITS EGS RAS, used to determine the depths of aftershocks of the Tuva earthquakes of 12.27.2011 and 02.26.2012

С этой целью с использованием площадных карт распределений глубин до границы М и граничной скорости были рассчитаны теоретические годографы Pn–волн со всех станций сети до эпицентров крупных Тувинских землетрясений при глубинах событий от 0 до 30 километров. Далее по формуле (2) определены глубины землетрясений по отдельным станциям и осредненные значения глубин по группе станций.

Результаты определения глубин Тувинских землетрясений с использованием времен пробега Pn–волн

Распределение осредненных значений глубин Тувинских землетрясений, снесенное на осредняющую линию эпицентров афтершоков в период с 27.12.2011 года по 27.03.2012 года, представлено на рисунке 3. Как видно из представленного рисунка, в целом гипоцентры землетрясений равномерно распределены вдоль профиля и лежат в диапазоне 2–25 км с максимумом в интервале 7–15 км. Явной зависимости величины разброса значений глубин землетрясений от количества осреднений и глубин землетрясений от энергетического класса К не установлено.

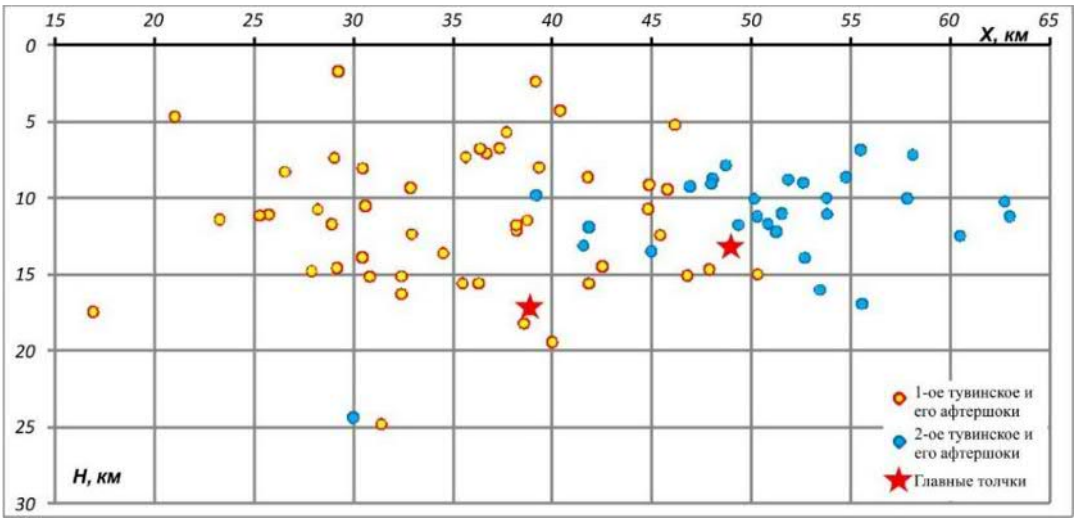


Рис. 3. Распределение глубин афтершоков Тувинских землетрясений (2011 и 2012 гг.) по линии вдоль активизации на рис. 2

Fig. 3. Distribution of the depths of aftershocks of the Tuva earthquakes (2011 and 2012) line along the activation in fig. 2

Полученный большой разброс в глубинах землетрясений обусловлен широкой активизированной областью в пространстве афтершоковых процессов от двух крупнейших землетрясений. В работе [5] приведены карты эпицентров афтершоков от Первого Тувинского землетрясения (за период с 27.12.2011 года по 26.02.2012 года) и после Второго Тувинского землетрясения (с 26.02.2012 года по 14.03.2012 года). Распределения же афтершоков по глубине даны за тот

же период, что и эпицентров только для Второго Тувинского землетрясения. Для Первого Тувинского землетрясения глубины представлены за период с 9 по 26 февраля 2012 года, когда была выставлена локальная временная сеть сейсмостанций вблизи зоны активизации [5]. Представленные на рисунке 3 глубины афтершоков Первого Тувинского землетрясения, определенные по Pn–волнам, отнесены как раз к периоду с 27 декабря 2011 года по 9 февраля 2012 года, не представленным в графиках глубин в работе [5]. Как видно из рисунка 3, практически все рассчитанные глубины землетрясений лежат в диапазоне от поверхности до 20 км, таком же, как и на распределении глубин в районе главного толчка в [5] по детальным данным с локальной сети сейсмостанций. Анализ распределений гипоцентров афтершоков Первого Тувинского землетрясения (рис. 3) от времени показывает на смещение активизации с северной в южную сторону, где и произошел в конце февраля второй крупный толчок. Таким образом, данные по гипоцентрам афтершоков Первого Тувинского землетрясения, полученные с использованием времен прихода Pn–волн, дополняют полученные сведения по афтешокам с выставленной временной локальной сети и указывают на единство процесса активизации по всей глубине как в районе главного первого толчка, так и в северном продолжении вдоль Каахемского разлома.

Афтершоки Второго Тувинского землетрясения согласно [5] размещены в широкой 20–ти километровой полосе на глубинах 0–30 км. Гипоцентры, определенные по Pn–волнам (рис. 3), находятся фактически в центре этой области на глубинах 7–17 км вокруг гипоцентра второго главного толчка. Полученные в работе данные, приведенные на рисунке 3, согласуются с результатами детальных исследований афтершокового процесса Тувинских землетрясений [4, 5], что свидетельствует о приемлемости предложенного способа определения глубин с использованием времен пробега Pn–волн.

Средние значения глубин двух главных толчков – Тувинского землетрясения 1 и Тувинского землетрясения 2, определенные выше с

использованием волн Pn, составили 17 и 13 километров, соответственно. Они практически совпадают с определенными ранее глубинами по данным обработки с участием региональных и временных станций (17 км для землетрясения 27.12.2011 года и 14 км для землетрясения 26.02.2012 года). Минимальное различие в определенных глубинах Тувинского землетрясения 26.02.2012 года по данным локальной сети вблизи события и с использованием волн Pn на удаленных станциях, может говорить об устойчивости и точности способа восстановления глубин событий с использованием данных Pn–волн, зарегистрированных региональной сейсмологической сетью.

Выводы

С использованием полученных ранее сведений о площадном распределении граничной скорости продольных волн по поверхности Мохоровичича, глубин ее залегания и скорости в земной коре в Алтае–Саянском регионе по временам пробега продольных преломленных волн от границы Мохоровичича (Pn–волн) проведено определение глубин афтершоков Тувинских землетрясений 2011–2012 гг. Полученные распределения гипоцентров афтершоков в целом коррелируют с результатами определения глубин по данным локальной сети сейсмостанций вблизи Тувинских землетрясений. Достаточно близкое совпадение результатов разных способов определения глубин получено также по главным толчкам – землетрясениям Тувинское 1 и Тувинское 2.

Работа выполнена в рамках государственного задания 075–01304–20.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев А.С., Глинский Б.М., Еманов А.Ф. и др. Новые геотехнологии и комплексные геофизические методы изучения внутренней структуры и динамики геосфер. Вибрационные геотехнологии. Мин–во промышленности, науки и технологий РФ. – М., 2002. – 474с.

2. Атлас «Опорные геолого–геофизические профили России», глубинные сейсмические разрезы по профилям ГСЗ, отработанным в период с 1972 по 1995 годы [Электронное издание]. – Санкт–Петербург, ФГУП «ВСЕГЕИ», 2014.

3. Гайский В.Н., Жалковский Н.Д. Распределение очагов землетрясений разной величины в пространстве и во времени // Изв. АН СССР. Физика Земли. – 1972. – N2. С. 13–22.

4. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Лескова Е.В., Фатеев А.В., Подкорытова В.Г., Радзиминович Я.Б., Гилёва Н.А., Масальский О.К., Лебедев В.И. Тувинские землетрясения 27.12.2011 г. с M=6.6 и 26.02.2012 г. с M=6.7 // Землетрясения России в 2011 году. – Обнинск: ГС РАН, 2013. – С. 88–93.

5. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Фатеев А.В., Шевкунова Е.В. Тувинские землетрясения (27.12.2011, ML=6.7) и (26.02.2012, ML=6.8) и сейсмичность Каахемского разлома // Результаты комплексного изучения сильнейшего Алтайского (Чуйского) землетрясения 2003 г., его место в ряду важнейших сейсмических событий XXI века на территории России: Мат. XXI Научно–практической Щукинской конференции с международным участием, Москва, 1–4 октября 2018г. – Москва: ИФЗ РАН, 2018. – С. 133–137.

6. Лисейкин А.В., Соловьев В.М. Сейсмотомографическая модель очаговой зоны Чуйского землетрясения (Горный Алтай) // Геология и геофизика. – 2005. – Т.46. – №10. – С. 1073–1082.

7. Мордвинова В.В., Винник Л.П., Косарев Г.Л. и др. Телесейсмическая томография в Центральной Азии по волнам P и PKP // Напряженно–деформированное состояние и сейсмичность литосферы: Труды Всерос. совещ., Иркутск, 26–29 августа 2003г. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, филиал «Гео». – 2003. – С. 113–117.

8. Нолет Г. Сейсмическая томография. С приложениями в глобальной сейсмологии и разведочной геофизике. Пер. с англ. – М.: Мир, 1990. – 416 с.

9. Селезнев В.С., Соловьев В.М., Брыксин А.А. Оценка сейсмической опасности сейсмоактивных регионов Сибири // Геодинамические, сейсмологические и геофизические основы прогноза землетрясений и оценки сейсмического риска: Тез. докл. казахстанско–российской междунар. конф., Алматы, 22–24 июня, 2004г. – Алматы, 2004. – С. 18–19.

10. Соловьев В.М., Селезнев В.С., Еманов А.Ф. К обоснованию постановки вибросейсмического мониторинга юго–западной части Байкальской рифтовой зоны // Методы изучения, строение и мониторинг литосферы: Материалы междунар. конф., Новосибирск, 6–13 сентября 1998г. – Новосибирск: Изд–во ОИГГиМ СО РАН, 1998. – С. 105–110.

11. Соловьев В.М., Селезнев В.С., Жемчугова И.В., Лисейкин А.В. Глубинное строение Алтае–Саянского региона по данным площадных сейсмологических систем наблюдений. – Сейсмология в Сибири на рубеже тысячелетий: Материалы междунар. геофиз. конф., Новосибирск, 27–29 сентября 2000г. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2000. – С. 222–228.

12. Соловьев В.М., Селезнев В.С., Дучков А.Д., Лисейкин А.В. Деформационно–прочностное районирование земной коры Алтае–Саянской складчатой области // Проблемы сейсмологии III–го тысячелетия: Материалы междунар.геофиз.конф. 15–19 сент. 2003. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, 2003. – С. 332–337.

13. Соловьев В.М., Селезнев В.С., Еманов А.Ф., Лисейкин А.В., Сальников А.С. Глубинное строение литосферы Алтае–Саянского региона по данным промышленных взрывов, землетрясений и мощных вибрационных источников. Материалы международного научно–практического семинара «Модели строения земной коры и верхней мантии». ВСЕГЕИ, Санкт–Петербург, 2007. С. 201–206.

14. Фатеев А.В., Филина А.Г, Кабанник А.В. Представительность и точность определения параметров эпицентров в АСОМСЭ СО РАН // Проблемы сейсмологии III–го тысячелетия: Материалы междунар.геофиз.конф. 15–19 сент. 2003. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, 2003. – С. 145–152.

15. Цибульчик И.Д. О глубинах очагов землетрясений Алтае–Саянской складчатой области // Геология и геофизика. – 1996. – N5. – С. 170–172.

16. Шемякин Е.И., Щеглов В.И. К изучению механизма движения при коровых землетрясениях // Физика Земли. – 1974. – N12. – С. 22–31.

REFERENCES

1. Alekseev A.S., Glinskij B.M., Emanov A.F. i dr. Novye geotekhnologii i kompleksnye geofizicheskie metody izucheniya vnutrennej struktury i dinamiki geosfer. Vibracionnye geotekhnologii. Min–vo promyshlennosti, nauki i tekhnologij RF, Moskva, 2002, 474 s.

2. Atlas «Opornye geologo–geofizicheskie profili Rossii», Glubinnye sejsmicheskie razrezy po profilyam GSZ, otrabotannym v period s 1972 po 1995 gody. Elektronnoe izdanie. Sankt–Peterburg, FGUP «VSEGEI», 2014.

3. Gajskij V.N., Zhalkovskij N.D. Raspredelenie ochagov zemletryasenij raznoj velichiny v prostranstve i vo vremeni // Izv. AN SSSR. Fizika Zemli. – 1972. – N2. – S. 13–22.

4. Emanov A.F., Emanov A.A., Leskova E.V., Fateev A.V., Podkorytova V.G., Radziminovich YA.B., Gilyova N.A., Masal'skij O.K., Lebedev V.I. Tuvinskie zemletryaseniya 27.12.2011 g. s M=6.6 i 26.02.2012 g. s M=6.7 // Zemletryaseniya Rossii v 2011 godu. – Obninsk: GS RAN, 2013. – S. 88–93.

5. Emanov A.F., Emanov A.A., Fateev A.V., Shevkunova E.V. Tuvinskie zemletryaseniya (27.12.2011, ML=6.7) i (26.02.2012, ML=6.8) i sejsmichnost' Kaahemskogo razloma. V sbornike: Rezul'taty kompleksnogo izucheniya sil'nejshego Altajskogo (Chujskogo) zemletryaseniya 2003 g., ego mesto v ryadu vazhnejshih sejsmicheskih sobytij XXI veka na territorii Rossii. Materialy XXI Nauchno–prakticheskoj Shchukinskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem. Pod red. E. A. Rogozhin, L. I. Nadezhka. Moskva, 2018. S. 133–137.

6. Lisejkin A.V., Solov'ev V.M. Sejsmotomograficheskaya model' ochagovoj zony CHujskogo zemletryaseniya (Gornyj Altaj) // Geologiya i geofizika, 2005. – T.46. – №10. – S. 1073–1082.

7. Mordvinova V.V., Vinnik L.P., Kosarev G.L. i dr. Telesejsmicheskaya tomografiya v Central'noj Azii po volnam R i RKR // Napryazhenno–deformirovannoe sostoyanie i sejsmichnost' litosfery: Trudy Vseros. soveshch., g.Irkutsk, 26–29 avg. 2003g. – Novosibirsk: Izd–vo SO RAN, filial «Geo». – 2003. – S. 113–117.

8. Nolet G. Sejsmicheskaya tomografiya. S prilozheniyami v global'noj sejsmologii i razvedochnoj geofizike. Per. s angl. – M.: Mir, 1990. – 416 s.

9. Seleznev V.S., Solov'ev V.M., Bryksin A.A. Ocenka sejsmicheskoj opasnosti sejsmoaktivnyh regionov Sibiri // Geodinamicheskie, sejsmologicheskie i geofizicheskie osnovy prognoza zemletryasenij i ocenki sejsmicheskogo riska: Tez. dokl. kazahstansko–rossijskoj mezhdunar. konf. – Almaty, 2004. – S. 18–19.

10. Solov'ev V.M., Seleznev V.S., Emanov A.F. K obosnovaniyu postanovki vibrosejsmicheskogo monitoringa yugo–zapadnoj chasti Bajkal'skoj riftovoj zony // Metody izucheniya, stroenie i monitoring litosfery: Materialy mezhdunar. konf. 6–13 sent. 1998. – Novosibirsk: Izd–vo OIGGiM SO RAN, 1998. – S.105–110.

11. Solov'ev V.M., Seleznev V.S., Zhemchugova I.V., Lisejkin A.V. Glubinnoe stroenie Altae–Sayanskogo regiona po dannym ploshchadnyh sejsmologicheskih sistem nablyudenij. – Sejsmologiya v Sibiri na rubezhe tysyacheletij: Materialy mezhdunar. geofiz. konf. Novosibirsk: Izd. SO RAN, 2000. S. 222–228.

12. Solov'ev V.M., Seleznev V.S., Duchkov A.D., Lisejkin A.V. Deformacionno–prochnostnoe rajonirovanie zemnoj kory Altae–Sayanskoj skladchatoj oblasti // Problemy sejsmologii III–go tysyacheletiya: Materialy mezhdunar. geofiz. konf. 15–19 sent. 2003. – Novosibirsk: Izd–vo SO RAN, 2003. – S. 332–337.

13. Solov'ev V.M., Seleznev V.S., Emanov A.F., Lisejkin A.V., Sal'nikov A.S. Glubinnoe stroenie litosfery Altae–Sayanskogo regiona po dannym promyshlennyh vzryvov, zemletryasenij i moshchnyh vibracionnyh istochnikov. Materialy mezhdunarodnogo nauchno–prakticheskogo

seminara «Modeli stroeniya zemnoj kory i verhnej mantii». VSEGEI, Sankt–Peterburg, 2007. S. 201–206.

14. Fateev A.V., Filina A.G, Kabannik A.V. Predstavitel'nost' i tochnost' opredeleniya parametrov epicentrov v ASOMSE SO RAN // Problemy sejsmologii III–go tysyacheletiya: Materialy mezhdunar. geofiz. konf. 15–19 sent. 2003. – Novosibirsk: Izd–vo SO RAN, 2003. – S. 145–152.

15. Cibul'chik I.D. O glubinah ochagov zemletryasenij Altae–Sayanskoj skladchatoj oblasti // Geologiya i geofizika. – 1996. – N5. – S. 170–172.

16. Shemyakin E.I., Shcheglov V.I. K izucheniyu mekhanizma dvizheniya pri korovyh zemletryaseniyah // Fizika Zemli. – 1974. – N12. – S. 22–31.

© В.М. Соловьев, А.Ф. Еманов, А.Е. Шенмайер, С.А. Елагин, В.Г. Подкорытова, 2020

УДК 551.24 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-067

ВЛИЯНИЕ СЛОИСТОСТИ НА СТРОЕНИЕ ЗОН НАДВИГА

Антонина Андреевна Татаурова
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e–mail: TataurovaAA@ipgg.sbras.ru

Юрий Павлович Стефанов
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, ведущий научный сотрудник, e–mail: yu_st@mail.ru

В работе рассмотрено влияние слоистости на формирование надвиговых структур. Изучено влияние прочностных свойств слоев на деформационную картину среды и на особенности распределения напряженного состояния в ней. Показано, что изменение прочности с глубиной может приводить к торможению развития зон локализации пластической деформации, а также создавать предпосылки к формированию внутреннего детачмента.

Ключевые слова: складчато–надвиговые пояса, численное моделирование, слоистая среда, упругопластическая модель, зоны локализации, разломы.

INFLUENCE OF LAYERS ON THE STRUCTURE OF THRUST ZONES

Antonina A. Tataurova
IPGG SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuga Avenue, researcher, e–mail: TataurovaAA@ipgg.sbras.ru

Yurii P. Stefanov
IPGG SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuga Avenue, Doctor of Science, leading researcher, e–mail: yu_st@mail.ru

The study devoted to the layering effect on the thrust structures formation. The layers strength properties effect on the deformation medium pattern and the stress state distribution features is studied. It is shown that a strength change due to depth leads to an inhibition of the plastic deformation localization zones development and a prerequisites creation to the internal detachment formation.

Key words: fold–thrust belts, numerical modeling, layered medium, elastoplastic model, localization zones, faults.

Введение

Изучение особенностей формирования и развития складчато–надвиговых поясов является актуальной задачей. Это связанно с тем, что эти области являются перспективными для поиска углеводородов. Крупные месторождения были найдены в складчато–надвиговых поясах Скалистых гор, в Аппалачах, Тянь–Шаня, Урала и т.д. [1].

Сложность исследований этих территорий связанна с особенностями их становления. Считается, что складчато–надвиговые пояса образуются в обстановке геодинамического сжатия, которая приводит к формированию большого количества надвиговых структур. Дополнительное осложнение вносит наличие механически ослабленных слоев, что приводит к образованию субгоризонтальных срывов, которые получили наименование – детачменты.

Не смотря на многочисленные работы, связанные с моделированием складчато–надвиговых поясов, остается много вопросов, касающихся особенностей их развития и эволюции. Ряд работ свидетельствует о том, что модель критического клина, которая широко используется при анализе моделей складчато–надвиговых поясов, не согласуется с природными объектами [2]. Причиной являются более сложные процессы, определяющие их развитие.

В связи с этим, рассмотрев ранее особенности развития однородного клина в обстановке сжатия [3], мы решили усложнить задачу и рассмотреть, как слоистость влияет на развитие разломных структур внутри осадочной толщи клина. Так же нами был рассмотрен вклад флюида на развитие деформационных структур.

Методы и материалы

Деформация в складчато–надвиговых поясах характеризуется смещениями по разломным зонам и неупругой деформацией внутри надвиговых пластин. Разработаны модель и алгоритм с использованием конечно–разностного метода [4], позволяющего учесть необратимую деформацию и фрикционное скольжение между осадочной толщей и фундаментом.

Предполагая, что в надвиговой зоне горные породы испытывают упругопластическую деформацию, запишем:

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \dot{\varepsilon}^{e}_{ij} + \dot{\varepsilon}^{p}_{ij}$$

$$\dot{\sigma}_{ij} = \xi\left(\dot{\varepsilon}_{kk} - \dot{\varepsilon}^{p}_{kk}\right)\delta_{ij} + 2\mu(\dot{\varepsilon}_{ij} - \dot{\varepsilon}^{p}_{ij})$$

где ξ и μ – коэффициенты Ламе, δ_{ij} – символ Кронекера. $\dot{\varepsilon}_{ij}^{e}$ и $\dot{\varepsilon}_{ij}^{p}$ – компоненты скорости деформации упругой и пластической части.

Упругое состояние среды в пространстве напряжений ограничено поверхностью предельного состояния [5–6]:

$$f = \tau - \alpha p - Y \quad (1)$$

где $\tau = \sqrt{((\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2)/6}$ – интенсивность касательных напряжений; $p = -(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3$ – давление, α и Y — параметры, которые могут быть выражены через коэффициенты внутреннего трения φ и сцепления C модели Кулона–Мора.

Пластическая деформация определяется из соотношений: $\dot{\varepsilon}_{ij}^{p} = \lambda \frac{\partial \mathrm{g}}{\partial \sigma_{ij}}$, где $\mathrm{g} = \tau - \beta p$ – пластически потенциал.

Расчетная область представляет по форме усеченный клин (рис. 1), состоящий из 5 слоев (табл. 1). Его протяженность 150 км при максимальной глубине 10.5 км. Слои лежат на жестком фундаменте с углом падения 1.5°. На границе фундамента и осадочной толщи действует кулоновское базальное трение.

Нагружение клина происходит в два этапа. Сначала среда подвергается воздействию гравитационных сил. Горизонтальное смещение боковых границ отсутствует: $u_x|_{AB,CD} = 0$. Верхняя граница свободна от напряжений.

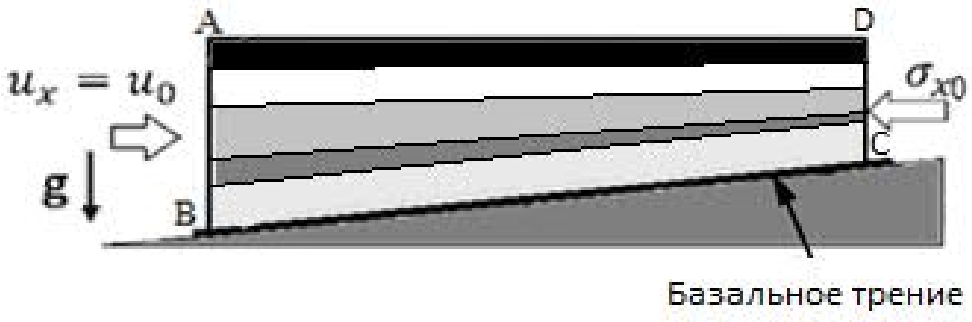


Рис. 1 Схема складчато–надвигового пояса и прикладываемых нагрузок

Fig. 1 The scheme of a fold–thrust belt and applied loads

На втором этапе нагружение осуществляется за счет смещения границы AB (рис. 1). На границе CD сохраняются напряжения, рассчитанные на первом этапе, $\sigma_{x0}|_{CD}$. Предполагается, что в ходе необратимой сдвиговой деформации происходит разрушение и измельчение частиц, что приводит к понижению трения. Трение между осадочной толщей и фундаментом задается как функция, зависящая от величины пластической деформации [3]:

$$k^{fr}(\gamma^p) = k_0^{fr}(1 - \frac{\gamma^p - \gamma^1}{\gamma^2}),$$

где $\gamma^p, \gamma^1, \gamma^2$ – интенсивность сдвиговой пластической деформации, при этом $\gamma^1 \le \gamma^p \le \gamma^2$. Начальная величина трения: k_0^{fr}.

Табл. 1 Значения параметров модели, используемые при расчетах
Table 1. The values of the model parameters used in the calculations

Названия пород в слоях	Внутреннее трение, α			Когезия, начальная/с учетом упрочнения, Y (МПа)	Модуль сжатия, $K * 10^5$ (МПа)	Модуль сдвига, $G * 10^5$ (МПа)	Плотность, ρ кг/м3
	Модель						
	1	2	3				
1 – песчаник	0.5	0.5	0.5	10/20	0.333	0.2	2.2
2 – соль	0.3	0.3	0.6	5/10	0.3	0.11	2.1
3 – известняк	0.6	0.6	0.4	15/30	0.33	0.19	2.7
4 – сланцы	0.2	0.2	0.2	15/25	0.28	0.097	2.4
5 – соль	0.2	0.3	0.3	5/15	0.3	0.11	2.1

Результаты

Расчеты показали, что упругопластические свойства слоев определяют особенности развития деформации и формирования полос локализации.

На рисунке 2 представлено распределение пластической деформации внутри клина для разных вариантов распределения свойств среды. Хорошо видно существенное различие картин деформирования при разных прочностных параметрах, в первую очередь, нижнего слоя.

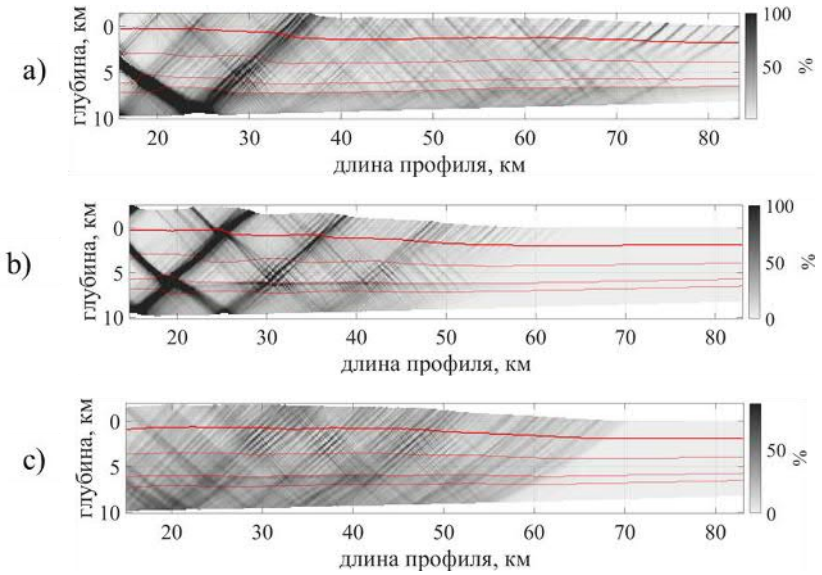


Рис. 2 Интенсивность сдвиговой пластической деформации в %: a) модель 1; b) модель 2; c) модель 3. Красной линией отмечены границы слоев

Fig. 2 Intensity of shear plastic deformation (%): a) model 1; b) model 2; c) model 3. Red line – layer boundaries

В модели 1 (рис. 2a) во фронте деформации можно увидеть изгиб зон локализации во втором слое, а также наличие повышенной пластической деформации вдоль 5 соляного слоя, что может говорить о скольжении вдоль слоя и развитии вторичного детачмента, опережающего фронт развития зон пластической деформации.

В модели 2 (рис. 2b) нижний слой обладает более высокой прочностью. При этом уровень пластической деформации в слое 4 (сланцы) становится значительно выше, по сравнению с первой моделью. Тем не менее он не становится зоной скольжения или вторичным детачментом. Наличие ослабленного, более вязкого слоя соли (слой 2) препятствует сквозному развитию полос локализованного сдвига по всей глубине. В результате в активной фронтальной части зоны пластической деформации сформировалось несколько разломов, которые не проникли глубже 1–го слоя.

В модели 3 зоны локализации пластической деформации располагаются очень близко друг к другу (рис. 2c). Наличие 4–го слоя с более низким значением

внутреннего трения не препятствует развитию полос локализации по всей глубине.

Для того, чтобы понять особенности развития пластической деформации внутри клина, рассмотрим, как себя ведет поле напряжений (рис. 3).

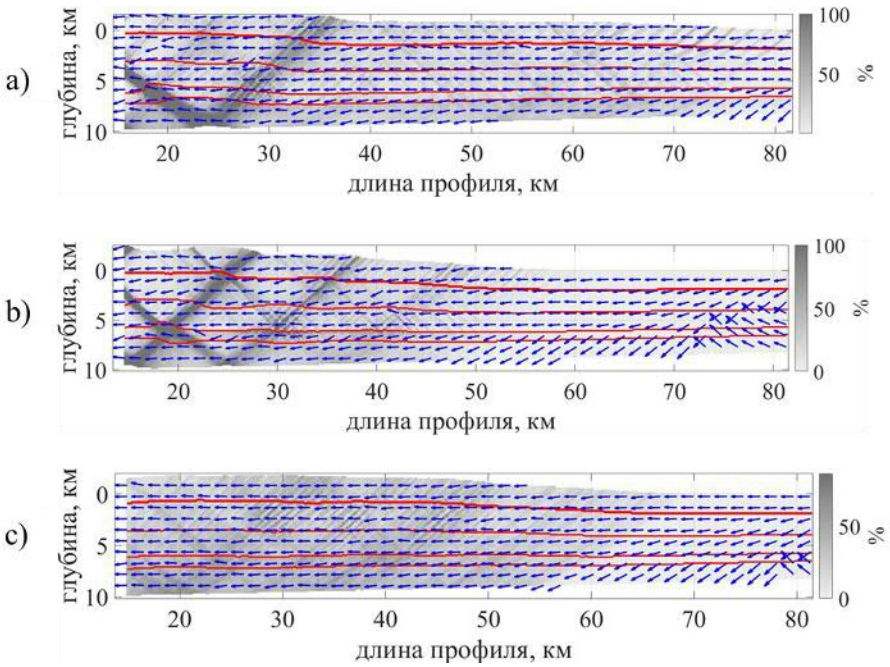


Рис. 3 Интенсивность сдвиговой пластической деформации (%) и оси максимального сжатия: a) модель 1; b) модель 2; c) модель 3

Fig. 3 Intensity of shear plastic deformation and the axes of maximum compression: a) model 1; b) model 2; c) model 3

В модели 1, оси главного максимального сжатия отклоняются от горизонтального положения на отдельных глубинах. В слое 2 (соль) оси отклоняются как по часовой стрелке, так и против. Ближе к тыловой части клина в слоях 4 и 5 отклонения осей не большое. Но в зоне, где деформационный фронт активен, главные оси в этих слоях сонаправлены с разломной структурой.

Для модели 2 отклонения осей в нижних слоях более выражено, чем в модели 1. Также на рис. 3b хорошо видно, что на периферии клина просиходит резкая

смена направлений главных осей. Такое поведение среды создает своего рода упор, который способствует сжатию среды.

Модель 3 характеризуется весьма однородным и спокойным полем осей сжатия. Они почти не отклоняются от горизонтального направления. Только между активной фронтальной частью развития пластической деформации мы наблюдаем разницу между 3 и 4 слоями.

Сравнение полученных результатов для многослойных сред с результатами, представленными в работе [8], показывает некоторое отличие в форме разломов. В работе J. Ruh с соавторами разломы часто принимают s–образный вид. Образование такой формы разломов связанно с большим смещением вдоль внутрипластовых детачментов, связанных с ослабленными прослойками.

Заключение

В результате исследования установлено, что существенную роль в формировании надвиговой структуры, ее общем строении и геометрии разломов играет наличие пластичных (или вязких) прослоек с низкой прочностью. Наличие ослабленного слоя в нижней части клина обеспечивает более равномерное распределение деформации. Образование и продвижение детачмента также связано с низкой прочностью и пластическим характером поведения пород.

Наличие слоев с разными реологическими свойствами может привести к многоярусной картине деформирования. Пластичный слой может препятствовать сквозному развитию полос локализации за счет их «размазывания» и искривления. В результате, например, наличие пластичного слоя, лежащего ниже хрупкого, приводит к образованию разломов листрической формы.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0006 «Структуры и напряженно–деформированное состояние земной коры платформенных и складчатых областей Центральной Азии на основе совместного решения обратных задач сейсмологии и гравиметрии».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Kendall J., Verges J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub–Andean of Bolivia // Geological Society of London, Special Publications. – 2019. – V. 490. – P. 1–42.
2. Diaz E. F., Tolson G., Hudleston P. Comparison of tectonic styles in the Mexican and Canadian Rocky Mountain Fold–Thrust Belt // Geological Society of London, Special Publications. – 2011. – V. 349 (1). – P. 149–167.
3. Stefanov Y. P., Tataurova A.A. Effect of friction and strength properties of the medium on shear band formation in thrust structure // Physical Mesomechanics. – 2019. – V. 22. – №6. – P. 463–472.
4. Wilkins M. L. Computer Simulation of Dynamic Phenomena. – Berlin: Springer–Verlag. 1999. – 246 p.
5. Стефанов Ю.П. Некоторые особенности численного моделирования поведения упруго–хрупкопластичных материалов // Физ. мезомех. – 2005. – Т.8. – №3. – С. 129–142.
6. Друккер Д., Прагер В. Механика грунтов и пластический анализ или предельное проектирование // Механика. Новое в зарубежной науке. Вып. 2. Определяющие законы механики грунтов. – М.: Мир, 1975. – С. 166–177.
7. Ruh J., Kaus B.J.P., Zurich E.T.N. Numerical investigation of deformation mechanics in fold–and–thrust belt: Influencr of rheology of single and multiple decollements // Tectonics. – 2012. – V. 31. – TC3005. – P. 1–23.

REFERENCES

1. Kendall J., Verges J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub–Andean of Bolivia // Geological Society of London, Special Publications. – 2019. – V. 490. – P. 1–42.
2. Diaz E. F., Tolson G., Hudleston P. Comparison of tectonic styles in the Mexican and Canadian Rocky Mountain Fold–Thrust Belt // Geological Society of London, Special Publications. – 2011. – V. 349 (1). – P. 149–167.
3. Stefanov Y. P., Tataurova A.A. Effect of friction and strength properties of the medium on shear band formation in thrust structure // Physical Mesomechanics. – 2019. – V. 22. – №6. – P. 463–472.
4. Wilkins M. L. Computer Simulation of Dynamic Phenomena. – Berlin: Springer–Verlag. 1999. – 246 p.
5. Stefanov Ju.P. Nekotorye osobennosti chislennogo modelirovanija povedenija uprugo–hrupkoplastichnyh materialov // Fiz. Mezomeh. – 2005. – T.8. – №3. – S. 129–142.
6. Drukker D., Prager V. Mehanika gruntov i plasticheskij analiz ili predel'noe proektirovanie // Mehanika. Novoe v zarubezhnoj nauke. Vyp. 2. Opredeljajushhie zakony mehaniki

gruntov. – M.: Mir, 1975. – S. 166–177.6. Wilkins M. L. Computer Simulation of Dynamic Phenomena. – Berlin: Springer–Verlag. 1999. – 246 p.

7. Ruh J., Kaus B.J.P., Zurich E.T.N. Numerical investigation of deformation mechanics in fold–and–thrust belt: Influencr of rheology of single and multiple decollements // Tectonics. – 2012. – V. 31. – TC3005. – P. 1–23.

© А.А. Татаурова, Ю.П. Стефанов, 2020

УДК 543.54 + 550.8 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-068

ПРИНЦИП ПОСТРОЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАММА–СПЕКТРОМЕТРА ДЛЯ РАДИОМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЁМКИ

Борис Григорьевич Титов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)333–26–04, e–mail: TitovBG@ipgg.sbras.ru

Владимир Матвеевич Грузнов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, главный научный сотрудник
Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, Новосибирск, пр. К. Маркса 20, профессор, тел. (383)333–27–11, e–mail: GruznovWM@ipgg.sbras.ru

Предложен принцип построения портативного гамма спектрометра на основе BGO кристалла с адаптивной температурной стабилизацией отклика гамма–спектрометра, топографической и временной привязкой результатов измерений, отображением текущих результатов измерений и вычислений на экране планшетного персонального компьютера. Характеристики подтверждены полевыми измерениями распределения активностей радионуклидов урана, тория, калия.

Ключевые слова: гамма–спектрометр, естественная радиоактивность, радиометрическая съемка.

PRINCIPLE OF CONSTRUCTION AND CHARACTERISTICS OF A GAMMA–SPECTROMETER FOR RADIOMETRIC IMAGING

Boris G. Titov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Prospect, Senior Researcher, phone: (383) 333–26–04, e–mail: TitovBG@ipgg.sbras.ru

Vladimir M. Gruznov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, doctor of technical sciences, chief researcher.
Novosibirsk State Technical University, 630073, Russia, Novosibirsk, 20 K. Marx Prospect, professor, phone: (383) 333–27–11, e–mail: GruznovWM@ipgg.sbras.ru

The principle of constructing a portable gamma spectrometer based on a BGO crystal with adaptive temperature stabilization of the response of the gamma spectrometer, topographic and time reference of measurement results, displaying the current measurement results and calculations on the screen of a tablet personal computer is proposed. The characteristics are confirmed by field measurements of the activity distribution of uranium, thorium, and potassium radionuclides.

Key words: gamma spectrometer, natural radioactivity, radiometric survey.

Поверхностная радиометрическая съёмка по измерению распределения радионуклидов урана, тория, калия на поверхности Земли используется при поиске залежей углеводородов [1,2]. Актуальной задачей является создание специализированных портативных гамма спектрометров [3]. Выпускаемые в России и за рубежом портативные гамма–спектрометры, например, Гамма–1С/PS, РГП–301, GR–130 (сцинтилляционный кристалл BGO) и GR–130G (сцинтилляционный кристалл NaI(Tl)) ориентированы на использование в атомной энергетике и не приспособлены для полевых геофизических работ в различных климатических условиях с необходимостью топографической и временной привязки результатов измерений.

Целью работы являлось:

- формулирование специальных требований к полевому геофизическому гамма–спектрометру,
- изложение принципа построения гамма спектрометра, удовлетворяющего сформулированным требованиям и реализованного в пилотном программно–алгоритмическом макете прибора
- обобщение результатов разработки геофизического гамма–спектрометра на основе монокристалла BGO и фотоэлектронного умножителя (ФЭУ),
- подтверждение характеристик гамма–спектрометра полевыми измерениями распределения активностей радионуклидов урана, тория, калия.

Основные требования к современному гамма–спектрометру для геофизических съёмок заключаются в следующем. Спектрометр должен обеспечивать пешеходную и автомобильную съемку в движении и на точках стояния, иметь постоянство метрологических характеристик в расширенном диапазоне температур (от минус 30 до плюс 50 °С), что важно при съёмках в условиях климата Сибири и крайнего Севера, высокую устойчивость к механическому воздействию, малые габариты и вес, автономность для работы в полевых условиях.

Гамма–спектрометр должен обеспечивать измерение значений интегральной и удельных активностей радионуклидов урана U, тория Th, калия K в условиях естественного залегания, топографическую и временную привязку результатов измерений, отображение на экране оператора энергетических спектров, распределения общей и удельной радиоактивности U, Th, K на маршруте геофизического профиля, соотношений общей и удельной радиоактивности и интерпретационных параметров.

Принцип построения портативного гамма спектрометра заключался в применении многопараметрической стабилизации отклика в условиях изменения температуры эксплуатации в широких пределах, реализации топографической и временной привязки результатов измерений. Спектрометр содержит сцинтиллятор, преобразующий зарегистрированный гамма–квант в импульс света с количеством фотонов, пропорциональным энергии гамма–кванта; фотоприемник, преобразующий импульс света в импульс тока, амплитуда которого пропорциональна энергии гамма кванта; усилитель, амплитудно–цифровой преобразователь, измеряющий амплитуду импульса и запоминающий его в виде двумерного массива (спектра), в виде зависимости числа зарегистрированных импульсов (интенсивности) от их амплитуды (энергии гамма–квантов), процессор, каналы стабилизации отклика и служебные программы, обеспечивающие работу гамма–спектрометра.

Высокая чувствительность полевого гамма–спектрометра обеспечивается использованием в качестве сцинтиллятора монокристалла германата висмута $Bi_4Ge_3O_{12}$ (BGO). У этого кристалла в диапазоне энергий гамма–излучения 50 – 3000 кэВ более высокая эффективность регистрации по сравнению с кристаллом NaI(Tl).

Для сцинтилляционного блока из комбинации сцинтиллятора на основе кристалла BGO и ФЭУ характерна сильная зависимость отклика от на выходе ФЭУ от температуры. Здесь проявляются зависимости от температуры и световыхода сцинтиллятора, и отклика фотокатода ФЭУ.

Для компенсации температурной зависимости параметров сцинтилляционного блока использовали ряд мер [3]:

- адаптивное изменение коэффициента усиления усилителя ФЭУ,
- контроль стабилизации отклика,
- размещение сцинтилляционного блока в защитном кожухе из теплоизолирующего материала.

На первом этапе вводится схема стабилизации коэффициента усиления ФЭУ по нормированному импульсу света, излучаемому светодиодом. Этим обеспечивается стабильность регистрации фотонов излучаемых сцинтиллятором.

На втором этапе производится коррекция температурного изменения световыхода сцинтиллятора с помощью программно–управляемого импульсного усилителя сигнала ФЭУ. Коэффициент усиления усилителя изменяется в зависимости от показаний термодатчика расположенного на сцинтилляторе, таким образом, чтобы положение линий в спектре было постоянно во время измерения и не зависело от изменения температуры сцинтиллятора.

На третьем этапе автоматически по окончанию каждого длительного измерения или цикла измерений (более 1000 с) производится проверка положения пиков K–40 E=1461 кэВ и Tl–208 (ряд Th–232) E=2600 кэВ в спектре и их соответствие начальной энергетической калибровке. При необходимости энергетическая калибровка корректируется.

Функциональная схема гамма спектрометра и его система стабилизации приведена на рисунке 1, где этапы стабилизации обозначены каналами.

Эффективность применения такого алгоритма компенсации иллюстрируется на рисунке 2, где показан спектр фонового гамма–излучения, измеренный с применением компенсации температурной зависимости отклика сцинтиллятора (синий) и без компенсации (розовый). Температура сцинтиллятора во время измерения спектра фонового излучения изменялась от

+20°C до +40°C в течение времени измерения, равном 1000 с. Для стабилизации использовался канал оптической и температурной стабилизации.

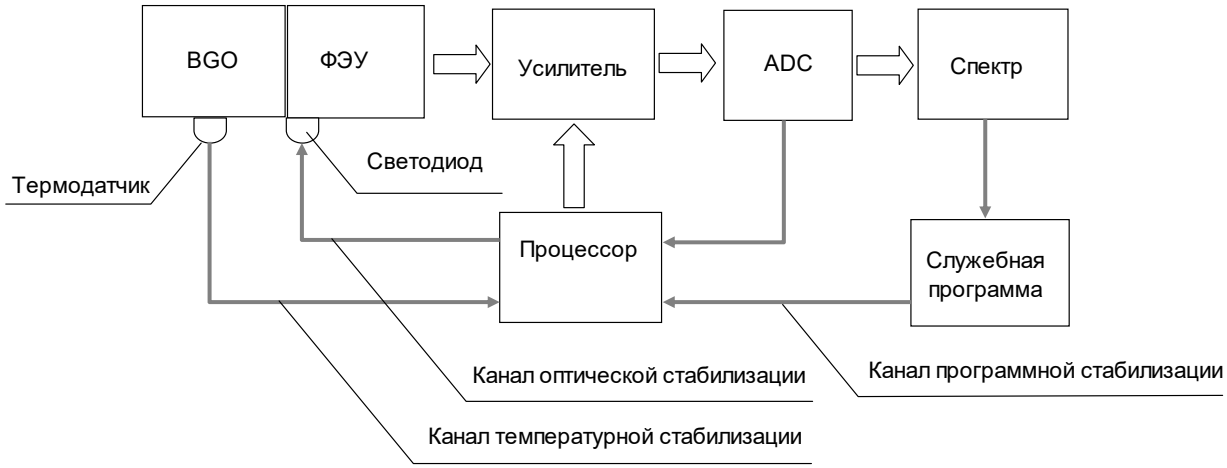


Рис. 1. Функциональная схема гамма спектрометра и его система стабилизации
Fig. 1. Functional diagram of a gamma spectrometer and its stabilization system

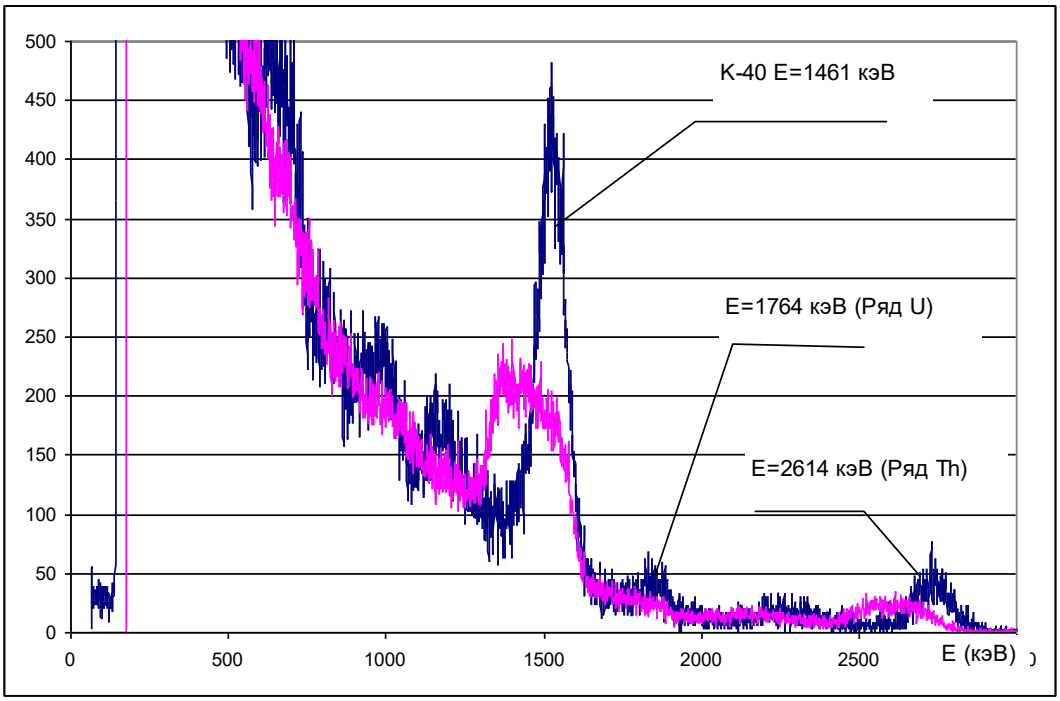


Рис. 2. Спектры естественной радиоактивности, измеренные сцинтиллятором BGO 50x100 мм с применением компенсации температурной зависимости отклика сцинтиллятора (синий) и без компенсации (розовый)
Fig. 2. Natural radioactivity spectra measured with a BGO 50x100 mm scintillator using compensation of the temperature dependence of the scintillator response (blue) and without compensation (pink)

Для дополнительной стабилизации отклика гамма–спектрометра сцинтиблок поместили в защитный кожух из теплоизолирующего материала (пенопласт толщиной 25 мм), ограничив темп охлаждения сцинтиблока величиной $9{,}06\times10^{-5}$ 1/с.

Введение такой многопараметрической стабилизации в гамма–спектрометре со сцинтиллятором BGO размером Ǿ63×63 мм энергетическим разрешением 9,8 % для линии E=662 кэВ изотопа Cs–137 обеспечило относительное смещение линии Cs–137 в набираемом спектре не более 1 % в диапазоне внешних температур от минус 30 до плюс 50 °С.

Для топографической и временной привязки результатов измерений интегральной и удельных активностей радионуклидов урана U, тория Th, калия K вдоль профиля в состав гамма спектрометра введён GPS/ГЛОНАСС приёмник и создано соответствующее программное управление привязкой.

Конструкция прибора содержит:

- автономный блок гамма–спектрометра с монокристаллом BGO размером 63×63 мм. Блок выполнен в виде цилиндра диаметром 88 мм, высотой 440 мм, весом 4 кг, потребляемая мощность 1 вт.
- автономный блок GPS
- портативный управляющий компьютер.

Взаимодействие между блоками осуществляется по беспроводному каналу связи типа–Bluetooth. Введен также резервный проводной канал связи.

Питание блоков автономное от встроенных в блоки аккумуляторов. Время автономной работы 10 часов. При автомобильной съемке питание осуществляется от бортовой сети автомобиля напряжением 12 вольт. Прибор легко может размещаться на борту автомобиля, снегохода или в рюкзаке геофизика.

Программно–алгоритмическое обеспечение. По результатам измерений энергетического гамма спектра определялась интенсивность гамма поля и его компонент, соответствующих концентрации радиоактивных элементов: урана,

тория и калия. Вычислялись также интерпретационные геофизические параметры, включая отношение интенсивностей Th/U, корреляционную связь U и K, интерпретационный параметр DRAD поиска залежей углеводородов [4].

Определение перечисленных характеристик распределения радионуклидов заложено в созданное программное обеспечение, реализующее также следующие функции:

- регистрацию и хранение результатов измерения,
- определение общей радиоактивности (суммарной интенсивности гамма поля),
- определение корреляционных связей между U и K, наличие их кольцевых аномалий и осциллирующих отклонений от среднего значения,
- отображение в режиме on–line текущих измерений интенсивности гамма поля, его компонент и интерпретационных параметров на экране управляющего компьютера непосредственно в процессе измерения,
- отображение результатов съемки в виде карты с нанесенными значениями интенсивности гамма поля и его компонент (содержания урана, тория и калия) и интерпретационного параметра DRAD.

Полевыми испытаниями макета гамма–спектрометра и демонстрацией его параметров подтверждена возможность проведения гамма–съёмки в движении:

- в пешеходной со скоростью 3,6 км/час с дискретностью съёмки от 10 до 100 м,
- с автомобиля со скоростью до 80 км/час, дискретностью 100 – 2000 м и с объёмом статистики для определения элементов не менее 100 импульсов, что достаточно для вычисления отношения Th/U и DRAD.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Соболев И. С. Методы радиогеохимии при наземных поисках месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 90–96.

2. Соболев И.С., Рихванов Л.П., Лященко Н.Г., Паповинчок М.С. Прогнозирование и поиск месторождений нефти и газа радиохимическими методами // Геология нефти и газа. – 1999. – № 7–8. – С. 19–24.

3. Титов Б.Г., Грузнов В.М. Стабилизация отклика полевого гамма–спектрометра//Сб. материалов XI Международного научного форума «Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2015», 13–25 апреля 2015г., Новосибирск: Межд. научная конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология». Т.2 – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – С. 40–44.

4. Saunders D. F., Burson K. R., Branch J. F., Thomson C. K. Relation of thorium–normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations // Geophysics. – 1993. – Vol. 58, Issue 10. – P. 1417 – 1427.

REFERENCES

1. Sobolev I. S. Metody radiogeohimii pri nazemnyh poiskah mestorozhdenij nefti i gaza // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. – 2007. – T. 311. – № 1. – S. 90–96.

2. Sobolev I.S., Rihvanov L.P., Ljashhenko N.G., Papovinchok M.S. Prognozirovanie i poisk mestorozhdenij nefti i gaza radiohimicheskimi metodami // Geologija nefti i gaza. – 1999. – № 7–8. – S. 19–24.

3. Titov B.G., Gruznov V.M. Stabilizacija otklika polevogo gamma–spektrometra//Sb. materialov XI Mezhdunarodnogo nauchnogo foruma «Interjekspo GEO–Sibir'–2015», 13–25 aprelja 2015g., Novosibirsk: Mezhd. nauchnaja konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geojekologija». T.2 – Novosibirsk: SGUGiT, 2015. – S.40–44.

4. Saunders D. F., Burson K. R., Branch J. F., Thomson C. K. Relation of thorium–normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations // Geophysics. – 1993. – Vol. 58, Issue 10. – P. 1417 – 1427.

© Б.Г. Титов, В.М. Грузнов, 2020

УДК 550.832.532 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-069

СПОСОБ НЕЙТРОННОГО ГАММА КАРОТАЖА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННОГО ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ И ПОРИСТОСТИ ПЛАСТА ЗА СКВАЖИНОЙ ОДНИМ ПРИБОРОМ

Борис Григорьевич Титов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)333–26–04, e–mail: TitovBG@ipgg.sbras.ru

Владимир Матвеевич Грузнов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук**,** главный научный сотрудник.
Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, Новосибирск, пр. К. Маркса 20, профессор, тел. (383)333–27–11, e–mail: GruznovWM@ipgg.sbras.ru

Обоснован новый ядерно–физический способ и схема устройства для каротажа газонефтяных скважин с одновременным определением плотности и пористости пород за скважиной. Плотность и пористость определяются одним прибором. Использовано импульсное облучение нейтронами среды за скважиной. Плотность и пористость определяются по гамма излучению неупругого рассеяния и радиационного захвата породообразующих элементов двумя разнесёнными гамма спектрометрическими детекторами.

Ключевые слова: плотность, пористость, нейтроны, гамма–излучение, спектрометрия, каротаж.

METHOD NEUTRON GAMMA LOGGING FOR SIMULTANEOUS MEASUREMENT OF DENSITY AND POROSITY LAYER FOR WELL ONE DEVICE

Boris G. Titov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Prospect, Senior Researcher, phone: (383) 333–26–04, e–mail: TitovBG@ipgg.sbras.ru

Vladimir M. Gruznov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, doctor of technical sciences, chief researcher.
Novosibirsk State Technical University, 630073, Russia, Novosibirsk, 20 K. Marx Prospect, professor, phone: (383) 333–27–11, e–mail: GruznovWM@ipgg.sbras.ru

A new nuclear–physical method and scheme of a device for logging gas and oil wells with the simultaneous determination of the density and porosity of the rocks behind the well are substantiated. Density and porosity are determined by one device. The pulsed neutron irradiation of the medium behind the well was used. Density and porosity are determined by gamma radiation from inelastic scattering and radiation capture of rock–forming elements by two spaced apart gamma spectrometric detectors.

Key words: density, porosity, neutrons, gamma radiation, spectrometry, logging.

Актуальной задачей при добыче нефти и газа является оперативное определение плотности и пористости породы за скважиной для оценки запасов углеводородов в залежи.

Для измерения плотности и пористости пород за скважиной используют свойства рассеяния нейтронного или гамма излучения на веществе горной породы [1,2,3]. Достоинство, основанное на этих методах состоит в том, что плотность и пористость описываются простыми зависимостями, легко аппарататно реализуются и используются в течение нескольких десятилетий.

Главным недостатком при измерении плотности и пористости является необходимость проводить измерения по отдельности двумя различными скважинными приборами с различными источниками излучения.

Имеются попытки совместить измерение плотности и пористости в одном приборе. В **[**4**]** одновременно облучают горную породу потоками нейтронов и гамма – квантов с помощью двух изотопных источников нейтронного и гамма излучения и путем спектрального разделения получают значения плотности и пористости, в [5,6] одновременно измеряют плотность и пористость, используя импульсный нейтронный генератор (ИНГ) и серию различных детекторов.

Целью работы являлось создание нового способа одновременного определения плотности и пористости нефтяного коллектора ядерно–физическими методами, разработка схемы его приборной реализации и определение потенциальных характеристик способа.

Нами был предложен новый способ и устройство импульсного нейтрон–гамма каротажа спектрометрического (ИНГКС) с одновременным измерением плотности и пористости, заключающийся в облучении скважинной среды импульсным потоком нейтронов, раздельной регистрации спектров гамма излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата двумя спектрометрическими детекторами, разнесенными относительно мишени нейтронного генератора на два различных расстояния в двух временных окнах

относительно начала нейтронного импульса. По измеренным интенсивностям гамма излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата породообразующих элементов и флюида рассчитываются плотность и пористость скважинной среды. Блок схема такого устройства приведена на рис. 1.

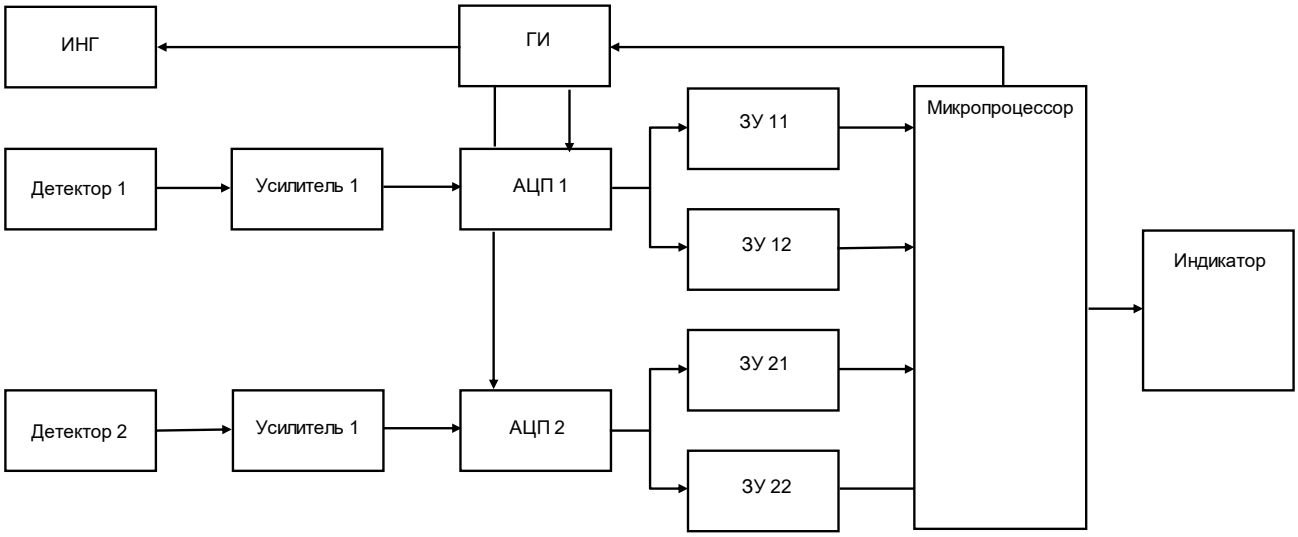


Рис. 1. Блок схема устройства для одновременного измерения плотности и пористости пласта в скважине

Fig. 1. Block diagram of a device for simultaneously measuring the density and porosity of a formation in a well

Импульсный генератор нейтронов (ИНГ) по сигналу от генератора импульсов (ГИ) управляемому микропроцессором облучает горную породу за скважиной импульсами нейтронов с длительностью и частотой повторения определяемой микропроцессором. Спектрометрические детекторы гамма–квантов (Детекторы 1, 2), размещенные на разном расстоянии от мишени нейтронного генератора, регистрируют гамма излучение, индуцированное нейтронами в прискважинном веществе и преобразуют его в импульсы напряжения (тока), амплитуда которых пропорциональна энергии зарегистрированного гамма–кванта. Усилители импульсов (Усилители 1, 2) усиливают амплитуду зарегистрированных импульсов до величины необходимой для обработки. Аналого–цифровые преобразователи (АЦП 1, 2) по команде генератора импульсов (ГИ) оцифровывает амплитуду поступивших на

их вход импульсов и формируют в запоминающих устройствах (ЗУ) спектры неупругого рассеяния (ЗУ11 и ЗУ21) и радиационного захвата (ЗУ12 и ЗУ22). Полученные спектры обрабатываются микропроцессором. По спектрам неупругого рассеяния (ЗУ11 и ЗУ21) вычисляются значения плотности, по спектрам радиационного захвата (ЗУ21 и ЗУ22) пористость, элементный состав и поправка на литологию. Вычисленные данные передаются на индикатор.

Такое устройство выполняет все функции по одновременному измерению плотности и пористости и функционально и конструктивно проще устройств описанных в [5,6].

Сравнительные характеристики методов определения плотности и пористости были получены путем измерения реальных спектров и скоростей счета различных зондов на моделях плотности ОАО Сургутнефтегеофизика и моделях пористости Центра метрологии и сертификации (ЦМиС) Раменское. Измерения проводились экспериментальной аппаратурой ГГКП (Гамма–гамма каротаж плотностной), ГГКЛП (Гамма–гамма каротаж лито плотностной) и 2ННКт (Нейтрон–нейтронный каротаж на тепловых нейтронах) ЗАО НПП ГА «Луч» в процессе ее калибровки.

В качестве моделей плотности использовались модели–имитаторы горной породы, плотностью от 2,130 до 2,740 г/см^3. Для метода ГГКП источник гамма излучения Cs–137 активностью 10^{10} квантов/с. Длина зонда ближнего детектора 264 мм, дальнего 380 мм. Для метода ИНГКС оценка проводилась для импульсного источника нейтронов с энергией 14 МэВ и активностью 5×10^8 н/с.

Результаты оценок характеристик предлагаемого метода в зависимости от характеристик пород, окружающих скважину, сведены в таблицу 1.

Табл. 1. Сравнительные характеристики определения плотности и пористости с помощью метода ГГКП, 2ННКт и ИНГКС, полученные на моделях пород, измеренные и ожидаемые.

Table 1. Comparative characteristics of the determination of density and porosity using the GGKP method, 2NNKt and INGKS obtained on rock models, measured and predicted

	Характерис–тика	Скорость счета детектора, измеренная методом ГГКП (имп/с)		Ожидаемая скорость счета детектора метода ИНГКС (имп/с)	
Модель породы	Плотность ρ (г/см3)	J1 (детектор 1)	J2 (детектор 2)	J1 (детектор 1)	J2 (детектор 2)
Песчаник	2,130	1705	363	Нет данных	Нет данных
Песчаник	2,445	1367	218	2249*	1209*
Кальцит	2,696	1194	157	3035**	1944**
Карбонат	2,740	1259	162	Нет данных	Нет данных
Модель породы	Пористость Кп (%)	Скорость счета детектора, измеренная методом 2ННКт (имп/с)		Ожидаемая скорость счета детектора метода ИНГКС (имп/с)	
Вода	100	388	20	600	51
Кальцит	0,8	1842	775	2766	1177
Кальцит	14,9	1095	154	1653	251
Кальцит	36,4	690	51	1050	99

- * ожидаемая скорость счета в окне кремния
- ** ожидаемая скорость счета в окне кальция

Исследования характеристик метода определения пористости проводились по данным полученным на моделях пористости ЦМиС для коэффициентов пористости Кп=100%; 0,8%; 14,9%; 36,4%. Модели выполнены в форме цилиндров с отверстием имитирующем скважину. Источник нейтронов полоний–бериллиевый активностью 10^7 н/с. Аппаратура Марк №0665003. Длина зонда ближнего детектора 325 мм, дальнего 710 мм.

Основная зависимость коэффициента пористости Кп (%) от параметра А прибора Марк №0665003 и прототипа аппаратуры на предлагаемом методе ИНГКС для модели кальцита, насыщенного водой, имеет вид:

$$Кп=к1+к2A+к3A^2$$

и показана на рис. 2.

Параметр А определяется как: A=J1J2(H2O)/J2J1(H2O)

Где: J1 – скорость счета ближнего детектора D1 в скважине,

J2 – скорость счета дальнего детектора D2 в скважине,

J1(H_2O) – скорость счета ближнего детектора D1 в воде,

J2(H_2O) – скорость счета дальнего детектора D2 в воде,

к1, к2, к3 – коэффициенты, определяемые при калибровке.

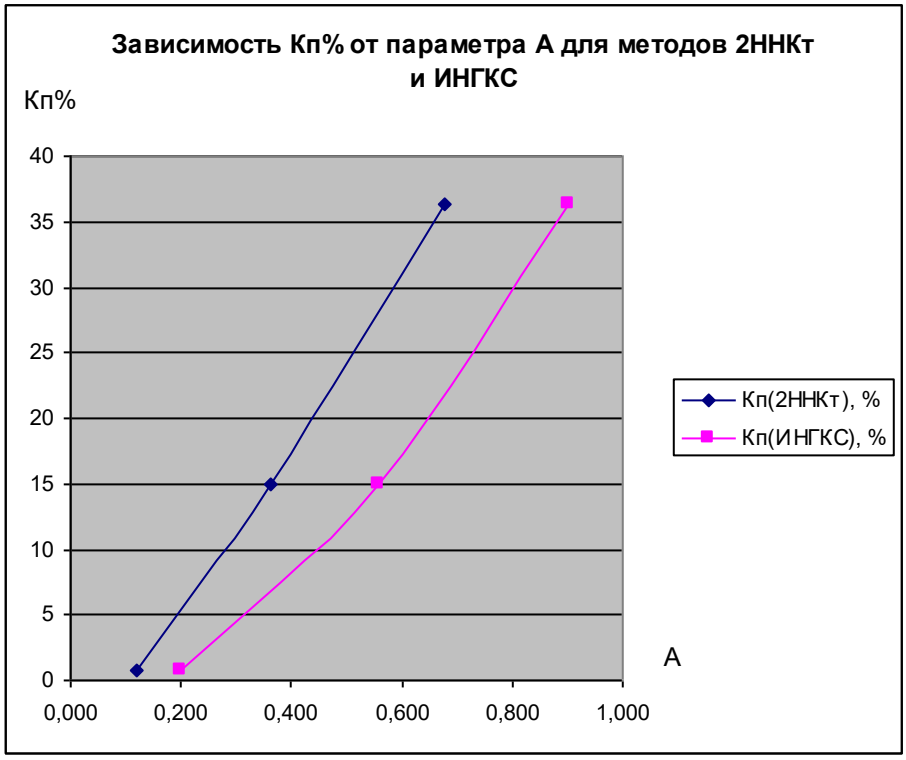


Рис. 2. Основная зависимость коэффициента пористости Кп (%) от параметра А для модели кальцита насыщенного водой. Методы 2ННКт и ИНГКС
Fig. 2. The main dependence of the porosity coefficient Kp (%) on parameter A for the calcite model saturated with water. Methods 2NKt and INGKS

Таким образом, использование импульсного облучения нейтронами среды за скважиной с измерением интенсивностей гамма излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата породообразующих элементов двумя разнесёнными гамма спектрометрическими детекторами обеспечивает одновременное определение одним каротажным прибором плотности и пористости среды за скважиной.

Как видно из экспериментальных данных, представленных в таблице 1 и на рис. 2, предложенный метод ИНГКС не уступает, а по статистической значимости превышает параметры традиционно применяемых методов. Параметры предложенного метода показывают высокие эксплуатационные характеристики и перспективность его применения в скважинной аппаратуре для

одновременного измерения плотности, пористости и элементного состава скважинной среды.

Авторы статьи приносят благодарность руководству и специалистам НПП «Луч» за предоставленную возможность ознакомления и использования полученного ими экспериментального материала в расчетах и оценках параметров предлагаемого к разработке метода и аппаратуры.

Работа выполнена при поддержке Программы фундаментальных научных исследований СО РАН IX.138.1. в рамках научного проекта IX.138.1.1.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кантор С.Ф., Кожевников Д.А., Поляченко А.Л., Шемилевич Ю.С., Теория нейтронных методов исследования скважин. – М.: Недра, 1985. – 224 с.
2. Арцыбашев В. А. Гамма–метод измерения плотности. – М.: Атомиздат, 1965. – 204 с.
3. Методические указания по проведению нейтронного и гамма–каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1989. – 81 с.
4. Патент RU 2 025 748, «Способ комплексного радиоактивного каротажа», авторы патента: Ильченко В.В., Иванов В. Н., Владелец патента: Ильченко В.В., Иванов В. Н., Опубликовано: 30.12.1994.
5. Formation Density from a Cloud, While Drilling, Oilfield Review Summer 2013: 25, no. 2. Copyright © 2013 Schlumberger.
6. Find out more about NeoScope souceless formation evaluation while drilling at www.slb.com/NeoScope.

REFERENCES

1. Kantor S.F., Kozhevnikov D.A., Poljachenko A.L., Shemilevich Ju.S., Teorija nejtronnyh metodov issledovanija skvazhin. – M.: Nedra, 1985. – 224 s.
2. Arcybashev V. A. Gamma–metod izmerenija plotnosti. – M.: Atomizdat, 1965. – 204 s.
3. Metodicheskie ukazanija po provedeniju nejtronnogo i gamma–karotazha v neftjanyh i gazovyh skvazhinah apparaturoj SRK i obrabotke rezul'tatov izmerenij. – Kalinin: NPO «Sojuzpromgeofizika», 1989. – 81 s.
4. Patent RU 2 025 748, «Sposob kompleksnogo radioaktivnogo karotazha», avtory patenta: Il'chenko V.V., Ivanov V. N., Vladelec patenta: Il'chenko V.V., Ivanov V. N., Opublikovano: 30.12.1994.
5. Formation Density from a Cloud, While Drilling, Oilfield Review Summer 2013: 25, no. 2. Copyright © 2013 Schlumberger.
6. Find out more about NeoScope souceless formation evaluation while drilling at www.slb.com/NeoScope.

© Б.Г. Титов, В. М. Грузнов, 2020

УДК 550.34;551.79 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-070

РЕЗУЛЬТАТЫ ПАЛЕОСЕЙСМОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВДОЛЬ ПЛАНИРУЕМОГО МАРШРУТА ГАЗОПРОВОДА В КНР (КУРАЙСКАЯ ЗОНА РАЗЛОМОВ, ГОРНЫЙ АЛТАЙ)

Ирина Витальевна Турова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник
Геолого–геофизический факультет НГУ, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, аспирант, e–mail: irinka.turova@yandex.ru

Евгений Викторович Деев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник
Геолого–геофизический факультет НГУ, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедры общей и региональной геологии
Институт географии РАН, 119017, г. Москва, Старомонетный переулок, дом 29, стр. 4, старший научный сотрудник, e–mail: deevev@ngs.ru

Наталья Ивановна Позднякова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, лаборант
Геолого–геофизический факультет НГУ, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, e–mail: n.pozdniakova@g.nsu.ru

Андрей Львович Энтин
МГУ имени М.В. Ломоносова, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, инженер кафедры картографии и геоинформатики
Институт географии РАН, 119017, г. Москва, Старомонетный переулок, дом 29, стр. 4, младший научный сотрудник, e–mail: aentin@geogr.msu.ru

Нина Николаевна Неведрова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, доцент, главный научный сотрудник
Геолого–геофизический факультет НГУ, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедры геофизики, e–mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Илья Олегович Шапаренко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e–mail: ShaparenkoIO@ipgg.sbras.ru

Светлана Сергеевна Бричева
МГУ имени М.В. Ломоносова, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, кандидат геолого–минералогических наук, младший научный сотрудник
Институт географии РАН, 119017, г. Москва, Старомонетный переулок, дом 29, стр. 4, младший научный сотрудник, e–mail: svebrich@gmail.com

Андрей Михайлович Корженков
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, 123242, г. Москва, ул. Большая Грузинская, 10, доктор геолого–минералогических наук, доцент, главный научный сотрудник, заведующий лаборатории, e–mail: korzhenkov@ifz.ru

Реджеп Нурмурадович Курбанов
МГУ имени М.В. Ломоносова, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, кандидат географических наук, старший научный сотрудник
Институт географии РАН, 119017, г. Москва, Старомонетный переулок, дом 29, стр. 4, старший научный сотрудник, e–mail: roger.kurbanov@gmail.com

Андрей Валерьевич Панин
Институт географии РАН, 119017, г. Москва, Старомонетный переулок, дом 29, стр. 4, доктор географических наук, профессор, заведующий отделом
МГУ имени М.В. Ломоносова, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, профессор кафедры геоморфологии и палеогеографии, e–mail: a.v.panin@yandex.ru

С Курайской зоной разломов связаны палеоземлетрясения с Mw = 6,6–7,6 и интенсивностью от VIII до XI баллов по шкале ESI 2007. Палеоземлетрясения произошли около 6.3, 5.8, 3.2 и 1.3 тыс. л. н., во второй половине XVIII века н.э. Электротомографические и георадарные данные позволили построить геоэлектрические модели и проследить сейсмогенерирующие разломы до глубин 40–50 м. Приведенные выше выводы необходимо учитывать при проектировании и строительстве газопровода из России в КНР.

Ключевые слова: палеосейсмология, электротомография, георадарные исследования, Курайская зона разломов, газопровод, Горный Алтай.

RESULTS OF PALEOSEISMOLOGICAL STUDIES ALONG THE PLANNED ROUTE OF THE GAS PIPELINE TO THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA (KURAI FAULT ZONE, GORNY ALTAI)

Irina V. Turova
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga pr. 3, junior researcher
Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, Pirogova st. 1, graduate student, e–mail: irinka.turova@yandex.ru

Evgeny V. Deev
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga pr. 3; Dr., leading researcher
Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, Pirogova st. 1, Associate Professor at the Department of General and Regional Geology
Institute of Geography RAS, 119017, Moscow, Staromonetniy lane 29, chief researcher, e–mail: deevev@ngs.ru

Nataliya I. Pozdnyakova
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga pr. 3, laboratory assistant

Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, Pirogova st. 1, student, e–mail: n.pozdniakova@g.nsu.ru

Andrey L. Entin
Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, Leninskie Gory 1, engineer at the Department of Cartography and Geoinformatics
Institute of Geography RAS, 119017, Moscow, Staromonetniy lane 29, junior researcher, e–mail: aentin@geogr.msu.ru

Nina N. Nevedrova
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga pr. 3, Dr., chief researcher
Novosibirsk State University, 630090, Novosibirsk, Pirogova st. 1, Associate Professor at the Department of Geophysics, e–mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Ilya O. Shaparenko
A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, 630090, Novosibirsk, Akademika Koptyuga pr. 3, junior researcher, e–mail: ShaparenkoIO@ipgg.sbras.ru

Svetlana S. Bricheva
Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, Leninskie Gory 1, Ph.D., junior researcher
Institute of Geography RAS, 119017, Moscow, Staromonetniy lane 29, junior researcher, e–mail: svebrich@gmail.com

Andrey M. Korzhenkov
O.Yu. Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, 123242, Moscow, Bolshaya Gruzinskaya str., 10–1, Dr., associate professor, chief researcher, head of the laboratory, e–mail: korzhenkov@ifz.ru

Redjep Kurbanov
Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, Leninskie Gory 1, Ph.D., senior researcher
Institute of Geography RAS, 119017, Moscow, Staromonetniy lane 29, senior researcher, e–mail: roger.kurbanov@gmail.com

Andrey V. Panin
Institute of Geography RAS, 119017, Moscow, Staromonetniy lane 29, Dr., Professor, head of the laboratory
Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, Leninskie Gory 1, Professor at the Department of Geomorphology and Paleogeography, e–mail: a.v.panin@yandex.ru

The Kurai Fault Zone have generated paleoearthquakes with Mw = 6.6–7.6 and ESI 2007 shaking intensities of VIII to XI. The paleoearthquakes occurred ca. 6.3, 5.8, 3.2, and 1.3 ka BP, in the second half of the 18th centuries AD. ERT and GPR data reveals the resistivity structure of the area with seismogenic faults traceable to depths of 40–50 m. The conclusions above must be taken into account when design and constructing the gas pipeline from Russia to the People's Republic of China.

Keywords: paleoseismology, electrical resistivity tomography, ground penetrating radar, Kurai fault zone, gas pipeline, Gorny Altai.

Курайская зона разломов (КЗР) является одной из главных структур Юго–Восточного Алтая. Ее протяженность достигает 130 км, ширина – 20 км. На неотектоническом этапе она контролирует положение северных активных окраин двух крупных внутригорных впадин – Чуйской и Курайской. За период сейсмологических наблюдений (около 60 лет) КЗР проявила себя как относительно слабосейсмичная структура, для которой характерны землетрясения с $M \leq 5$. Полученные в последние годы палеосейсмологические данные говорят о ее более сильной палеосейсмичности [1; 3; 5]. Это подтверждают и результаты наших новых палеосейсмологических исследований вдоль КЗР. Палеосейсмологические исследования выполнены на северо–западе Чуйской и севере Курайской впадин. Результаты этих исследований приведены ниже. Эти исследования являются очень актуальными, поскольку вдоль КЗР планируется прокладка газопровода из России в Китайскую Народную Республику.

Участок Чаган–Узун. На северо–западе Чуйской впадины, непосредственно возле основания Курайского хребта, на космоснимках хорошо читается разломный уступ протяженностью 6.4 км. Полевое изучение его морфологии показало, что при общем надвигании Курайского хребта на юг, вдоль уступа происходит противоположное по направлению смещение отложений впадины в сторону хребта. Из–за разрушения уступа оползнями и временными водотоками, его можно разделить на 14 сегментов. Протяженность сегментов колеблется от 20 м до 1 км, высота уступа в них – от 0.5 до 7 м. В сегментах 7 и 13 нами проведены тренчинговые исследования. Траншея Чуйская–2. В сегменте 7 разломный уступ сечет позднеплейстоцен–голоценовый пролювиальный конус выноса и предгорную наклонную равнину. Протяженность сегмента 450 м, азимут простирания 100°. Высота уступа от 2.0 до 4.5 м. На западном конце сегмента пройдена траншея (Чуйская 2) протяженностью 9 м и глубиной до 2.5 м. В стенках траншеи зафиксированы следы трех палеоземлетрясений.

Установленные параметры разломного уступа, а также величины разновозрастных подвижек по сейсмогенному взбросу позволили оценить моментные магнитуды (Mw) палеоземлетрясений с использованием корреляционных зависимостей из [8]. Наиболее древнее сейсмическое событие имело моментную магнитуду Mw = 7.1–7.6, что соответствует интенсивности I = X–XI баллов согласно шкале ESI–2007 [7]. Возраст этого события составил около 5.8 тыс. лет. Второе сейсмическое событие произошло около 1.3 тыс. лет назад и имело Mw = 6.6–6.9, I = IX–X баллов. Поверхностные разрывы, которые могут быть соотнесены с землетрясением с возрастом около 1.3 тыс. лет назад, известны на западе Курайской впадины, в 40 км к западу от изученного нами разломного уступа [4]. Такая протяженность разрывов соответствует Mw = 6.9, что также хорошо коррелируется с оценкой Mw, полученной нами при тренчинговых исследованиях. Наиболее молодое палеоземлетрясение с Mw = 6.6–6.9 и I = IX–X баллов имеет возраст моложе 1.3 тыс. лет. С учетом данных из [3], это землетрясение могло произойти во второй половине XVIII века. Поверхностные разрывы этого палеособытия протянулись к западу от изученного участка на 40 км, до западной части Курайской впадины [5]. Такая протяженность разрывов говорит о том, что землетрясение имело Mw = 6.9. Это значение соответствует верхнему пределу диапазона оценок Mw, полученных на основе наших тренчинговых данных.

Электротомографические исследования в районе траншеи, с учетом ранее проведенных параметрических измерений для определения удельных электрических сопротивлений (УЭС) отложений Чуйской впадины [2], подтвердили факт надвигания низкоомных (от 60 до 3 Ом·м) отложений верхнепалеоген–нижненеогеновой кош–агачской свиты на высокоомные (до 1000 Ом·м) пролювиальные верхнечетвертично–голоценовые отложения, со смещением в сторону Курайского хребта. Наклон разломной плоскости выполаживается с глубиной (прослежен до 50 м) от субвертикального до 35–40°. Накопленные вертикальная и горизонтальная амплитуды смещения по разлому

могут достигать первых десятком метров. На георадарном профиле, выполненном в районе траншеи и имеющем длину 42 метра (рис. 1А), выделяются три георадарных слоя, которые удалось сопоставить с геологическим разрезом. Внутри слоев хорошо читаются вертикальные разрывы осей синфазности, сдвиги фаз, идущие от дневной поверхности. Они могут быть связаны с зонами трещиноватости и разломами. Одна из таких зон пространственно соответствует сейсмогенному взбросу, выделенному в траншее Чуйская–2.

Траншея Чуйская–1. В пределах сегмента 13 разломный уступ сечет верхнеплейстоцен–голоценовые пролювиальные конуса выноса. Протяженность сегмента составляет 850 м. Высота уступа достигает 2 м. На западном окончании сегмента пройдена траншея Чуйская–1 протяженностью 7.2 и максимальной глубиной 1.7 м. В стенках траншеи зафиксирован сейсмогенный разрыв палеоземлетрясения с возрастом около 3.2 тыс. лет назад. Его Mw = 7.2–7.5, что соответствует интенсивности I = X–XI баллов. Два участка поверхностных разрывов близкого возраста были идентифицированы ранее вдоль Курайской зоны разломов. Первый из них находится в 35 км к востоку от траншеи (на Кубадринском разломе), второй – в 40 км к западу от изученного нами разломного уступа, на западе Курайской впадины. Таким образом, поверхностные разрывы землетрясения с возрастом около 3.2 тыс. лет назад протянулись на 75 км. Такая протяженность зоны поверхностных разрывов соответствует Mw = 7.3. Эта оценка Mw хорошо согласуется с нашими данными, полученными при тренчинговых исследованиях. Геологическая интерпретация данных электротомографии в этом сегменте разломного уступа позволяет сделать вывод об общем воздымании кровли кош–агачской свиты в сторону Курайского хребта. Поднятие отложений происходит по падающему на юг взбросу, с которым на поверхности связано формирование разломного уступа. Именно этот разлом, прослеженный на глубину до 40 м, мы зафиксировали в траншее Чуйская–1.

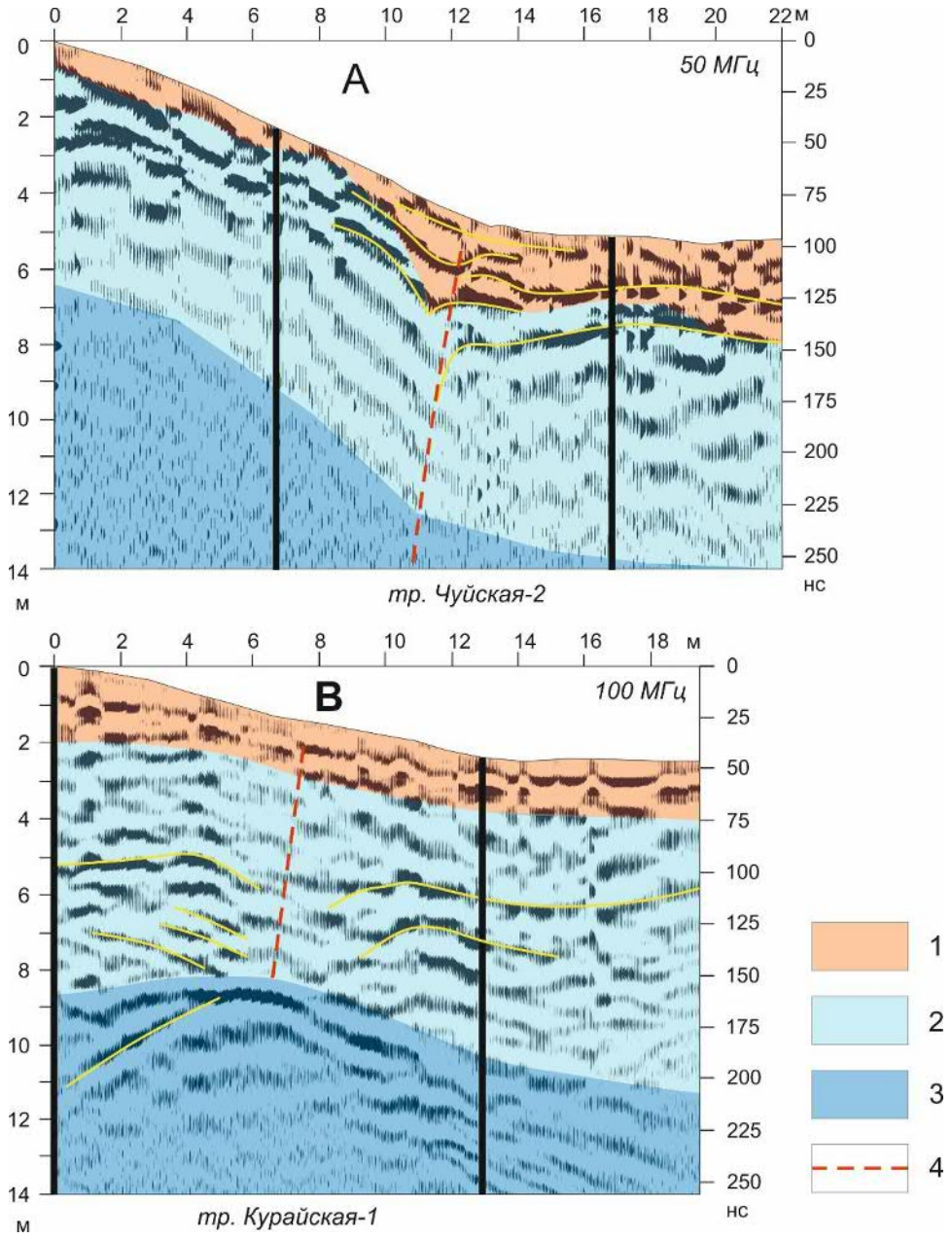


Рис. 1. A: Фрагмент георадарного профиля Ch 2 вдоль траншеи Чуйская–2, сегмент 7 разломного уступа на северо–западе Чуйской впадины, антенна 50 МГц; B: Георадарный профиль Ku 1 в районе траншеи Курайская 1, разломный уступ на севере Курайской впадины; антенна 100 МГц.
1 – слабопроводящие грубообломочные верхнеплейстоцен–голоценовые отложения; 2, 3 – проводящие породы пески, алевриты, глины, бурые угли верхнепалеоген–нижненеогеновой кош–агачской свиты); 4 – разломы
Fig. 1. A: Fragment of the GPR profile Ch 2, trench Chuya 2, scarp segment 7, northwestern Chuya Basin, 50 MHz antenna; B: GPR profile Ku 1, trench Kurai 1, fault scarp in northern Kurai Basin, 100 MHz antenna.
1 – high–resistivity Upper Pleistocene–Holocene gravels; 2, 3 – low–resistivity sand, silt, clay, and brown coal (Upper Paleogene–Lower Neogene Kosh–Agach Fm.); 4 – fault

На радарограмме профиля протяженностью 63.5 м, наряду со слоями, отражающими геологическую обстановку в районе траншеи, хорошо читаются вертикальные разрывы осей синфазности, сдвиги фаз, идущие от дневной поверхности. Одна из таких зон находится во фронте разломного уступа. Она пространственно совпадает с сейсмогенным взбросом, установленным в траншее Чуйская–1.

Участок Курай. От северной части Курайской впадины форберги отделяют Акташский рамп. С севера форберги ограничены взбросами. Положение активного разлома, являющегося смыкающим сегментом между этими взбросами, трассирует на поверхности разломный уступ, который сечет верхнеплейстоцен–голоценовые пролювиальные конуса выноса. Уступ простирается по азимуту 300º и прослежен на 3 км. С востока он денудирован р. Кызылташ. В западной части уступ прорезается р. Курайка. Высота уступа на изученном участке увеличивается с запада на восток от 2.15 до 6.4 м.

Траншея Курайская–1. На западе разломный уступ вскрыт траншей Курайская–1 протяженностью 10 м и глубиной 2 м. В стенках траншеи зафиксирован взброс палеоземлетрясения, произошедшего около 6.5 тыс. лет назад. Параметры палеоземлетрясения составили: Mw = 6.5–6.7, I = VIII–IX баллов.

Электротомографический профиль выполнен через разломный уступ, рядом с траншеей. Полученный в результате инверсии разрез глубиной до 40 м характеризуется высокоомным верхним слоем (мощностью до 15 м) с УЭС достигающим 2000 Ом·м. Такие сопротивления соответствуют пролювиальным валунным галечникам, которые обнажаются в стенках траншеи. Под ним находится низкоомная часть разреза с УЭС ниже 180 Ом·м. Она хорошо сопоставляется с отложениями кош–агачской свиты, которые вскрываются в 60 м западнее, в бортах р. Курайка. Поднятие кровли кош–агачской свиты в южной части профиля и сокращение мощности верхнего высокоомного слоя с севера на юг от 20 до 10 м может отражать конседиментационный рост поднятия,

ограничивающего с юга Акташский рамп. Обеспечивает рост поднятия взброс с падением на юг, который мы зафиксировали в стенках траншеи и проследили на электротомографическом разрезе.

Георадарный профиль пройден в 10 метрах к западу от траншеи Курайская–1, длина профиля 25 м (рис. 1В). Как и двух предыдущих случаях в волновой картине радарограммы выделяются три георадарных слоя. Кроме них видна крутонаклонная на юг зона разрыва осей синфазности и сдвига фаз, которая пространственно соответствует разлому, установленному нами в траншее Курайская–1.

Резюмируя полученные результаты выделим следующие основные моменты.

1. Вдоль Курайской зоны разломов нами диагностированы поверхностные разрывы палеоземлетрясений с возрастом около 6.5, 5.8, 3.2, 1.3 тыс. лет назад и, вероятно, исторического землетрясения второй половины XVIII века. Mw этих сильных сейсмических событий находятся в диапазоне от 6.6 до 7.6. Согласно шкале ESI–2007, сейсмическая интенсивность этих событий достигала VIII–XI баллов. Следовательно, сильные землетрясения землетрясений вдоль Курайской зоны разломов происходят с промежутком от 700 до 2600 лет.

2. Все очаги палеоземлетрясений связаны со взбросами второго порядка. Эти взбросы с южным падением плоскостей оперяют основные взбросы и надвиги с северным падением, по которым Курайский хребет надвигается на отложения впадин. Движения по разломам второго порядка обеспечивают рост форбергов перед фронтом Курайского хребта.

3. Совместная интерпретация геологических, включая тренчинг, и геоэлектрических (электротомография и георадар) данных позволяет различать различные по сопротивлению отложения и прослеживать сейсмогенерирующие разломы от дневной поверхности до глубин 40–50 м.

4. Обнаруженные разломные уступы находятся менее чем в 1 км от запланированного маршрута газопровода из России в Китайскую Народную

Республику. Приведенные выше выводы необходимо учитывать при проектировании и строительстве газопровода.

Палеосейсмологические и электротомографические исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ (проекты 18–35–00280_мол_а и 18–05–00389_а). Исследования разломных уступов с использованием геодезического оборудования и квадрокоптера, а также георадарные исследования выполнены при финансовой поддержке РНФ (проект 19–17–00179).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Деев Е.В. Зоны концентрации древних и исторических землетрясений Горного Алтая // Физика Земли. 2019. – № 3. – С. 71–96.
2. Деев Е.В., Неведрова Н.Н., Зольников И.Д., Русанов Г.Г., Пономарев П.В. Геоэлектрические исследования отложений Чуйской котловины (Горный Алтай) // Геология и геофизика. 2012. – Т. 53. – № 1. – С. 120–139.
3. Никонов А.А., Нечаев С.Ю., Флейфель Л.Д. О сейсмичности Алтайского региона во второй половине XVIII века / Необычные и экстремальные явления XVIII века. Отв. ред. Н.В. Колпакова. – СПб.: БАН, 2019. – Вып. 2. – С. 152–188.
4. Рогожин Е.А., Овсюченко А.Н., Мараханов А.В. Сильнейшие землетрясения на юге Горного Алтая в голоцене // Физика Земли, 2008. – № 6. – С. 31–51.
5. Рогожин Е.А., Платонова С.Г. Очаговые зоны сильных землетрясений Горного Алтая в голоцене. М.: ОИФЗ РАН, 2002. – 130 с.
6. Deev E.V., Turova I.V., Borodovskiy A.P., Zolnikov I.D., Oleszczak L. Unknown large ancient earthquakes along the Kurai fault zone (Gorny Altai): new results of palaeoseismological and archaeoseismological studies // International Geology Review. 2017. – V. 59. – No. 3. – P. 293–310.
7. Guerrieri L. Earthquake Environmental Effect for seismic hazard assessment: the ESI intensity scale and the EEE Catalogue. Mem. Descr.lla Carta Geol. Italia. 2015. – V. 97. – P. 181.
8. Wells D.L., Coppersmith K.J. New emprical relationship among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area and surface displacement // Bull. Seismol. Soc. Amer. 1994. – V. 84. – Is. 4. – P. 974–1002.

REFERENCES

1. Deev E.V. Localization Zones of Ancient and Historical Earthquakes in Gorny Altai // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. – 2019. – T. 55. – № 3. – S. 451–470.
2. Deev E.V., Nevedrova N.N., Zol'nikov I.D., Rusanov G.G., Ponomarev P.V. Geoelectrical studies of the Chuya basin sedimentary fill (Gorny Altai) // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – V. 53. – № 1. – P. 92–107.
3. Nikonov A.A., Nechayev S.Yu., Fleyfel' L.D. O seysmichnosti Altayskogo regiona vo vtoroy polovine XVIII veka / Neobychnyye i ekstremal'nyye yavleniya XVIII veka. Otv. red. N.V. Kolpakova. – SPb.: BAN, 2019. – Vyp. 2. – P. 152–188.
4. Rogozhin E.A., Ovsyuchenko A.N., Marakhanov A.V. Major earthquakes of the southern Gornyi Altai in the Holocene // Izvestiya Physics of the Solid Earth 44, 2008. – P. 469–486.
5. Rogozhin E.A., Platonova S.G. Ochagovyye zony sil'nykh zemletryaseniy Gornogo Altaya v golotsene. M.: OIFZ RAN, 2002. – 130 p.

6. Deev E.V., Turova I.V., Borodovskiy A.P., Zolnikov I.D., Oleszczak L. Unknown large ancient earthquakes along the Kurai fault zone (Gorny Altai): new results of palaeoseismological and archaeoseismological studies // International Geology Review, 2017. – V. 59. – No. 3. – P. 293–310.

7. Guerrieri L. Earthquake Environmental Effect for seismic hazard assessment: the ESI intensity scale and the EEE Catalogue. Mem. Descr.lla Carta Geol. Italia, 2015. – V. 97. – P. 181.

8. Wells D.L., Coppersmith K.J. New emprical relationship among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area and surface displacement // Bull. Seismol. Soc. Amer. 1994. – V. 84. – Is. 4. – P. 974–1002.

© И.В. Турова, Е.В. Деев, Н.И. Позднякова, А.Л. Энтин, Н.Н. Неведрова, И.О. Шапаренко, С.С. Бричева, А.М. Корженков, Р.Н. Курбанов, А.В. Панин, 2020

УДК 550.34;551.79 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-071

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО–ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛОЩАДКИ СТРОЯЩЕЙСЯ ПТИЦЕФАБРИКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЧКИ ЗАЛОЖЕНИЯ ВОДОЗАБОРНОЙ СКВАЖИНЫ (ИСКИТИМСКИЙ РАЙОН НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ)

Алексей Николаевич Фаге
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т ак. Коптюга, 3, научный сотрудник, тел.: +7(383) 363–59–82, e–mail: FaguetAN@ipgg.sbras.ru

Айдиса Михайловна Санчаа
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т ак. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, заведующий лабораторией, тел.: +7(383) 330–49–54, e–mail: SanchaaAM@ipgg.sbras.ru

Ольга Владимировна Шемелина
Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т ак. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, научный сотрудник, e–mail: shem@igm.nsc.ru

В работе представлены результаты исследований методом электротомографии на участке строящейся птицефабрики в Искитимском районе Новосибирской области. Участок имеет сложные гидрогеологические условия – дебит варьируется до 6 раз (от 1,5 до 9 м^3/час). С учетом важности объекта и потребности в устойчивом водоснабжении для производственных нужд, после неудачного опыта бурения, было выполнено геофизическое исследование для определения оптимальных точек заложения новых скважин.

Ключевые слова: электротомография, трехмерное моделирование, неоднородность среды, подземные воды

GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL STUDIES RESULTS ON THE TERRITORY OF A CONSTRUCTED POULTRY FARM TO DETERMINE A PLACE FOR WATER WELL DRILLING, ISKITIM AREA, NOVOSIBIRSK REGION

Alexey N. Faguet
Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 ave. Ac.Koptyug, research,phone: +7(383) 363–59–82, e–mail: FaguetAN@ipgg.sbras.ru

Aydisa M. Sanchaa
Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 ave. Ac.Koptyug,, PhD, Head of Laboratory, phone: +7(383) 330–49–54, e–mail: SanchaaAM@ipgg.sbras.ru

Olga V. Shemelina
Sobolev Institute of geology and mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 ave. Ac.Koptyug, PhD, research, e–mail: shem@igm.nsc.ru

In this article we present the results of electrical resistivity tomography (ERT) study on the grounds of a constructed duck farm in the Iskitim area of Novosibirsk Region. The area is characterized by complex behavior of the aquifer, – yields from water–wells vary up to six times (from 1.5 to 9 m^3/hour). Considering the importance of the constructed object and demand for steady water supply, after the first ill experience of "blind drilling", a geophysical study was made to determine optimal places for water wells.

Key words: ERT, electrical resistivity tomography, 3D numerical modeling, groundwater

Восточная часть Новосибирской области (НСО) характеризуется достаточно сложным геологическим строением. По дислоцированному палеозойскому фундаменту широко развиты линейные и площадные коры выветривания, перекрытые рыхлыми платформенными образованиями. Поиск участков подземных вод с достаточно высоким дебитом для локального водоснабжения в таких условиях становится актуальной задачей ведь даже соседние участки на расстоянии 50–100 м друг от друга могут отличаться глубиной положения кровли фундамента и/или степенью выветрелости пород, а также быть разделенными различными разрывными нарушениями, которые не указаны на тектонических схемах и геологических картах района. Такие особенности геологического строения напрямую влияют на положение водоносного горизонта и запасы воды в нем [1].

Для решения этих задач с 2011 года успешно применяется метод электротомографии [2]. А трехмерное численное моделирование позволяет уменьшить неоднозначности, возникающие при инверсии полевых данных, и повысить качество интерпретации. Такие работы были проведены на участке, расположенном в Искитимском районе НСО. В задачи авторов входило исследование территории для уточнения места строительства водозаборной скважины для удовлетворения производственных нужд строящейся утиной фермы. Из объяснительной записки к геологической карте (рис. 1) масштаба 1:200000 [3] следует, что участок работ относится к Колывань–Томской складчатой зоне и расположен между двумя крупными разломами северо–западного простирания. Следовательно, нельзя исключать наличие более мелких оперяющих разрывных нарушений и различных смещений по ним, не

отраженных на карте. Еще одной особенностью геологического строения является развитие на участке коры выветривания по трещиноватым глинистым сланцам, мощность которой может меняться от 1 до 130м.

В гидрогеологическом отношении территория относится к Колывань–Томскому гидрогеологическому району как части Саяно–Алтайской складчатой гидрогеологической области. На рассматриваемом участке основным является водоносный комплекс, приуроченный к зоне трещиноватости домезозойских образований. Питание вод осуществляется как за счет вертикальной фильтрации, так и за счет подтока с юго–восточных соседних областей Салаирского кряжа. Глубина залегания вод зон трещиноватости может существенно изменяться (от 4 до 90 м). Воды, как правило, пресные гидрокарбонатно–магниево–кальциевые. Дебиты скважин колеблются от 0,01 до 0,5 л/сек [3].

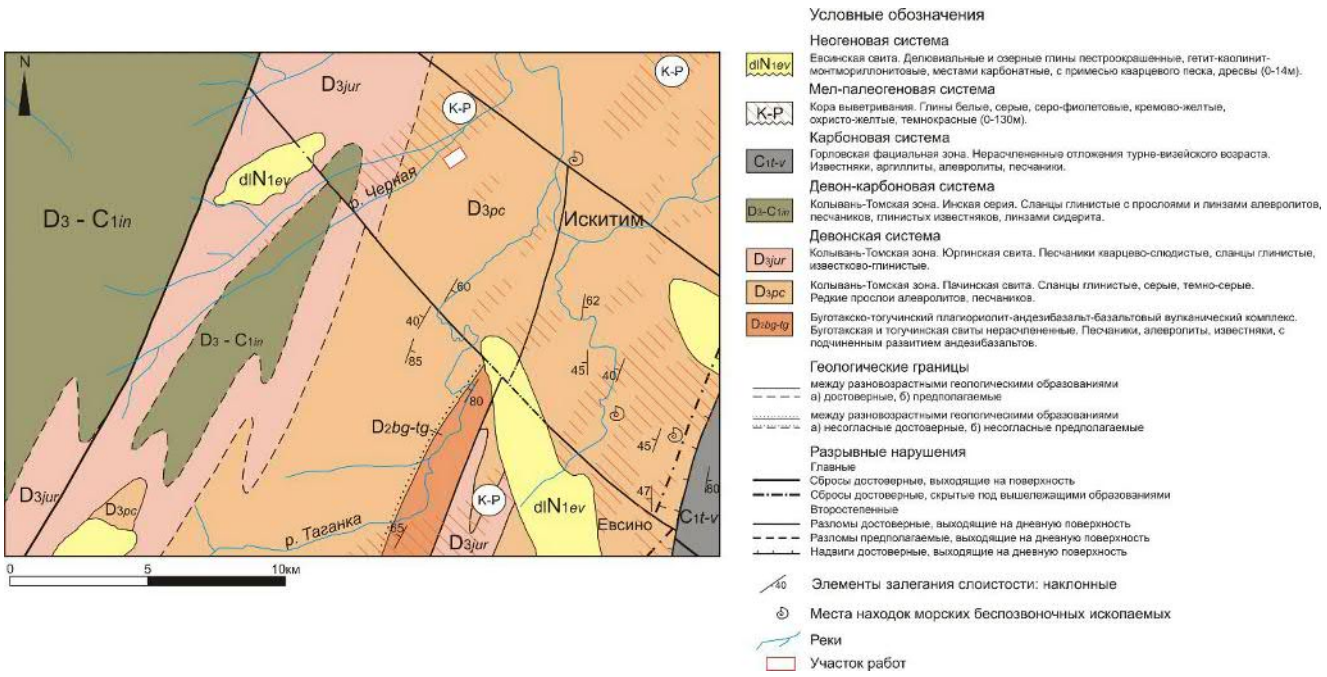


Рис. 1. Геологическая карта для участка работ
Fig. 1. Geological map for the area of interest

Таким образом, методом электротомографии на площадке предстояло выделить зоны 1) пород фундамента с разной степенью трещиноватости, 2) глинистых пород коры выветривания, 3) разломные зоны и 4) обводненные участки.

Геофизическое исследование проводилось в два этапа:

1. Электротомография по профилям, заложенным, исходя из имеющихся геологических данных, а также геоморфологических особенностей участка.

2. Уточнение геоэлектрического строения в точках, предварительно намеченных по результатам предыдущего исследования после согласования этих точек с заказчиком. Схема исследования представлена на рис. 2.



Рис. 2. План участка работ с нанесенными профилями исследования. Основная серия – желтые пунктирные линии. Уточняющая серия – светло–синие
Fig. 2. Map for the area of interest with survey profiles. Main survey series – yellow dashed line. Follow up series – light blue

В данной статье речь пойдет об уточняющем исследовании, поскольку интерпретация данных по серии параллельных профилей позволяет получить более корректную геоэлектрическую модель изучаемой среды.

Из семи профилей в уточняющей серии наиболее интересным был профиль

1 (рис. 3а), т.к. на нем отчетливо вырисовывалось нарушение однородности коренных пород (начиная с отметки 120 метров по профилю исследования). Сначала это нарушение было выявлено на основных профилях исследования в апреле, признано перспективным с точки зрения бурения водозаборной скважины. Для его более детального картирования и принятия окончательного решения проведены дополнительные работы в июне.

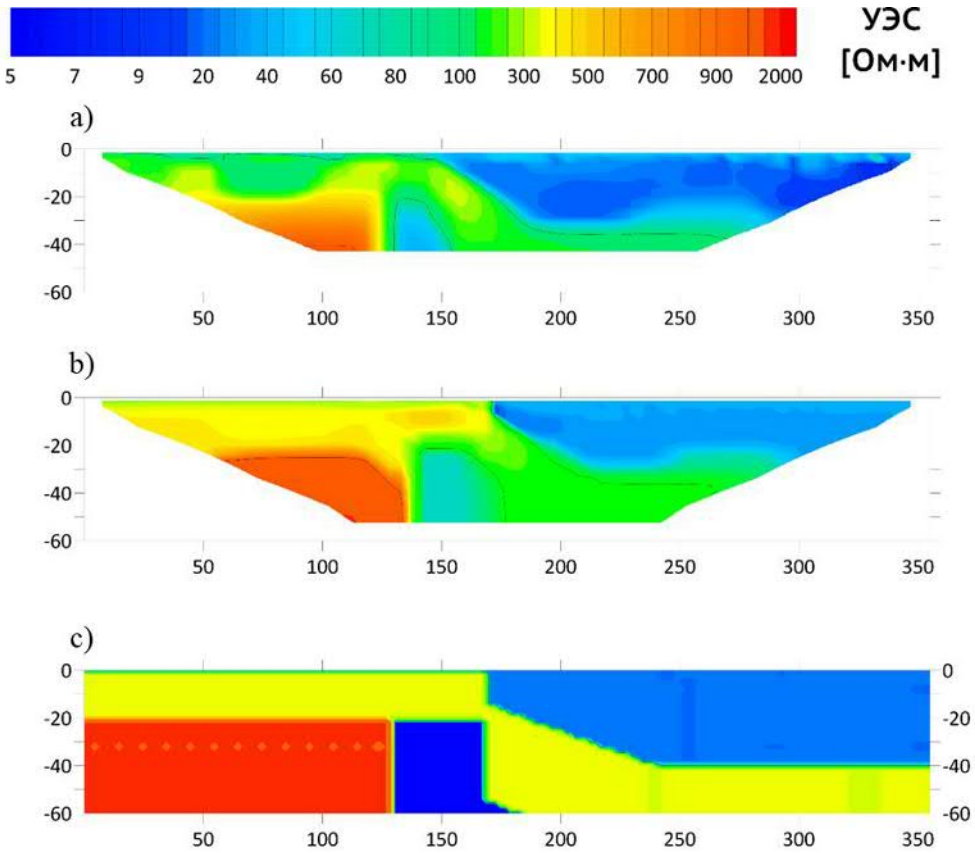


Рис. 3. (a, b) – геоэлектрические разрезы, полученные, соответственно, по полевым и модельным данным. (c) – модель, по которой получен разрез (b), рассчитанная в нашей программе численного трёхмерного моделирования на графических процессорах

Fig. 3. (a, b) – geoelectric cross sections made from field and model data respectively. (c) – model calculated in the GPU–based numerical modeling software, which gave the (b) cross section

После получения полевых данных и их обработки, учитывая сложное строение разреза, было принято решение построить трёхмерную геоэлектрическую модель среды (рис. 3c), наилучшим образом приближающую

результаты полевого эксперимента, и выполнить её расчёт в программе численного моделирования на графических ускорителях. Всего было перепробовано более 20 вариантов. Благодаря высокой скорости расчёта используемой нами программы, общее время вычислений всех вариантов составило не более трёх часов. Итоговая модель имитирует нарушение сбросового типа с пологим углом падения – 20°. Породы, образовавшиеся по плоскости скольжения, имеют модельное значение УЭС 400 Ом·м, имитируя развитую трещиноватость с мелокозернистым материалом в качестве заполнителя, осадочные образования, заполняющие впадину (30 Ом·м), плотные коренные породы в левой части (1500 Ом·м) сверху и покрывают трещиноватые породы (400 Ом·м). К блоку плотных пород примыкает область низких значений УЭС (10 Ом·м), которая имитирует сильно трещиноватую обводнённую породу.

Расчёт вышеописанной модели дал геоэлектрический разрез, хорошо повторяющий полевые данные. В результате наиболее перспективным участком для бурения водозаборной скважины была признана отметка 120 м по профилю 1 – на контакте обводнённой трещиноватой зоны. Пробуренная в указанной точке водозаборная скважина дала хороший дебит – 9 $м^3$/час. Таким образом, метод электротомографии в совокупности с численным моделированием позволил сделать обоснованное предположение о геологическом строении исследуемого участка, а последующее бурение подтвердило корректность предположения – геологический разрез по скважине, а также комментарии буровиков свидетельствуют в пользу наличия развитой разломной зоны.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 18–45–540011.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Faguet A., Sanchaa A. Electrical resistivity tomography and 3D numerical modeling for aquifer mapping in Novosibirsk region // Information technologies in solving modern problems of

geology and geophysics: VII International Scientific Conference of young scientists and students (Baku, Azerbaijan, October 15–18, 2018): Book of Abstracts. – Baku, 2018. – P. 81–82.

2. Санчаа А.М., Фаге А.Н., Шемелина О.В. Применение метода электротомографии для поиска водоносных горизонтов в геологических условиях восточной части Новосибирской области // Горный информационно–аналитический бюллетень. – 2019. – № 10. – С. 90–105.

3. Объяснительная записка к государственной геологической карте РФ масштаба 1:200 000. Издание второе, серия Кузбасская, лист N–44–XVIII (Черепаново). – М.: МФ ВСЕГЕИ, 2015.

REFERENCES

1. Faguet A., Sanchaa A. Electrical resistivity tomography and 3D numerical modeling for aquifer mapping in Novosibirsk region // Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics: VII International Scientific Conference of young scientists and students (Baku, Azerbaijan, October 15–18, 2018): Book of Abstracts. – Baku, 2018. – P. 81–82.

2. Sanchaa A., Faguet A., Shemelina O. Primenenije metoda elektrotomografii dlya poiska vodonosnykh gorizontov v geologicheskih usloviyakh vostochnoy chasti Novosibirskoy oblasti // Gorniy informatsionno–analiticheskiy byulleten’. – 2019. – №10. – S. 90–105.

3. Obyasnitel’naya zapiska k gosudarstvenno geologicheskoy kart RF mashtaba 1:200 000. Izdanie vtoroye, seriya Kuzbasskaya, list N–44–XVIII (Cherepanovo). – M.: MF VSEGEI, 2015.

© А.Н. Фаге, А.М. Санчаа, О.В. Шемелина, 2020

УДК 550.837.3 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-072

ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ДИФФУЗИИ КОМПОНЕНТОВ ВЕЩЕСТВА С ОТВАЛОВ В ВОДОНАСЫЩЕННОМ ПЕСКЕ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Ирина Игоревна Фадеева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, научный сотрудник, тел.: +7(996) 376–64–79, e–mail: FadeevaII@ipgg.sbras.ru

Наталия Викторовна Юркевич
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, заведующий лабораторией
Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доцент кафедры геофизических систем ФТФ, тел.: +7(383) 363–91–94, e–mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Алексей Николаевич Фаге
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, научный сотрудник, e–mail: FaguetAN@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты измерений изменения УЭС водонасыщенного песка с сферической неоднородностью, изготовленной из вещества сульфидных отходов золоторудного производства (Талмовской отвал, Кемеровская область) в лабораторных условиях. Путем повторных измерений УЭС по одному профилю в разное время показан процесс растекания порового раствора от вещества отходов в водонасыщенном песке и его нейтрализация. Обработка изменяющихся во времени данных метода сопротивлений проведена с помощью программы Res2Dinvx64 с привлечением time–lapse.

Ключевые слова: вещество отвалов, электротомография, диффузия, нейтрализация, лабораторные измерения

APPLICATION OF ELECTRICAL TOMOGRAPHY TO DETECTING OF SPREADING SUBSTANCE FROM A DUMP IN AQUIFERS SAND IN LABORATORY CONDITION

Irina I. Fadeeva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Prospect Akademik Koptyug Ave., research scientist, phone: +7(996) 376–64–79, e–mail: FadeevaII@ipgg.sbras.ru

Nataliya V. Yurkevich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Prospect Akademik Koptyug Ave., Ph.D., Head of Laboratory
Novosibirsk State Technical University, 630073, Russia, Novosibirsk,20, Prospect K. Marx St., Associate Professor of Department of Geophysical Systems, phone: +7(383)363–91–94, e–mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Alexey N. Fage
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Prospect Akademik Koptyug Ave., research scientist, e–mail: faguetan@ipgg.sbras.ru

The paper presents measurements of resistivity changes in homogeneous medium (water–saturated sand) with spherical inhomogeneity made from the substance of sulfide waste from gold mining (Talmovka dump, Kemerovo region) performed in a laboratory. Repeated resistivity measurements over single profile in time domain show the process of pore solution spreading (diffusion) from the waste material to the water–saturated sand and its further neutralization. The time–varying resistivity data is processed in Res2Dinvx64 program with a time–lapse survey option.

Keywords: tailing material, electrical resistivity tomography, time–lapse survey, diffusion, counteraction, laboratory measurements

Введение

Обширное загрязнение окружающей среды в районах складирования отходов горнорудного производства химическими элементами 1–3 классов опасности (Cu, Zn, Cd, Pb, As, Hg, Tl, Be) связано с окислением измельченных сульфидсодержащих компонентов (пирит, пирротин, халькопирит, арсенопирит) при контакте отходов с поверхностными водами и атмосферными осадками. В результате образуются высокоминерализованные техногенные растворы с концентрациями элементов, превышающими на несколько порядков фоновые и предельно допустимые значения. Применение электроразведки актуально для изучения структуры отвалов и определения путей миграции дренажных растворов.

В настоящей работе в лабораторных условиях смоделировано капиллярное поднятие воды сквозь толщу кварцевого песка и взаимодействие водонасыщенного песка со сферической неоднородностью – сульфидсодержащим телом из вещества с отвала Талмовские пески (Кемеровская область) – первого хвостохранилища Салаирского горнообогатительного комбината (1932–1946 гг.). В среднем содержание сульфидных минералов в веществе составляет до 7%, железа – 8%, бария – 10%, мышьяка – до 1000 г/т. Проведены измерения вариации во времени (с момента наполнения песка водой) геоэлектрического разреза водонасыщенного песка с сульфидсодержащим телом для определения диффузии порового раствора.

Процесс диффузии компонентов вещества в водонасыщенном кварцевом песке с учетом их нейтрализации можно описать следующим уравнением [1]:

$$(\varphi + K_D\rho)\frac{\partial c(x,y,z,t)}{\partial t} = -U\nabla c(x,y,z,t) + D\Delta c(x,y,z,t) - Rc \ ,$$

где $c(x, y, z, t)$ [моль/м^3] – концентрация компонентов вещества в точке пространства (x, y, z) в момент времени t [с], φ и ρ [кг/м^3] – пористость и плотность среды, K_D [м^3/кг] – Лэнгмюровский коэффициент адсорбции среды, U [м/с] – адвекционный коэффициент, D [м^2/с] – коэффициент дисперсии компонентов вещества, R [1/с] – коэффициент, описывающий реакцию нейтрализации компонентов вещества.

Начальное условие заключается в присутствии неравномерного распределения концентрации активного вещества в водонасыщенном песке, которое сосредоточено в сферической неоднородности. Граничные условия состоят в отсутствии потока компонентов на стенке контейнера.

Экспериментальная часть

Схема установки, на которой проводились измерения, представлена на рис. 1: контейнер, разделенный диэлектрической перегородкой на два сообщающихся между собой снизу сосуда. В широкий помещался сухой кварцевый песок, в центральную часть которого на 4 см ниже выровненной поверхности песка помещалось сферическое сульфидсодержащее включение диаметром 6 см.

Для измерения распределения температуры в контейнере использовалась термокоса, представляющая собой гидроизолированный кабель с шестью цифровыми датчиками, расстояние между соседними датчиками составляет 13 см. Второй датчик располагался в центре сферического включения (рис. 1). После уплотнения сухого песка сферическое включение было сплющено примерно в 2 раза (рис. 3). В узкий сосуд контейнера заливалась вода, которая за счет капиллярных сил насыщала кварцевый песок, создавая однородную среду со сферически подобным включением.

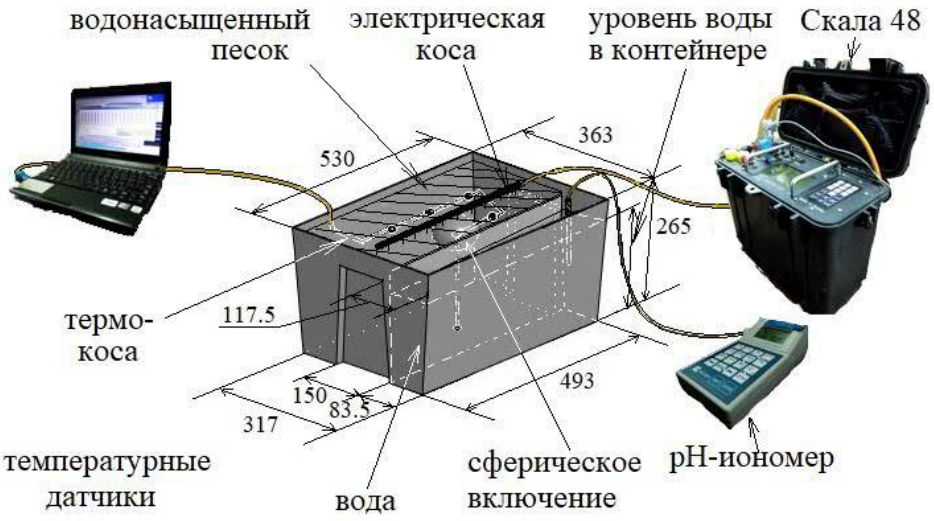


Рис. 1. Схема измерительной установки (размеры указаны в мм)
Fig. 1. Scheme of the measuring installation (container sizes in mm)

На плоской выровненной поверхности водонасыщенного песка (нет никакой топографии), в центральной ее части, помещалась электрическая коса с 24 электродами, изготовленными из нержавеющего стального тросика. Расстояние между рядом стоящими электродами – 2 см, длина электродов – 4 мм, общий разнос электрической косы – 46 см. С помощью измерительной системы «Скала–48» проводились повторные измерения УЭС и вызванной поляризации водонасыщенного песка с включением (по одному профилю установленной электрической косы в разное время) диполь–дипольной расстановкой в течение 190 часов. Установка Шлюмберже в силу малых размеров контейнера не позволяет оконтурить предметы, расположенные в нем, в связи с сильным влиянием стенок контейнера.

Дополнительно анализатором жидкости «Эксперт–001» (точность прибора ±0.005) с pH–комбинированным электродом измерялся водородный показатель воды в контейнере.

Результаты

Измеренные разрезы кажущихся сопротивлений в разные моменты времени представлены слева на рис. 2, сверху вниз с момента начала наполнения

контейнера водой. Справа на рис. 2 – соответствующие им геоэлектрические разрезы, полученные в программе инверсии Res2Dinvx64 с использованием функции time–lapse в логарифмическом масштабе сопротивлений [2].

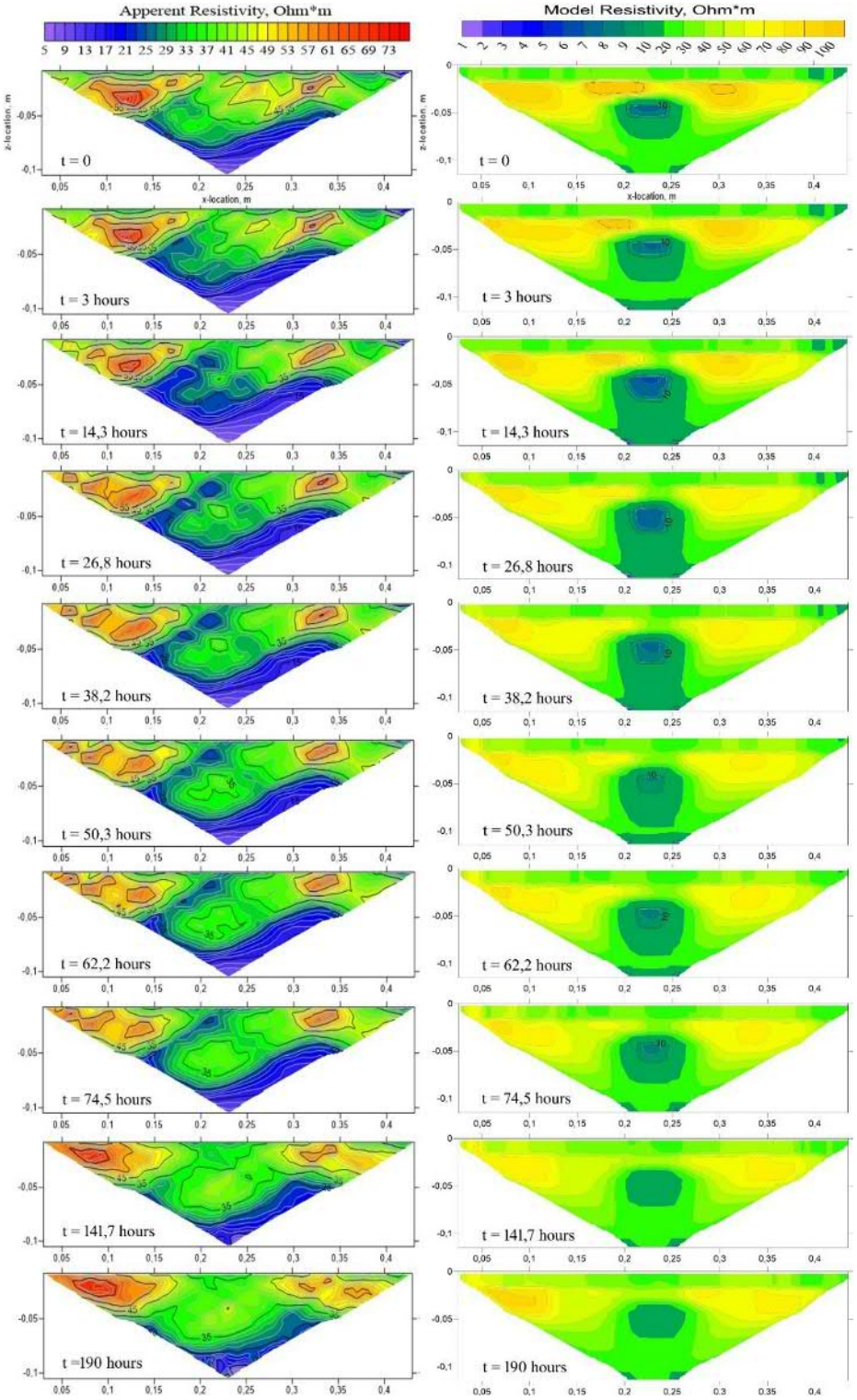


Рис. 2. Электротомографические разрезы сопротивлений
Fig. 2. Electrotomographic resistivity sections

При получении модельных сопротивлений создавался файл с данными разрезов кажущихся сопротивлений и временем их измерения, далее в программе указывался метод минимизации, фоновая эталонная модель и временной фактор затухания модели. Начальный массив данных (t=0) использовался для наложения ограничений на инверсию данных для более поздних интервалов времени [3].

Вызванная поляризация песка с включением выглядела как шум, увеличивающийся на больших глубинах и в процессе (во времени) измерений в контейнере.

Температура водонасыщенного песка с включением в течении всех измерений в среднем была постоянной и составляла 19±1 °С.

Слева на рис. 3 представлена фотография контейнера со сферическим включением из вещества с отвала Талмовские пески. Справа на рис. 3 – извлеченное, расколотое на две половины вещество в водонасыщенном песке, в котором происходило «стекание» до дна контейнера компонентов из вещества и их нейтрализация в течение 190 часов.



Рис. 3. Фотография сферического включения
Fig. 3. Photo of the spherical inhomogeneity

Водородный показатель воды в контейнере рос от 7.47 до 8.26 согласно зависимости, показанной кружками на левом графике (рис. 4). Для сравнения

дополнительно измерено изменение pH 500 г воды, смешанной в небольшой емкости с 50 г сухого песка (квадратный маркер, рис. 4), которое росло от 7.31 до 8.36. Справа на рис. 4 представлена зависимость среднего УЭС водонасыщенного песка в контейнере от температуры.

Поскольку сопротивление среды напрямую зависит от минерализации порового раствора, которая определяется суммарной концентрацией химических соединений, выщелоченных из вещества отвалов в ходе взаимодействия с водой, тогда предлагается описывать процесс диффузии компонентов вещества в водонасыщенном песке, используя информацию, полученную в ходе электротомографических измерений.

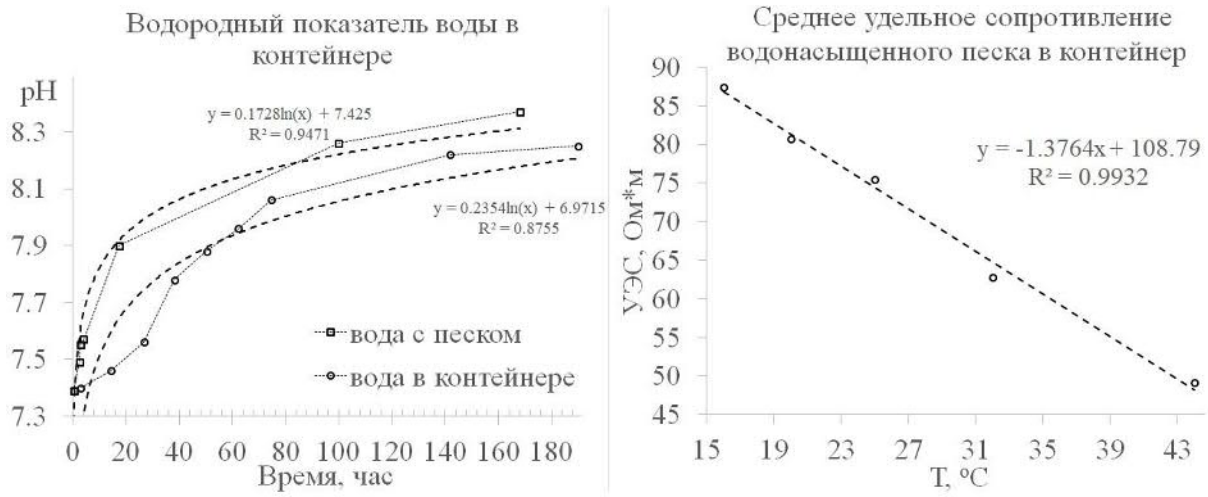


Рис. 4. На левом графике – водородный показатель воды в контейнере (кружки) и 500 г воды, смешанной с 50 г сухого песка (квадраты). На правом графике – зависимость среднего УЭС водонасыщенного песка в контейнере от температуры

Fig. 4. On the left graph is a pH indicator of the water in container (circles) and water (500 g) mixed with 50 g of dry sand (squares). On the right graph is the temperature dependence of the average resistivity of water–saturated sand in the container

В дальнейшем предполагается проводить 3D моделирование всего контейнера с включением, заменить электроды на неполяризующиеся и провести аналогичные измерения со сферическим включением из вещества высокосульфидного Урского отвала.

Работа проведена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 20–05–00336 и базового проекта НИР 0266–2019–0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Holzbecher E., Kohfahl C. The Use of COMSOL Multiphysics in Teaching Groundwater Flow and Transport. // International Journal of Engineering Education. – 2009. – 25(6). – P. 15.
2. Loke M.H. RES2DINVx64 ver. 4.09 for Windows 7/8/10, Rapid 2D Resistivity and IP Inversion Using the Least–Squares Method. // Geotomo Software Manual, Malaysia. – 2003. – 127 p.
3. Loke M.H. Tutorial: 2D and 3D electrical imaging surveys. // Geotomo Software, Res2dinv 3.5 Software. – 2004. – P. 124. http://www.geotomosoft.com/

REFERENCES

1. Holzbecher E., Kohfahl C. The Use of COMSOL Multiphysics in Teaching Groundwater Flow and Transport. // International Journal of Engineering Education. – 2009. – 25(6). – P. 15.
2. Loke M.H. RES2DINVx64 ver. 4.09 for Windows 7/8/10, Rapid 2D Resistivity and IP Inversion Using the Least–Squares Method. // Geotomo Software Manual, Malaysia. – 2003. – 127 p.
3. Loke M.H. Tutorial: 2D and 3D electrical imaging surveys. // Geotomo Software, Res2dinv 3.5 Software. – 2004. – P. 124. http://www.geotomosoft.com/

© И.И. Фадеева, Н.В. Юркевич, А.Н. Фаге, 2020

УДК 551.44; 550.834 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-073

КАРТИРОВАНИЕ БАРСУКОВСКОЙ ПЕЩЕРЫ ПАССИВНЫМ СЕЙСМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ СТОЯЧИХ ВОЛН

Константин Владимирович Федин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e–mail: fedinkv@ipgg.sbras.ru

Юрий Иванович Колесников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, доцент, главный научный сотрудник, тел.: +7(383) 333–31–38, e–mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

Лакиморе Нгомайезве
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, e–mail: Lngomayezwe@gmail.com

Выполнено картирование карстовой пещеры по зарегистрированным на земной поверхности микросейсмам. Метод исследования основан на эффекте генерации микросейсмами стоячих волн над сводами пещеры. Накопление амплитудных спектров микросейсм позволяет определять частоты нескольких первых мод этих волн. Построена карта распределения частоты низшей моды на участке съемки. Эта карта отражает строение пещеры в плане, что подтверждается сравнением со схемой пещеры, составленной ранее спелеологами.

Ключевые слова: карстовая пещера, пассивный сейсмический метод, площадные наблюдения, микросейсмы, стоячие волны

MAPING THE BARSUKOVSKAYA CAVE BY PASSIVE SEISMIC METHOD OF STANDING WAVES

Konstantin V. Fedin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Academica Koptyuga Ave, PhD (geophysics), senior researcher, e–mail: fedinkv@ipgg.sbras.ru

Yury I. Kolesnikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Academica Koptyuga Ave., Doctor of Science (geophysics), associate professor, chief researcher,phone: +7(383)333–31–38, e–mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

Luckymore Ngomayezwe
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova St., postgraduate, e–mail: Lngomayezwe@gmail.com

The karst cave was mapped using microseisms recorded on the earth's surface. The research method is based on the effect of standing waves generation by microseisms over the cave. The accumulation of amplitude spectra of microseisms allows one to determine the frequencies of the first few modes of these waves. A map of frequency of lowest mode was constructed at the survey site.

This map shows the structure of the cave in plan, as confirmed by a comparison with the cave scheme drawn up earlier by cavers.

Key words: karst cave, passive seismic method, areal observations, microseisms, standing waves

К образованию естественных пещер могут приводить различные процессы, например, тектонические, эрозионные, вулканические, карстовые и др. Наиболее многочисленны пещеры карстового происхождения, образующиеся в результате растворения горных пород, таких как известняк, доломит, мрамор, мел и др., водой или водными растворами. По некоторым оценкам карстовые образования в той или иной степени распространены под примерно 10–20% земной поверхности [8].

Для исследования пещер наряду с прямыми методами, такими как визуальное обследование, фото– и видеосъемка, топографическая съемка и др., в последнее время активно применяются косвенные методы, в том числе геофизические – электрометрия, электромагнитные, сейсмические микрогравиметрические и другие методы [3], а в некоторых случаях и комплекс различных геофизических методов, что во многих случаях позволяет проводить более качественную интерпретацию полученных данных и повысить достоверность результатов [2, 4–6, 9, 10]. Возможность применения геофизических методов обусловлена резким контрастом физических свойств заполняющего пещеры вещества (чаще всего это воздух) и вмещающих горных пород. Тем не менее, вопрос поиска надежных методов выявления и картирования подземных полостей остается актуальным и в настоящее время.

В работах [1, 7] на результатах физического моделирования и натурного эксперимента показано, что по записям сейсмических шумов (микросейсм) можно определять частоты стоячих волн, генерируемых шумами в пространстве между земной поверхностью и кровлей подземных пустотелых объектов. Эти частоты могут быть использованы для обнаружения и картирования таких пустот. В данной статье приводятся результаты применения такой методики для картирования Барсуковской пещеры, находящейся примерно в 100 км к юго–

востоку от г. Новосибирска (рис. 1). Пещера образовалась в результате карстовых явлений в массиве карбонатных пород, выходящих на поверхность на скалистом правом берегу р. Укроп примерно в 2.5 км к юго–востоку от с. Барсуково.

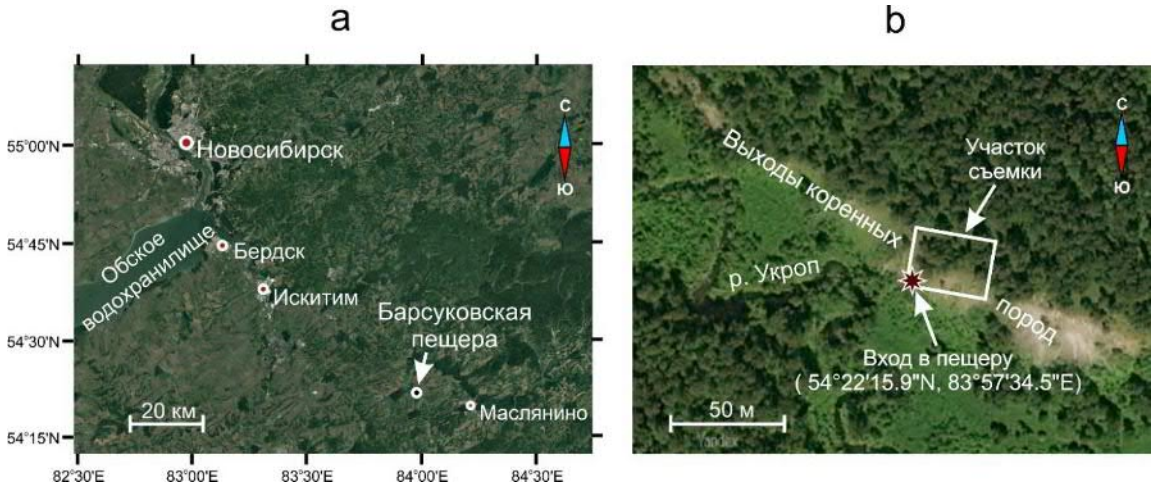


Рис. 1. Географическое положение Барсуковской пещеры (a) и взаимное расположение входа в пещеру и участка съемки (b)
Fig. 1. The geographical location of Barsukovskaya cave (a) and the relative location of the entrance to the cave and the survey site (b)

В настоящее время общая протяженность пещеры считается равной примерно 190–200 м, а доступной для человека части – по разным оценкам от 50 до 100 м. Глубина пещеры в самой глубокой ее части оценивается в 19 м. Вход в пещеру имеет размеры примерно 1.2 м по горизонтали и 1 м по вертикали и находится в средней части крутого (угол падения 50–70°) каменистого склона высотой несколько десятков метров (рис. 2).



Рис. 2. Скальный склон на правом берегу р. Укроп (a), на котором находится вход в Барсуковскую пещеру (b)
Fig. 2. The rocky slope on the right bank of the river Ukrop (a) with the entrance to the Barsukovskaya cave (b)

Непосредственно выше этого склона земная поверхность имеет более пологий, но местами довольно изрезанный рельеф. На этом частично залесенном участке и были проведены микросейсмические измерения с целью картирования Барсуковской пещеры. Положение участка наблюдений относительно входа в пещеру показано на рис. 1b.

В основе использованного для картирования пещеры пассивного сейсмического метода стоячих волн лежит предположение о том, что в пространстве между земной поверхностью и сводами пещеры в результате воздействия сейсмических шумов (микросейсм) могут возникать стоячие волны. Частоты этих волн равны собственным частотам слоя породы со свободными границами, мощность которого равна глубине от земной поверхности до свода пещеры. Кроме того, предполагается что спектр микросейсм содержит частотные составляющие, соответствующие этим собственным частотам.

Как показано в работах [1, 7], накопление амплитудных спектров большого числа шумовых записей приводит к появлению на осредненных спектрах резонансных пиков на частотах стоячих волн, образующихся над кровлей подземной полости. Отличительной особенностью этих волн является кратность их частот частоте низшей моды, то есть регулярность расположения спектральных пиков на оси частот. Там, где вблизи земной поверхности границы с резким перепадом акустических жесткостей отсутствуют, таких резонансных пиков не наблюдается.

Примеры осредненных амплитудных спектров шумовых записей, зарегистрированных над сплошным породным массивом и над одним из гротов исследуемой пещеры, приведены на рис. 3. Как можно видеть, над ненарушенным массивом (рис. 3a) на спектре не наблюдается каких–либо

регулярных пиков. В то же время над кровлей пещеры (рис. 3b) на спектре выделяются три резких пика, частоты которых кратны частоте низшей моды (86.8 Гц, 173.6 Гц и 260.4 Гц). Это позволяет с высокой долей уверенности предположить, что это резонансные пики, соответствующие образующимся между земной поверхностью и кровлей пещеры первым трем модам стоячих волн.

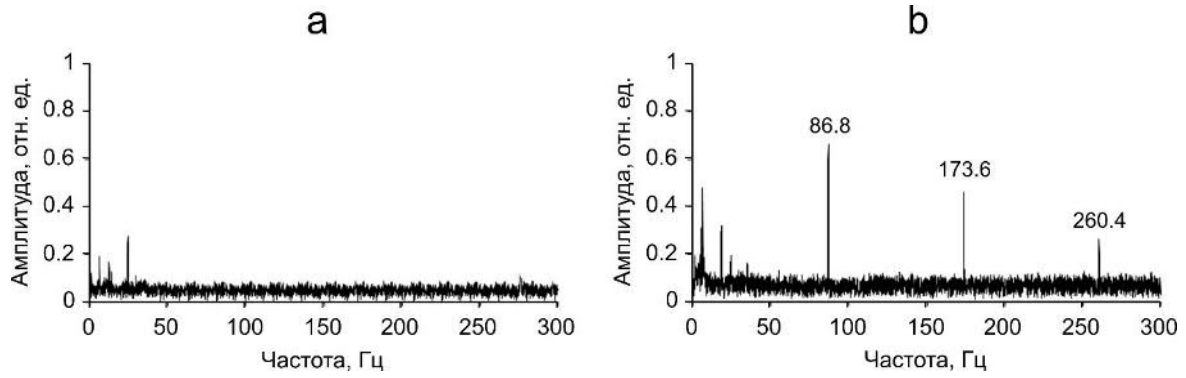


Рис. 3. Примеры осредненных амплитудных спектров микросейсм над ненарушенным породным массивом (a) и над пещерой (b)
Fig. 3. Examples of averaged amplitude spectra of microseisms over an undisturbed rock mass (a) and over a cave (b)

При картировании пещеры регистрация микросейсм проводилась на площадной системе наблюдений в пределах участка размером 24×34 м^2 (рис. 1b) в узлах квадратной сетки с шагом 0.5 м. Из–за особенностей рельефа и большого объема наблюдений измерения проводились не на всей площади участка. В частности, измерений не было на крутом склоне над входом в пещеру.

Для записи микросейсм применялись одноканальные цифровые регистраторы Texan (RefTek–125A) с частотой дискретизации 1 кГц, а в качестве датчиков – вертикальные геофоны GS–20DX. Всего было задействовано 27 комплектов аппаратуры. Записи от вертикальных геофонов использовались для определения частот стоячих волн сжатия–растяжения, генерируемых шумами в приповерхностных породах. Для этого при обработке записи разбивались на фрагменты по 8192 отсчета (примерно по 8.2 с), вычислялись их амплитудные спектры и проводилось их осреднение.

На рис. 4 показана карта распределения на участке наблюдений частоты f_1 низшей моды стоячих волн сжатия–растяжения (далее для простоты будем называть ее картой частот). Для точек, в которых резонансные пики не выделялись (например, как на рис. 3а) или наблюдения отсутствовали, частота f_1 принималась равной нулю, что формально соответствует слоям бесконечной мощности.

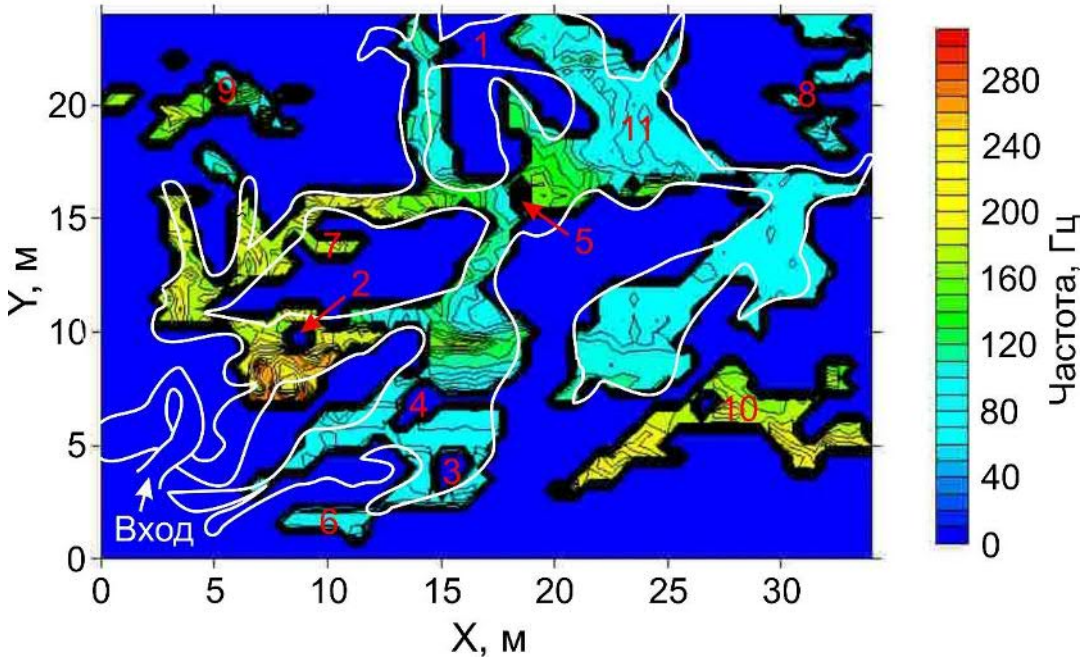


Рис. 4. Карта распределения на участке наблюдений частоты f_1 низшей моды стоячих волн сжатия–растяжения; белой линией показаны контуры пещеры, соответствующие схеме, составленной спелеологами

Fig. 4. The map of distribution at the observation site of frequency f_1 of the lowest mode of standing compression waves; the white line shows the contours of the cave, corresponding to the scheme constructed by covers

Сравнивая карту частот со схемой пещеры, составленной спелеологами в 70–80–х годах прошлого века (белая линия на рис. 4), можно констатировать, что в общих чертах очертания пещеры на обоих рисунках очень похожи, хотя можно заметить и некоторые различия. Причину некоторых из них можно проанализировать на основе свидетельств спелеологов о деталях строения Барсуковской пещеры в ее современном состоянии.

Так, в месте, обозначенном на рисунке цифрой 1, где ранее проходил сквозной ход пещеры, подземные пустоты, согласно карте частот, отсутствуют. По словам спелеологов в настоящее время этот ход действительно перекрыт вследствие обвала породы. Появился завал и в месте, отмеченном цифрой 2, размеры которого близки к отображенному на карте участку нулевых частот. В местах, отмеченных цифрами 3–5, также присутствуют завалы, хотя и несколько меньших размеров, чем на карте частот. Кроме того, правее завала, отмеченного цифрой 4, проход по пещере завален частично, что также находит свое отражение на карте частот.

Спелеологи отмечают, что в Барсуковской пещере имеются относительно узкие ходы, недоступные для человека. По–видимому, места проявления именно таких ходов отмечены на карте частот цифрами 6 и 7. Кроме того, согласно карте частот, можно предположить наличие изолированных от Барсуковской пещеры полостей, места которых на карте отмечены цифрами 8–10.

В целом, согласно приведенным результатам, пассивный сейсмический метод стоячих волн показал себя эффективным инструментом для картирования подземных пустот.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0009 «Динамический анализ сейсмических данных для построения реалистичных моделей геологической среды на основе математического и физического моделирования».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Колесников Ю.И., Федин К.В. Обнаружение подземных пустот по микросейсмам: физическое моделирование // Технологии сейсморазведки. – 2015. – № 4. – С. 89–96.

2. Пугин А.В., Мичурин А.В., Симанов А.А., Хохлова В.В., Новикова П.Н. Опытно–методические геофизические работы на территории историко–природного комплекса «Ледяная гора и Кунгурская ледяная пещера» // Вестник КРАУ НЦ. Науки о Земле. – 2014. – № 2, Выпуск № 24. – С. 191–197.

3. Chalikakis K., Plagnes V., Guerin R., Valois R., Bosch F.P. Contribution of geophysical methods to karst–system exploration: An overview // Hydrogeology Journal. – 2011. – Vol. 19, No. 6. – P. 1169–1180.

4. Gambetta M., Armadillo E., Carmisciano C., Stefanelli P., Cocchi L., Tontini F.C. Determining geophysical properties of a near–surface cave through integrated microgravity vertical

gradient and electrical resistivity tomography measurements // Journal of Cave and Karst Studies. – 2011. – Vol. 73, No. 1. – P. 11–15.

5. Gibson P.J., Lyle P., George D.M. Application of resistivity and magnetometry geophysical techniques for near–surface investigations in karstic terranes in Ireland // Journal of Cave and Karst Studies. – 2004. – Vol. 66, No. 2. – P. 35–38.

6. Kaufmann G., Romanov D., Nielbock R. Cave detection using multiple geophysical methods: Unicorn cave, Harz Mountains, Germany // Geophysics. – 2011. –Vol. 76, No. 3. – P. B71–B77.

7. Kolesnikov Yu.I., Fedin K.V. Detecting underground cavitiies using microtremor data: physical modelling and field experiment // Geophysical Prospecting. – 2018. – Vol. 66, No. 2. – P. 342–353.

8. Palmer A.N. Origin and morphology of limesone caves // Geological Society of America Bulletin. – 1991. – Vol. 103, No. 1. – P. 1–21.

9. Piro S., Tsourlos P.I., Tsokas G.N. Cavity detection employing advanced geophysical techniques: A case study // European Journal of Environmental and Engineering Geophysics. – 2001. – Vol. 6, No. 1. – P. 3–31.

10. Putiška R., Kušnirák D., Dostál I., Lačný A., Mojzeš A., Hók J., Pašteka R., Krajňák M., Bošanský M. Integrated geophysical and geological investigations of karst structures in Komberek, Slovakia // Journal of Cave and Karst Studies. – 2014. – Vol. 76, No. 3. – P. 155–163.

REFERENCES

1. Kolesnikov Yu.I., Fedin K.V. Obnaruzhenie podzemnyh pustot po mikrosejsmam: fizicheskoe modelirovanie // Tehnologii sejsmorazvedki. – 2015. – № 4. – S. 89–96.

2. Pugin A.V., Michurin A.V., Simanov A.A., Hohlova V.V., Novikova P.N. Opytno–metodicheskie geofizicheskie raboty na territorii istoriko–prirodnogo kompleksa «Ledyanaya gora i Kungurskaya ledyanaya peshhera» // Vestnik KRAU NC. Nauki o Zemle. – 2014. – № 2, Vypusk № 24. – S. 191–197.

3. Chalikakis K., Plagnes V., Guerin R., Valois R., Bosch F.P. Contribution of geophysical methods to karst–system exploration: An overview // Hydrogeology Journal. – 2011. – Vol. 19, No. 6. – P. 1169–1180.

4. Gambetta M., Armadillo E., Carmisciano C., Stefanelli P., Cocchi L., Tontini F.C. Determining geophysical properties of a near–surface cave through integrated microgravity vertical gradient and electrical resistivity tomography measurements // Journal of Cave and Karst Studies. – 2011. – Vol. 73, No. 1. – P. 11–15.

5. Gibson P.J., Lyle P., George D.M. Application of resistivity and magnetometry geophysical techniques for near–surface investigations in karstic terranes in Ireland // Journal of Cave and Karst Studies. – 2004. – Vol. 66, No. 2. – P. 35–38.

6. Kaufmann G., Romanov D., Nielbock R. Cave detection using multiple geophysical methods: Unicorn cave, Harz Mountains, Germany // Geophysics. – 2011. –Vol. 76, No. 3. – P. B71–B77.

7. Kolesnikov Yu.I., Fedin K.V. Detecting underground cavitiies using microtremor data: physical modelling and field experiment // Geophysical Prospecting. – 2018. – Vol. 66, No. 2. – P. 342–353.

8. Palmer A.N. Origin and morphology of limesone caves // Geological Society of America Bulletin. – 1991. – Vol. 103, No. 1. – P. 1–21.

9. Piro S., Tsourlos P.I., Tsokas G.N. Cavity detection employing advanced geophysical techniques: A case study // European Journal of Environmental and Engineering Geophysics. – 2001. – Vol. 6, No. 1. – P. 3–31.

10. Putiška R., Kušnirák D., Dostál I., Lačný A., Mojzeš A., Hók J., Pašteka R., Krajňák M., Bošanský M. Integrated geophysical and geological investigations of karst structures in Komberek, Slovakia // Journal of Cave and Karst Studies. – 2014. – Vol. 76, No. 3. – P. 155–163.

© К.В. Федин, Ю.И. Колесников, Л. Нгомайезве, 2020

УДК 550.834; 627.824.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-074

МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ ПУСТОТ ПОД БЕТОННЫМИ ПЛИТАМИ КРЕПЛЕНИЯ ВЕРХОВЫХ ОТКОСОВ ПЛОТИНЫ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС МЕТОДОМ СТОЯЧИХ ВОЛН

Константин Владимирович Федин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e–mail: fedinkv@ipgg.sbras.ru

Юрий Иванович Колесников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, доцент, главный научный сотрудник, тел.: +7(383) 333–31–38, e–mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

Лакиморе Нгомайезве
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант геолого–геофизического факультета, e–mail: Lngomayezwe@gmail.com

На примере Новосибирской ГЭС демонстрируются возможности метода стоячих волн по выявлению дефектов креплений откосов плотин и дамб гидротехнических сооружений. Накопление амплитудных спектров записей акустических шумов позволяет определять частоты нескольких первых мод стоячих волн сжатия–растяжения, генерируемых шумами в бетонных плитах креплений. Резкое повышение частоты низшей моды стоячих волн является индикатором появления под плитами пустот или разуплотнения грунтов основания.

Ключевые слова: плотина ГЭС, крепления верховых откосов, пустоты, диагностика, метод стоячих волн, площадные наблюдения

METHODS OF DETECTION A VOIDS UNDER CONCRETE SLABS OF WATER FACES OF THE DAM OF NOVOSIBIRSK HYDROSTATION BY THE STANDING WAVE METHOD

Konstantin V. Fedin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Academica Koptyuga Ave., PhD, senior researcher, e–mail: fedinkv@ipgg.sbras.ru

Yury I. Kolesnikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Academica Koptyuga Ave., Doctor of Science, associate professor, chief researcher, phone: +7(383)333–31–38, e–mail: kolesnikovyi@ipgg.sbras.ru

Luckymore Ngomayezwe
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova Str., postgraduate of Department of Geology and Geophysics, e–mail: Lngomayezwe@gmail.com

Using the example of the Novosibirsk hydrostation, the capabilities of the standing wave method to identify defects in the fastenings of water faces of dams of hydraulic structures are demonstrated. The accumulation of amplitude spectra of acoustic noise records allows one to

determine the frequencies of the few first modes of standing compression waves generated by noise in concrete slabs. A sharp increase in the frequency of the lowest mode of standing waves is an indicator of the appearance of voids under the slabs or decompression of the base soil.

Key words: hydrostation dam, fastenings of water faces, voids, diagnostics, standing wave method, areal observations

Строительство гидроэлектростанций (ГЭС) во многих случаях сопровождается возведением грунтовых плотин и дамб, которые в процессе эксплуатации могут подвергаться воздействию разных процессов (давлению волн и льда, внутренней эрозии из–за фильтрационных процессов, сезонным промерзаниям и оттаиваниям и т.д.), приводящих к изменению их проектных характеристик. Как показывает статистика, на долю грунтовых плотин приходится более половины всех аварий, происходящих на плотинах гидротехнических сооружений [4].

Для защиты подвергающихся динамическому воздействию волн и льда верховых откосов грунтовых плотин и дамб применяются различные виды креплений. В частности, на Новосибирской ГЭС верховые откосы укреплены бетонными плитами. Появление дефектов в верховых откосах происходит вследствие изменения состояния грунтов и потери прочности бетона железобетонных плит. Своевременное выявление этих дефектов позволяет вовремя принимать соответствующие меры по их устранению.

При обследовании плотин, как правило, проводят их визуальный осмотр или телевизионные наблюдения, например, с использованием авиации или космических аппаратов. Однако учитывая, что изменения состояния бетонных плит и грунтов под ними, как правило, скрыты, для поиска дефектов могут привлекаться косвенные методы диагностики, в частности, различные геофизические методы.

Для Новосибирской ГЭС важной практической задачей является обнаружение пустот под бетонными плитами крепления верховых откосов (рис. 1). Помимо этого желательно также контролировать толщину бетонных плит в точках измерения. Наиболее распространенный метод решения задач

такого рода, применяемый, например, для обследования дорожных покрытий, основан на электромагнитном зондировании дорожных покрытий и их оснований георадаром [7, 8, 10]. Этот метод характеризуется высокой производительностью и достаточно хорошей точностью, но при большой изменчивости электрических параметров исследуемой среды он может требовать периодической калибровки аппаратуры. Кроме того, бетонные плиты, как правило, армированы стальными сетками, что также ограничивает возможности георадара.



Рис. 1. Плиты крепления верхового откоса плотины Новосибирской ГЭС
Fig. 1. Mounting slabs of the water face of the dam of the Novosibirsk hydrostation

Для обследования жестких покрытий применяются также акустические методы, например, эхолокация [5, 6]. Этот метод дает хорошие результаты при контроле толщины покрытия, но малоэффективен для выявления пустот и ослабленных зон под ними. Ниже представлены примеры применения для обнаружения пустот под бетонными плитами и контроля их толщины акустического метода, основанного на выделении стоячих волн из записанного на поверхности бетонной плиты акустического шума.

Этот метод уже применялся ранее, например, при проведении физического моделирования и натурных экспериментов по определению пустот в грунтовых отложениях и контролю дорожного покрытия [1, 2, 9]. Метод сводится к регистрации акустических шумов на поверхности исследуемого объекта и

накоплению амплитудных спектров большого числа шумовых записей. Это позволяет выделять из шума формирующиеся под его воздействием в объекте стоячие волны.

В нашем случае объектами исследования являются бетонные слои (плиты), под которыми находятся либо более жесткое основание (песчаный грунт с каменной наброской), либо, при наличии дефектов основания, более мягкий грунт или полости, заполненные воздухом или водой. В таких слоях (плитах) при формировании стоячих волн между нижней и верхней границами должно укладываться, в зависимости от условий отражения на них, либо целое число полудлин, либо нечетное число четвертей длин стоячих волн (подобно стоячим волнам в незакрепленном или закрепленном с одного конца стержнях [3]).

Частоты стоячих волн вертикального сжатия–растяжения в слое в этих двух случаях определяются, соответственно, формулами

$$f_n = \frac{nV_p}{2h}, \quad (1)$$

для бетонной плиты, под которой находится полость или нежесткий грунт, или

$$f_n = \frac{(2n-1)V_p}{4h}, \quad (2)$$

для бетонной плиты, лежащей поверх более жесткого грунта. Здесь n – номер моды стояч волн, V_p − скорость продольных волн, h – толщина плиты.

В обоих случаях интервал между соседними собственными частотами равен $\Delta F = (f_{n+1} - f_n) = V_p/2h$. На осредненных в результате накопления амплитудных спектрах это проявляется в возникновении регулярной последовательности резонансных пиков на частотах стоячих волн. Таким образом, при известных скорости V_p и частотах каких–либо двух соседних (по порядку моды) стоячих волн вертикального сжатия–растяжения толщина бетонной плиты может быть определена по формуле

$$h = \frac{V_p}{2\Delta F}. \quad (3)$$

Заметим также, что для формулы (1) $\Delta F = f_1$, а для формулы (2) $\Delta F = 2f_1$. То есть над водой, воздухом или мягким грунтом интервал ΔF равен частоте низшей моды, а над жестким грунтом – ее удвоенной величине.

Для оценки возможностей применения акустического метода стоячих волн для обследования креплений верховых откосов плотины Новосибирской ГЭС были проведены натурные эксперименты на четырех предположительно "проблемных" плитах. Размер плит в плане – 10×10 м^2. Регистрация шумовых записей проводилась на всей поверхности плит по квадратной сетке с шагом 1 м. Для регистрации использовался двухканальный цифровой осциллограф В–423 с частотой дискретизации 100 кГц.

В качестве приемников использовались широкополосные пьезокерамические датчики поршневого типа с вертикально направленной осью максимальной чувствительности, которые при измерениях устанавливались непосредственно на очищенную поверхность плит. Сигналы от датчиков регистрировались цифровым осциллографом и записывались на жесткий диск компьютера (ноутбука) для последующей обработки. Для ускорения измерений рядом с точками наблюдений на бетонные плиты производилось дополнительное шумовое воздействие с помощью щетки с жесткой щетиной. Это позволило сократить время регистрации в каждой точке с 5–10 минут, необходимых при работе с естественными акустическими шумами, до примерно 30 секунд.

При обработке записи разбивались на фрагменты длительностью по 8192 отсчета (примерно 82 мс), после чего проводилось накопление амплитудных спектров этих фрагментов. На рис. 2 приведены примеры осредненных спектров шумовых записей, зарегистрированных в двух точках наблюдений. Как можно видеть, даже при относительно малой длительности регистрации шумов на их спектрах можно уверенно выделить как минимум два регулярных резонансных пика, согласующихся с формулами (1) или (2).

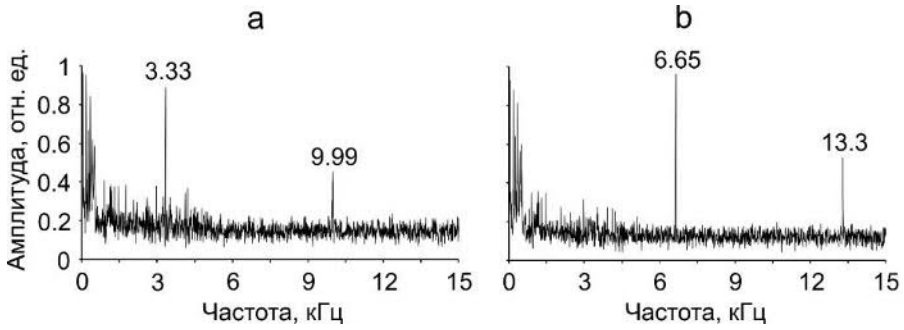


Рис. 2. Примеры осредненных амплитудных спектров шумовых записей, зарегистрированных на плитах верхового откоса плотины над жестким основанием (a) и над полостью (b)
Fig. 2. Examples of averaged amplitude spectra of noise recorded on the slabs of the water face of the dam over a rigid base (a) and over a cavity (b)

В частности, для бетонной плиты, лежащей на более жестком основании (каменной наброске на песчаном грунте), что имело место в большинстве точек наблюдения, эти пики расположены на оси частот в соответствии с формулой (1). Это иллюстрирует спектр, приведенный на рис. 2a, на котором частоты пиков, соответствующих первым двум модам стоячих волн сжатия–растяжения, равны 3.33 кГц и 9.99 кГц. В тоже время над образовавшейся под плитой полостью (рис. 2b) распределение пиков согласуется с формулой (2) – их частоты равны 6.65 кГц и 13.3 кГц.

То, что из шумовых записей выделяются стоячие волны вертикального сжатия–растяжения бетонного слоя, а не волны других типов, обусловлено применением при измерениях датчиков, регистрирующих преимущественно вертикальную компоненту акустического шума. Подтверждение такой природы стоячих волн дает сопоставление результатов прямого измерения толщины бетонной плиты в контрольной точке и расчет толщины по формуле (3). Измеренная рулеткой по торцу незакрепленной снизу плиты толщина бетона составила примерно 30 см. Определенная по записанному рядом с торцом шуму частота низшей моды равна $f_1 = \Delta F =$ 6.94 кГц, что при измеренной импульсным методом скорости в бетоне $V_p = 4150$ м/с в соответствии с формулой (3) дает практически такую же толщину – 29.9 см.

На рис. 3 показано распределение частоты низшей моды по поверхности исследуемых плит. Как видно из рисунка, на некоторых участках плит, примыкающих к их торцам, наблюдается примерно двукратное повышение частоты низшей моды. Это свидетельствует о том, что в этих местах нарушен контакт плиты с основанием (образовалась промоина) или произошло существенное снижение жесткости грунтов основания. В результате частоты стоячих волн в этих местах определяются формулой (1), в отличие от мест, где под плитами находится более жесткое основание – там эти частоты определяются формулой (2). Более слабые флуктуации частоты связаны, по–видимому, с неоднородностью плит по толщине или изменением свойств бетона.

Нужно заметить, что на рис. 3a и 3b показаны результаты для двух соседних плит из верхнего ряда, к которым снизу также примыкают другие плиты, а на рис. 3c и 3d – результаты для двух плит с разных участков нижнего ряда, под которыми других плит нет. Это различие проявляется в том, что во втором случае непосредственно возле нижней кромки плит также наблюдается двукратное снижение частоты низшей моды стоячих волн, связанное, очевидно, с постепенным вымыванием части грунта основания в этих местах.

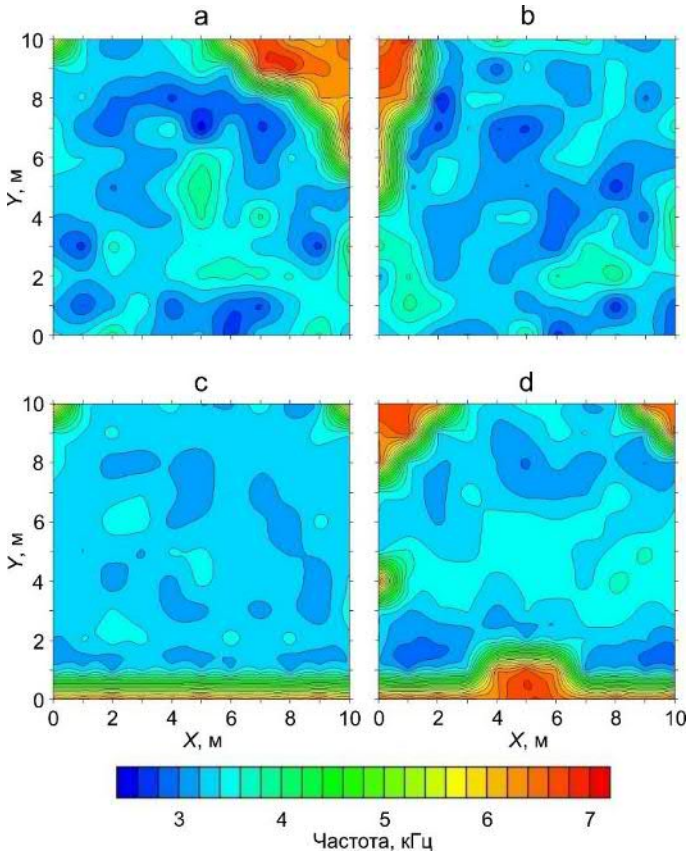


Рис. 3. Распределение частоты низшей моды стоячих волн по поверхностям бетонных плит верхнего (a–b) и нижнего (c–d) рядов
Fig. 3. Distribution of the frequency of lowest mode of standing waves on the surfaces of concrete slabs of the upper (a–b) and lower (c–d) lines

Таким образом, приведенные результаты показали, что метод стоячих волн позволяет надежно диагностировать изменения в грунтах основания бетонных плит крепления откосов дамб и плотин, в частности, выявлять образовавшиеся пустоты и участки разуплотненных грунтов.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0009 «Динамический анализ сейсмических данных для построения реалистичных моделей геологической среды на основе математического и физического моделирования».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Колесников Ю.И., Федин К.В. Обнаружение подземных пустот по микросейсмам: физическое моделирование // Технологии сейсморазведки. – 2015. – № 4. – С. 89–96.
2. Колесников Ю.И., Федин К.В., Нгомайезве Л. Диагностика основания твердого дорожного покрытия по упругим стоячим волнам // Инженерные изыскания. – 2018. – Т. XII,

№ 7–8. – С. 84–91.

3. Хайкин С.Э. Физические основы механики. – М.: Наука, 1971. – 752 с.

4. Юзбеков Н.С. Проблемы оценки состояния грунтовых плотин // Технологии гражданской безопасности. – 2004 – №2(6). – С. 62–65.

5. Baker M. R., Crain K., Nazarian S. 1995. Determination of Pavement Thickness with a New Ultrasonic Device // Research Report 1966–1. Center for Highway Materials Research, University of Texas, El Paso. – 1995. – 53 p.

6. Choi W.Y., Park K.K. Array type miniaturized ultrasonic sensors to detect urban sinkholes // Measurement. – 2019. – Vol. 141. – P. 371–379.

7. Derobert X., Fauchard C., Côte P., Le Brusq E., Guillanton E., Dauvignac J.Y., Pichot C. Step–frequency radar applied on thin road layers // Journal of Applied Geophysics. – 2001. – Vol. 47, No. 3–4. – P. 317–325.

8. Khamzin A.K., Varnavina A.V., Torgashov E.V., Anderson N.L., Sneed L.H. Utilization of air–launched ground penetrating radar (GPR) for pavement condition assessment // Construction and Building Materials. – 2017. – Vol. 141. – P. 130–139.

9. Kolesnikov Yu. I, Fedin K.V. Detecting underground cavities using microtremor data: physical modelling and field experiment. Geophysical Prospecting. – 2018. – Vol. 66. – P. 342–53.

10. Saarenketo T., Scullion T. Ground penetrating radar applications on roads and highways. Research Report 1923–2F. Transportation Institute, College Station, Texas. – 1994. – 36 p.

REFERENCES

1. Kolesnikov Yu.I., Fedin K.V. Obnaruzheniye podzemnykh pustot po mikroseysmam: fizicheskoye modelirovaniye // Tekhnologii seysmorazvedki. – 2015. – № 4. – S. 89–96.

2. Kolesnikov Yu.I., Fedin K.V., Ngomayyezve L. Diagnostika osnovaniya tverdogo dorozhnogo pokrytiya po uprugim stoyachim volnam // Inzhenernyye izyskaniya. – 2018. – T. XII, № 7–8. – S. 84–91.

3. Khaykin S.E. Fizicheskiye osnovy mekhaniki. – M.: Nauka, 1971. – 752 s.

4. Yuzbekov N.S. Problemy otsenki sostoyaniya gruntovykh plotin // Tekhnologii grazhdanskoy bezopasnosti. – 2004 – №2(6). – S. 62–65.

5. Baker M. R., Crain K., Nazarian S. 1995. Determination of Pavement Thickness with a New Ultrasonic Device// Research Report 1966–1. Center for Highway Materials Research, University of Texas, El Paso. – 1995. – 53 p.

6. Choi W.Y., Park K.K. Array type miniaturized ultrasonic sensors to detect urban sinkholes // Measurement. – 2019. – Vol. 141. – P. 371–379.

7. Derobert X., Fauchard C., Côte P., Le Brusq E., Guillanton E., Dauvignac J.Y., Pichot C. Step–frequency radar applied on thin road layers // Journal of Applied Geophysics. – 2001. – Vol. 47, No. 3–4. – P. 317–325.

8. Khamzin A.K., Varnavina A.V., Torgashov E.V., Anderson N.L., Sneed L.H. Utilization of air–launched ground penetrating radar (GPR) for pavement condition assessment // Construction and Building Materials. – 2017. – Vol. 141. – P. 130–139.

9. Kolesnikov Yu. I, Fedin K.V. Detecting underground cavities using microtremor data: physical modelling and field experiment. Geophysical Prospecting. – 2018. – Vol. 66. – P. 342–53.

10. Saarenketo T., Scullion T. Ground penetrating radar applications on roads and highways. Research Report 1923–2F. Transportation Institute, College Station, Texas. – 1994. – 36 p.

© К.В. Федин, Ю.И. Колесников, Л. Нгомайезве, 2020

УДК 550.379 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-075

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВКИ НА ДАННЫЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНОЙ СТАНЦИИ «СКАЛА 48» ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТА

Татьяна Александровна Федорова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел.: +7(383) 363–91–94, e–mail: FedorovaTA@ipgg.sbras.ru

Алексей Викторович Еделев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, научный сотрудник, тел.: +7(383) 363–91–94, e–mail: EdelevAV@ipgg.sbras.ru

Юрий Григорьевич Карин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел.: +7(383) 363–91–94, e–mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты эксперимента по изучению влияния сопротивления заземления на кажущееся сопротивления среды. Рассматривается вопрос, какой минимальный шаг между электродами возможно использовать для изучения среды. Показано, что можно проводить электротомографические измерения в соотношении глубины заземления к шагу между электродами как 1:3. При этом вычислена ошибка для таких измерений, которая составляет 5%.

Ключевые слова: электроразведка, эксперимент, удельное электрическое сопротивление, параметры установки, заземление

INFLUENCE OF INSTALLATION PARAMETERS ON THE INDICATIONS OF THE OPERATION STATION SCALA 48 BY EXPERIMENTAL DATA

Tatyana A. Fedorova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave. junior researcher,phone: +7(383) 363–91–94, e–mail: FedorovaTA@ipgg.sbras.ru

Alexey V. Edelev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave., PhD, researcher,phone: +7(383) 363–91–94, e–mail: EdelevAV@ipgg.sbras.ru

Yuri G. Karin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave., researcher, phone: +7(383) 363–91–94, e–mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

The paper presents the results of an experiment to study the effect of grounding resistance on the apparent resistance of the medium. The question is solved, what minimum step between the electrodes can be used to study the medium. It was shown that it is possible to conduct electrotomographic measurements in the ratio of the grounding depth to the step between the electrodes as 1: 3. In this case, the error for such measurements is calculated, which is 5%.

Keywords: electrical exploration, experiment, electrical resistivity, installation parameters, grounding

Существует множество геологических задач, для которых необходим минимальный шаг между электродами при проведении электроразведочных работа. Одной из таких задач является изучение техногенных месторождений полезных ископаемых, в частности выявление путей миграции жидкости и газовая эманация. Возникает вопрос, какой минимальный шаг между электродами возможно использовать при проведении подобных исследований. В большинстве работ зарубежных авторов [3 ,4] шаг между электродами более 1 м.

Для исследования веществ отходов горнообогатительных комбинатов иногда применяется расстановка с расстояниями между электродами в 30 см. При этом глубина заземления электрода не должна превышать 5–6 см, в противном случае переходное сопротивление будет оказывать существенное влияние на результаты измерений.

Однако не всегда получается соблюдать вышеуказанные условия заземления из–за высокого сопротивления приповерхностного слоя. Для того что бы оценить влияние глубины заземления, был проведен настоящий эксперимент.

Необходимо определить какой минимальный шаг между электродами и глубину заземления возможно использовать при проведение электроразведочных работ методом томографии.

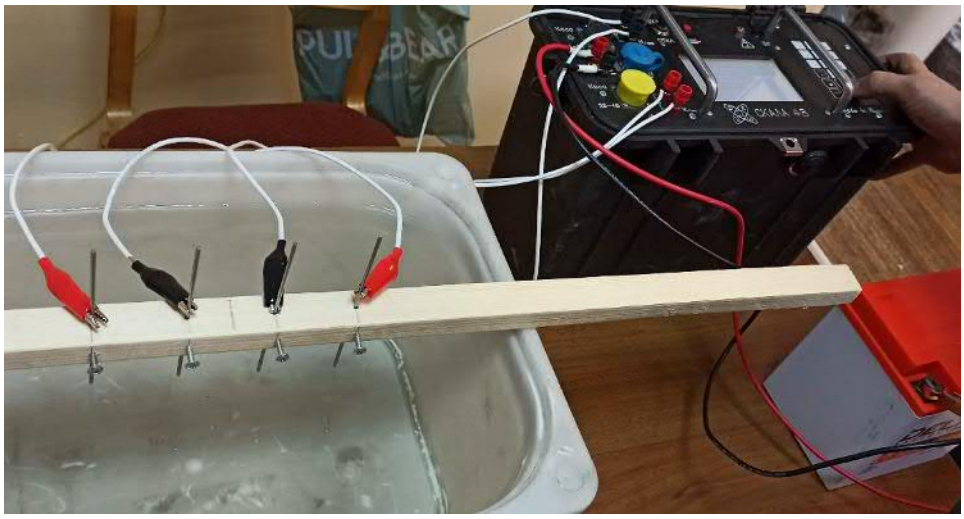


Рис. 1. Методика проведения эксперимента
Fig. 1. The methodology of the experiment

Методика эксперимента следующая: был взят пластиковый ящик размером 58x41x33см, в него заливалась холодная водопроводная вода. Измерения проводились аппаратурой Скала 48. Была создана система электродов ABMN, которая устанавливалась по типу установки Веннера, с шагом между электродами 2.5, 5, 7.5, 10, 12.5, 15 см. Для каждого шага электрод заземлялся на глубины 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 4.5 и 5 см. Показания Скалы 48 измерялись трижды и затем бралось среднее значение по трём точкам. Помимо замеров сопротивлений для каждого измерения проходило измерение сопротивления заземления электродов. Так же был проведен один замер сопротивления жидкости с помощью кондуктометра, который показал, что удельное электрическое сопротивление воды $\rho = 28.57$ Ом·м.

Коэффициент установки рассчитывался для каждого шага как $k = 2\pi a$, где a – это шаг между электродами.

По результатам эксперимента был получен массив данных для кажущихся сопротивлений и сопротивлений заземлений для разного шага и разной глубины заземления (Табл. 1, 2).

Таблица 1. Массив данных сопротивлений для различного шага и глубины заземления

Table 1. An array of resistance data for different pitch and grounding depth

H \ AB/2	0.0375	0.075	0.1125	0.15	0.1875	0.225
0.005	28.8	30.8	32.4	36.9	45	56.1
0.01	27.3	30.5	32.1	37	45.1	56
0.015	25.8	29.9	31.7	36.8	44.7	56
0.02	23.2	28.9	31.3	36.5	44.5	56
0.025	20.9	27.7	30.7	36.2	44.3	55.7
0.03	19.1	26.7	30.1	35.6	43.9	55.4
0.035	17.8	25.6	29.4	35.3	43.7	55.3
0.04	16.2	24.9	28.5	34.8	43.3	55.1
0.045	15.3	23.4	27.9	34.2	42.8	54.6
0.05	14.1	22.5	27.3	33.8	42.5	54.3

Таблица 2. Массив данных сопротивлений заземлений для различного шага и глубины заземления

Table 2. An array of grounding resistance data for different pitch and grounding depth

H \ AB/2	0.0375	0.075	0.1125	0.15	0.1875	0.225
0.005	2.6	3.7	3.7	3.5	3.45	4
0.01	1.5	1.7	1.7	1.8	2	2
0.015	1.1	1.25	1.2	1.3	1.5	1.2
0.02	0.8	0.9	0.9	1	1	1
0.025	0.6	0.7	0.8	0.8	0.85	0.9
0.03	0.5	0.6	0.65	0.7	0.7	0.7
0.035	0.45	0.5	0.6	0.6	0.6	0.65
0.04	0.4	0.46	0.5	0.55	0.55	0.55
0.045	0.35	0.4	0.45	0.5	0.5	0.5
0.05	0.3	0.37	0.4	0.45	0.45	0.45

На рис. 2 построены кривые зондирования для разных глубин заземления. Для каждой кривой зондирования была подобрана своя модель и построен разрез по 5 кривым в программе IPI2Win.

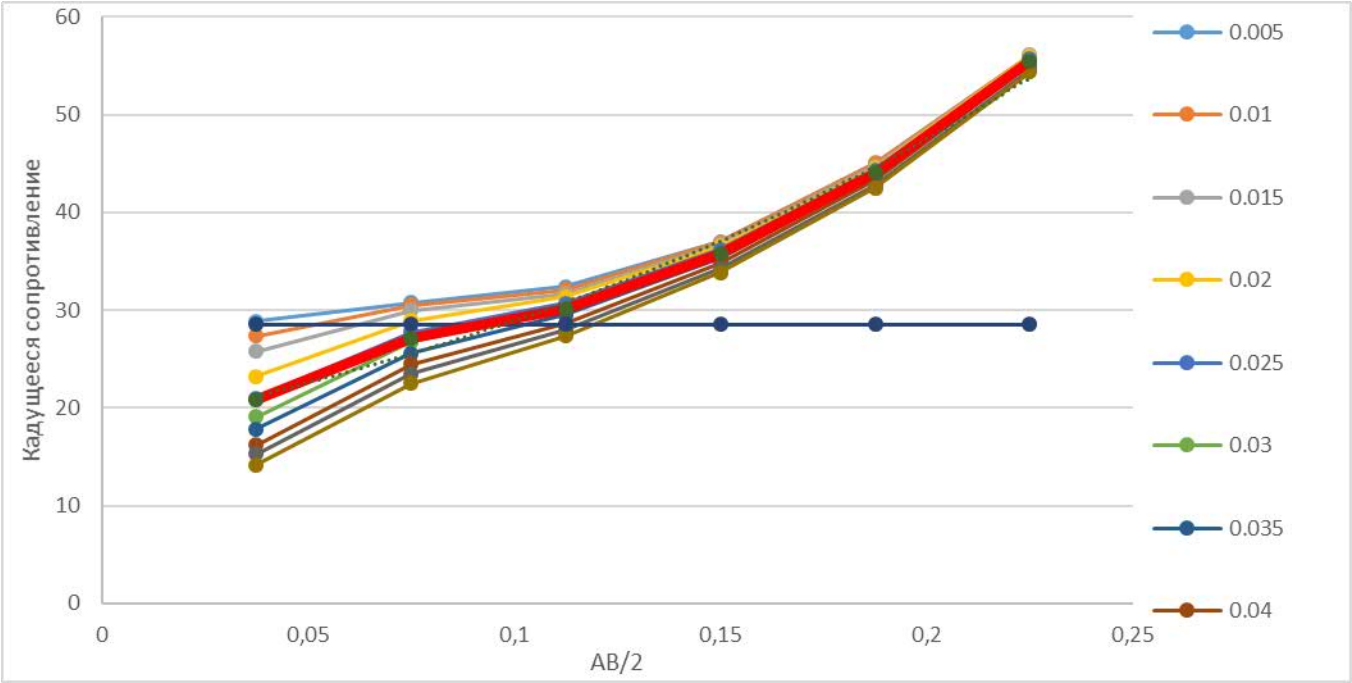


Рис. 2. Зависимость кажущегося сопротивления от разноса
Fig. 2. Dependence of apparent resistance on spacing

По построенным в программе IPI2Win моделям для разных кривых зондирования было выявлено, что самая качественная модель получается при глубине заземления электродов на 0.01 м (невязка=2.76%), так как она лучше всего описывает среду, в которой был проведён эксперимент (рис. 3). По данным модели получается среда с сопротивлением около 28, что совпадает с измерением кондуктометром при проведении эксперимента.

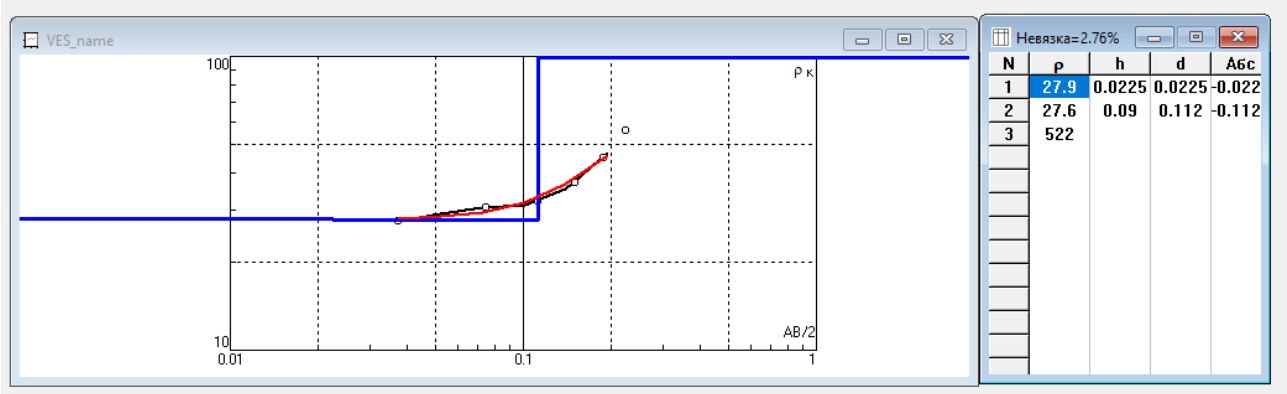


Рис. 3. Модель для кривой зондирования при глубине заземление 0.01 м
Fig. 3. Model for a sounding curve with a grounding depth of 0.01 m

На рис. 4 показана зависимость кажущегося сопротивления от глубины заземления при разном шаге между электродами. При увеличении разноса AB влияние глубины заземления уменьшается. Для максимального шага в 0.15 м изменение сопротивления при увеличении глубины заземления составило 1.7 Ом·м, что составляет 3%. При минимальном шаге в 0.025 м изменение составило 14.7 Ом·м, что составляет 51%.

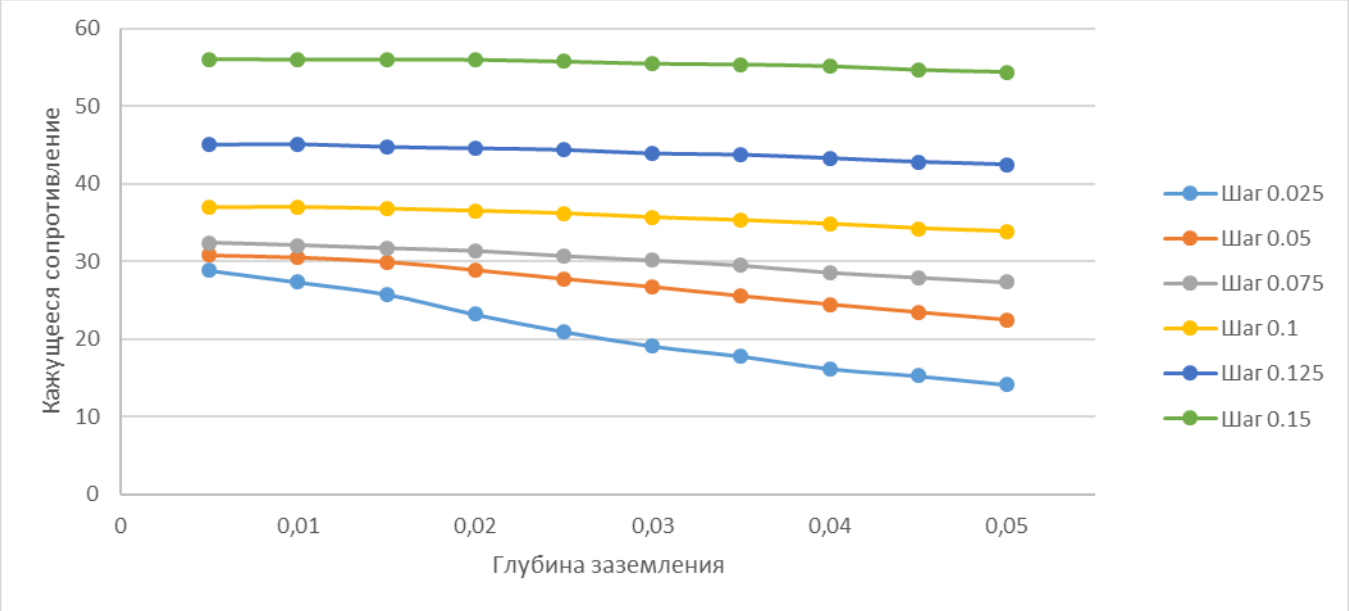


Рис. 4. Зависимость кажущегося сопротивления от глубины заземления
Fig. 4. Dependence of apparent resistance on the grounding depth

Найдем минимальную доступную глубину заземления для каждого из 6 выбранных расстояний между электродами.

Как уже было сказано выше, для шага 0.15 м даже при максимальной глубине заземления до 0.05 м процент изменения измеренного сопротивления жидкости незначительный (3%). Заметим, что отношение заземления к шагу составляет 1:3 (0.33). Для шага 0.125 изменение составило 2.5 Ом·м (это 5%). Для шага 0.1 изменение составило 8%, для шага 0.075 – 16%, для шага 0.05 – 30% и для шага 0.025 – 51%.

При этом если мы будем брать для каждого шага подходящую глубину заземления (в соотношении 1:3), то процент изменения измеренного

сопротивления жидкости будет: для шага 0.125 – 3.8%, для шага 0.1 – 4.3%, для шага 0.075 – 5.2%, для шага 0.05 – 5.6%, для шага 0.025 – 10%.

Это говорит о том, что мы можем использовать для измерений соотношение глубины заземления к шагу между электродами 1:3. И что даже для таких маленьких разносов как 5 см, ошибка при измерениях УЭС около 5%.

Известно, что чем глубже мы заглубляем электрод, тем меньше становится сопротивление заземления. Это экспериментально показано на рис. 5.

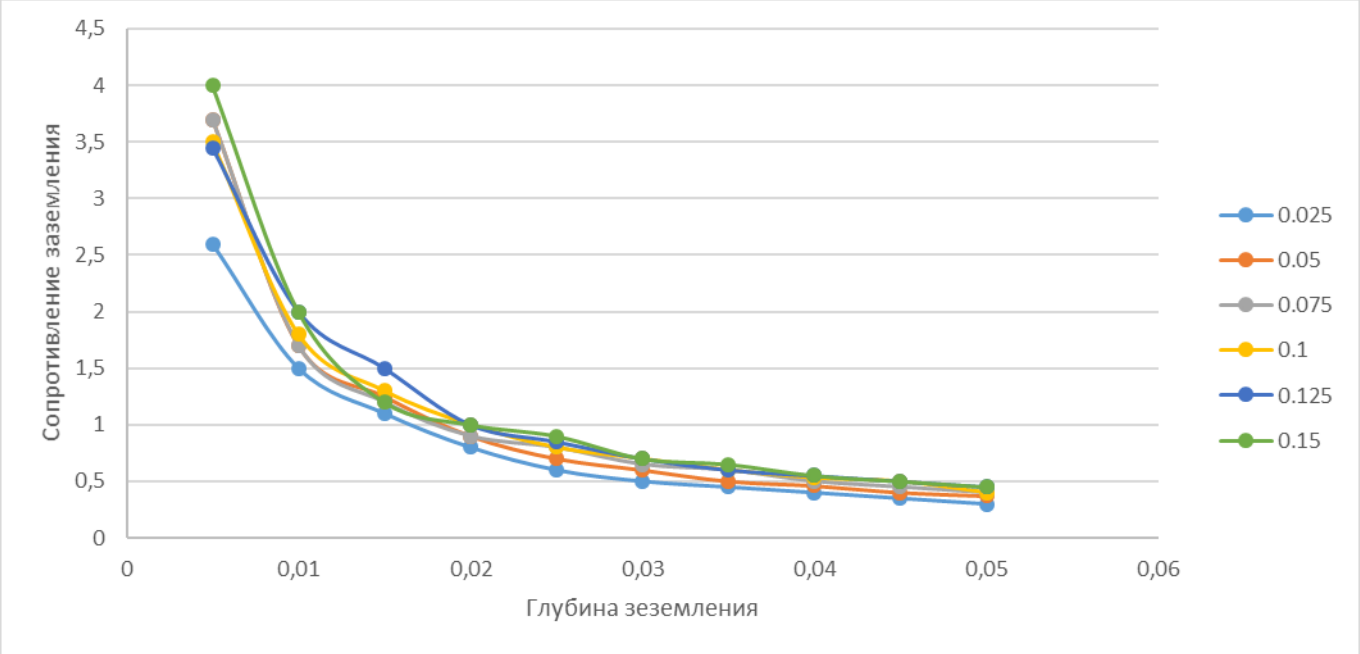


Рис. 5. Зависимость сопротивления заземления от глубины заземления
Fig. 5. Dependence of grounding resistance on grounding depth

Выводы

По результатам экспериментальных исследований был получен массив данных кажущихся сопротивления и сопротивлений заземления для разных глубин заземлений и шага между электродами. По этим данным были построены графики зависимостей кажущегося сопротивления от разноса и от глубины заземления, а также график зависимости сопротивления заземления от глубины заземления. По полученным кривым зондирования была построена модель в программе IPI2Win. В итоге были сделаны следующие выводы:

1. Самая качественная модель получается при глубине заземления электродов 0.01 м. Невязка составляет 2.76%. Такая модель лучше всего совпадает с реальными данными.

2. Было определено оптимальное соотношение глубины заземления электрода к шагу установки, которое составило 1:3.

3. Определён процент ошибки для таких измерений, который составил около 5%.

4. Экспериментально показано, что чем глубже заземление электрода, тем меньше становится сопротивление заземления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Модин И.Н., Макаров Д.В., Александров П.Н. Возможности электротомографических станций при выполнении мониторинговых наблюдений // Инженерные изыскания. – 2014. – № (9–10). – С. 22–31.

2. Электроразведка. Справочник геофизика. – М., Недра, 1979. – 518 с.

3. Gao WF, Shi LQ, Han J, Zhai PH. Dynamic Monitoring of Water in a Working Face Floor Using 2D Electrical Resistivity Tomography (ERT) / Mine Water and the Environment. –з 2018. – Vol. 37 – P. 423–430.

4. Gunn D.A., Chambers J.E., Uhlemann S., Wilkinson P.B., Meldrum P.I., Dijkstra T.A., Haslam E., Kirkham M., Wragg J., Holyoake S., Hughes P.N., Hen–Jones R., Glendinning S. Moisture monitoring in clay embankments using electrical resistivity tomography // Construction and Building Materials. – 2015. – Vol. 92. – P. 82–94.

5. Аппаратура электроразведочная многоэлектродная Скала 48. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – Новосибирск, 2013–2019.

6. IPI2Win v.2.0. User Manual. – Moscow: Moscow State University. – 2002.

REFERENCES

1. Modin I.N., Makarov D.V., Alexandrov P.N. Vozmozhnosti elektrotomograficheskih stancij pri vypolnenii monitoringovyh nablyudenij// Inzhenernye izyskania. – 2014. – № (9–10). – S. 22–31.

2. Elektrorazvedka. Spravochnik geofizika. – M., Nedra, 1979. – 518 s.

3. Gao WF, Shi LQ, Han J, Zhai PH. Dynamic Monitoring of Water in a Working Face Floor Using 2D Electrical Resistivity Tomography (ERT) / Mine Water and the Environment. – 2018. – Vol. 37. – P. 423–430.

4. Gunn D.A., Chambers J.E., Uhlemann S., Wilkinson P.B., Meldrum P.I., Dijkstra T.A., Haslam E., Kirkham M., Wragg J., Holyoake S., Hughes P.N., Hen–Jones R., Glendinning S. Glendinning. Moisture monitoring in clay embankments using electrical resistivity tomography // Construction and Building Materials. – 2015. – Vol. 92. – P.82–94.

5. Apparatura elektrorazvedochnaya mnogoelektrodnaya Skala 48. Tekhnicheskoe opisanie I instrukciya po ekspluatacii. – Novosibirsk, 2013–2019.

6. IPI2Win v.2.0. User Manual. – Moscow: Moscow State University. – 2002.

© Т.А. Федорова, А.В. Еделев, Ю.Г. Карин, 2020

УДК 550.834 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-076

ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ SANMCS К ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ МОРСКОЙ СЕЙСМИКИ

Екатерина Евгеньевна Хогоева
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, Новосибирск, пр. акад. Коптюга 3, научный сотрудник
Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова 2, ассистент кафедры геофизики, e–mail: KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru

Евгений Андреевич Хогоев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник
Алтае–Саянский филиал Федерального исследовательского центра "Единая геофизическая служба РАН", 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3 программист, e–mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru

Юстен К. Кьерстад
Offshore Resource Group AS (ORG), Норвегия, 4029 Ставангер, Skogstøstraen 25, исполнительный директор– председатель, e–mail: jkk@o–r–g.no

Борге О. Росланд
Offshore Resource Group AS (ORG), Норвегия, 4029 Ставангер, Skogstøstraen 25, геофизик–программист, e–mail: borge.rosland@skagen44.no

В статье описан первый опыт применения технологии спектрального анализа микросейсм, разработанной для наземной сейсмики, к данным морской сейсморазведки. Описаны принципиальные отличия программно–алгоритмического и методического аспектов. Показана корреляция аномалий микросейсмического спектра в диапазоне 4–8 и 12–16 Гц с известными месторождениями углеводородов.

Ключевые слова: пассивная сейсмика, морская сейсморазведка, анализ микросейсмического спектра

FIRST APPLICATION OF SANMCS TECHNOLOGY TO MARINE SEISMICS

Ekaterina E. Khogoeva
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Researcher
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova st. 2, Assistant of Department of Geophysics, e–mail: KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru

Evgeny A. Khogoev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptyuga Ave., Senior Researcher
Altay–Sayan Division of Geophysical Survey of SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk,3, Akademika Koptyuga Ave., programmer, e–mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru

Jostein K. Kjerstad
Offshore Resource Group AS (ORG), Norway, 4029 Stavanger, Skogstøstraen 25, CEO&Chairman, e–mail: jkk@o–r–g.no

Børge O. Rosland
Offshore Resource Group AS (ORG), Norway, 4029 Stavanger, Skogstøstraen 25, geophysist–programmer, e–mail: borge.rosland@skagen44.no

The article presents the results of first application of microsesismic spectral analysis developed to land seismics to marine seismic data. Principal difference in algorithmical and methodological aspects are described. Agreement between the anomalies on microseismic spectrum in the range of 4–8 and 12–16 Hz and known hydrocarbon depositions is shown.

Key words: passive seismics, marine seismics, microseismic spectral analysis

Технология SanMcs. Технология SanMcs представляет собой анализ микросейсмического спектра по сейсмограммам стандартной сейсморазведки (МОВ ОГТ). Анализ осуществляется на основе расчета осредненного спектра микросейсм в общих пунктах приема вдоль профиля. Принципиально важным моментом является корректное задание окна анализа. В такое окно отбираются участки сейсмограмм, где волны взрыва отсутствуют либо их амплитуда мала в сравнении с фоновыми микросейсмами. Технология реализована в программе SanMcs [4], которая предназначена для выявления регулярного геодинамического шума на основе спектрального анализа микросейсм по профилям 2D–сейсморазведки метода многократных перекрытий, представленным в формате SEGY. Область применения: интерпретация данных сейсмической разведки, прямые поиски залежей углеводородов. Программа обеспечивает выборку данных из сейсмотрасс по вводимым критериям: начало окна анализа по времени и интервала удалений. Выполняется фильтрация отобранных участков трасс по величине среднеквадратической амплитуды; расчет амплитудных спектров трасс и осреднение их в точках приема; построение и вывод на экран и в графический файл поля осредненного спектра микросейсм по профилю наблюдений, расчет средних значений спектра в задаваемых интервалах частот.

Первый этап развития этой технологии [2] (2006–2008 гг.) характеризуется выбором окна анализа в начальных участках трасс до первых вступлений волн от источника. При удалении от источника более 1.5–2 км, в зависимости от скоростного разреза, приблизительно первые полсекунды записывается эндогенный микросейсмический шум вместе с техногенными и природными помехами. Таким образом, при интервале дискретизации 2 мс мы обладаем выборкой из 256 отсчетов, удобной для применения быстрого Фурье–преобразования. Интервал дискретизации спектра при этих условиях составляет около 2 Гц, что дает удовлетворительную разрешенность по частоте.

Следующим шагом в развитии технологии анализа микросейсмического шума является использование участков сейсмотрасс с поздними временами регистрации (3.5–5 с при удалениях более 2 км) по мере ослабления волн от источника для изучения эмиссионного поля возбужденной взрывным воздействием геосреды.

После отбраковки трасс со случайными выбросами по каждой трассе рассчитывается амплитудный спектр. Затем спектры усредняются в каждой точке приема. Полученный в результате осредненный спектр микросейсм выводится в виде, аналогичном временному разрезу, где по горизонтали откладываются координаты профиля, по вертикали частота, а значение амплитудного спектра, нормированное на среднее значение на профиле, кодируется цветом. При сейсморазведочных работах методом многократных перекрытий запись в каждой точке приема производится десятки раз, что дает нам возможность накопить представительную выборку для осреднения.

Основными чертами данной технологии, реализованной в пакете программ SanMcs являются:

а) использование данных стандартной сейсморазведки МОГТ;

б) способ отбраковки случайных выбросов на записях;

в) построение осредненных спектров по профилю, расчет интервальных значений спектра;

г) способы подготовки данных для построения карт при площадных работах.

Авторами известного метода АНЧАР [3] технология SanMcs определяется, как вариант использования АНЧАР–эффекта, сущность которого заключается в том, что УВ–насыщенная среда генерирует микросейсмы с инфранизкой частотой (1–7 Гц). Однако SanMcs обладает существенными отличиями. Так, например, целевые частоты в сейсмическом диапазоне от 2 до 150 Гц. В технологии SanMcs используются данные сейсморазведки МОГТ, то есть не предполагается проведение полевых работ, исключительно переобработка архивных данных.

Помимо упомянутой компании АНЧАР (http://anchar.ru/) в России исследования микросейсмического шума нефтегазовых залежей проводятся компанией Градиент (http://www.gradient–geo.com/) [1]. В основе методов, применяемых в этих компаниях, лежит сейсмический мониторинг с помощью низкочастотных приемников на площадной системе наблюдений, то есть требуются специальные полевые работы. За рубежом прогноз нефтегазовых залежей по аномалиям низкочастотного микросейсмического шума получил известность после работы Dangel et al, 2002 г. [7] и пользовался успехом в 2006–2012 гг., например, в компаниях Microseismic.inc (США), Spectraseis (Швейцария). В последствии интерес к этому направлению уменьшился, так как мониторинг плохо вписывается в цикл сейсморазведочных работ. В настоящее время применение сейсмического мониторинга сводится к контролю залежи в процессе разработки и при сейсмическом контроле гидроразрыва пласта.

Традиционно применение технологии SanMcs ограничивалось поиском залежей углеводородов по наземным данным сейсморазведки, полученным на нефтегазовых площадях Западной Сибири [5, 6]. В 2019 г. технология была впервые опробована на данных морской сейсмики, предоставленных компанией Offshore Research Group, Норвегия (http://o–r–g.no).

Особенности обработки данных морской сеймики. В том варианте морской сейсмики (3d–boat–swath), с которым мы работаем, система наблюдений состоит из буксируемых кабелей (streamer) (как правило 6–10) с 480 сейсмоприемниками или более на каждом кабеле и расстоянием между линиями 100 м. Линия приема расположена под водой на глубине 20 м. Источник сейсмических колебаний представляет собой две гидропушки на расстоянии 50 м друг от друга, работающие попеременно. Шаг по приемникам в нашем случае 12.5 м, шаг по источнику 37.5 м (отобраны данные от одной гидропушки). Пример полученной в результате этих работ сейсмограммы приведен на рис. 1b. Длина записи в конкретном случае 7.62 с.

В отличие от сейсмограмм наземной сейсмики настоящие данные не имеют помехи в виде поверхностной волны (рис. 1b). В выбранном нами интервале удалений регулярные волны, в том числе кратные, присутствуют до времени 4 с. Если кратные волны присутствуют в нашей выборке данных и их вклад в волновую картину существенен, то в спектре они будут видны как стационарная помеха на всем профиле наблюдений. Поэтому появляется возможность использования ближних к источнику приемников с удалениями менее 2 000 м. Таким образом, по удалениям обработка морской сейсмики инвертирована по отношению к наземной в том смысле, что в наземной мы используем удаления >2 000 м, а в морской <2 000 м.

Другое технологическое отличие заключается в том, что все координаты приемников на буксируемых кабелях уникальны, поэтому для создания единой линии точек приема, которая в наземной сейсмике получается без усилий, здесь приходится делать дополнительную операцию – создание линии приема с ограниченным числом точек из большого числа уникальных точек приема. Эта задача решается за счет разбиения облака точек на опорные точки приема, отстоящие друг от друга на известный нам шаг по приемникам. Все фактические координаты приемников, отстоящие друг от друга менее, чем на половину этого шага, приписываются к координатам опорных точек (рис. 2).

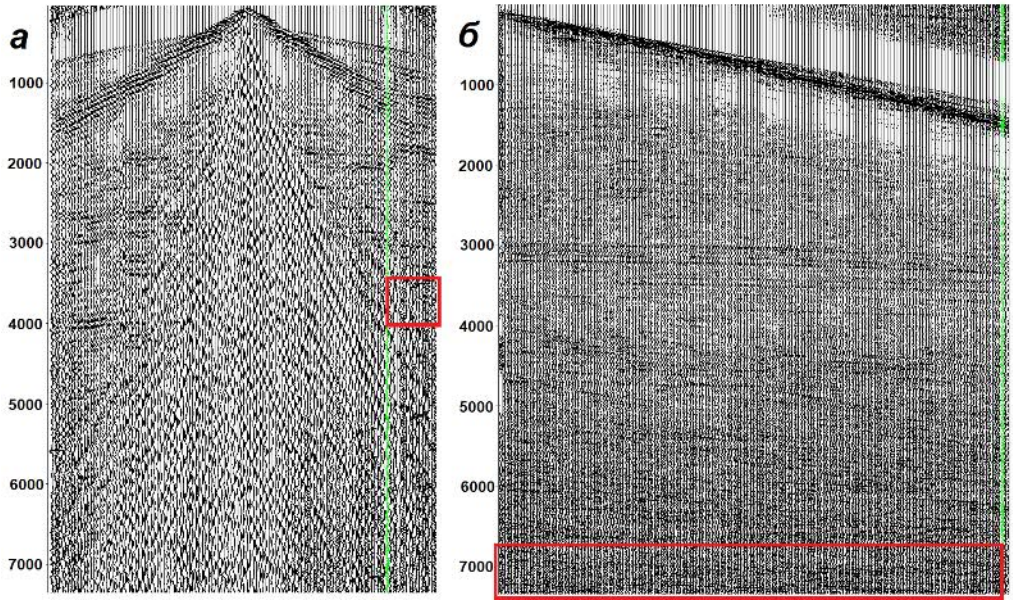


Рис.1. Типичные сейсмограммы наземной (a) и морской сейсморазведки (b), вывод с АРУ (500 мс). Зеленым цветом отмечена трасса с удалением 2 000 м. Красным приведены окна анализа микросейсмического шума в каждом случае

Fig. 1. Typical land (a) and marine (b) seismic gathers, AGC (500 ms). Green denotes a trace registered on 2 000 m. Red shows windows of microseismic noise analysis in both cases

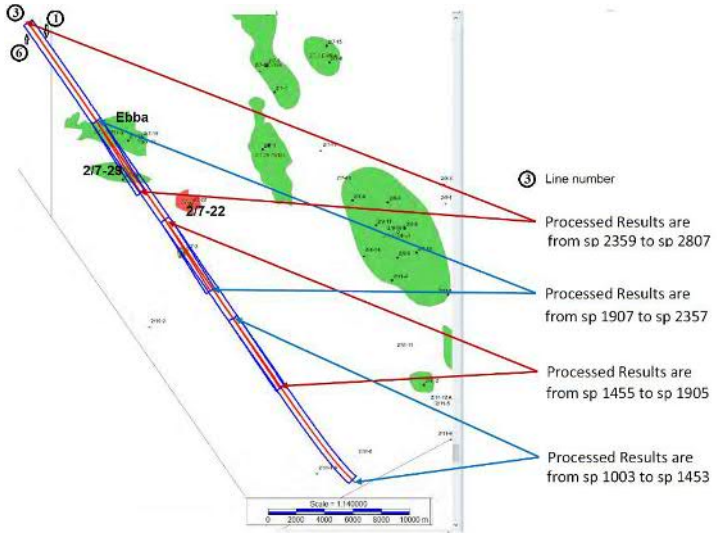


Рис. 2. Фрагмент карты с известными месторождениями (зеленым цветом — нефтяное, красным — газоконденсатное) и профилем морской сейсмики; по информации Offshore Resource Group AS

Fig. 2. Fragment of map with known deposits (green – oil deposition, red – gas–condensate) and line according to Offshore Resource Group AS

Для опробования обработки данных морской сейсмики по технологии SanMcs нами выбрана линия 3 (рис. 2) из шести линий валка (swath) сейсморазведки в Северном море на западном шельфе Норвегии в 50 км южнее гигантского газонефтяного месторождения Экофиск, пролегающая через несколько участков с обнаруженными проявлениями нефти и газоконденсата. Добыча на этих участках не ведется в связи с большой глубиной залегания залежи. Все месторождения по профилю имеют статус «Production is unlikely» [8].

Результаты обработки. Перед нами стоит два вопроса. Во–первых, коррелируют ли аномалии спектров микросейсм с какими–либо залежами углеводородов и, во–вторых, какие параметры окна анализа способствуют выделению этих аномалий. Мы провели ряд расчетов с различными параметрами окна анализа, окончательные результаты представлены на рис. 3. Здесь начало окна анализа смещается на каждом примере на +0.5 с, начиная от 6 с. Длина окна во всех случаях 256 отсчетов, или 0.512 с.

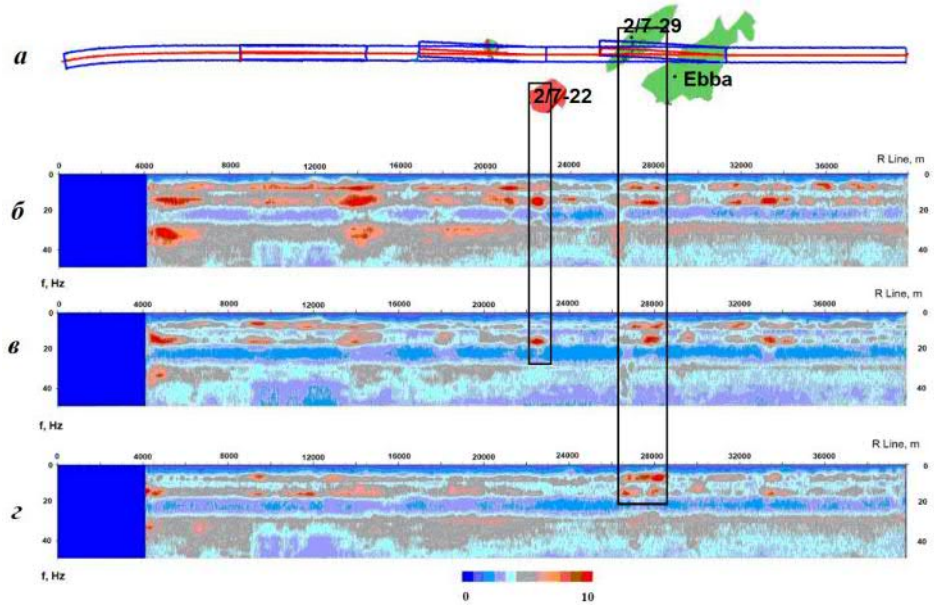


Рис.3. Схема профиля с пересеченными им месторождениями (a); осредненный спектр микросейсм по профилю (направление ЮВ–СЗ) с различным окном начала анализа 6 с (b), 6.5 с (c), 7 с (d)

Fig. 3. Scheme of line crossing known deposits (a); averaged microseismic spectra along the receiver line (SE–NW) with analysis window beginning at 6 s (b), 6.5 s (c), 7 s (d)

Отметим основные характерные черты спектра микросейсм. Практически вся энергия сосредоточена в диапазоне до 35 Гц, с полосами повышения энергии на 4–8, 10–20, 30–35 Гц. При сдвиге начала окна (T_0) общая энергия уменьшается, наиболее существенно при переходе от T_0=6 с к T_0=6.5 с.

При времени начала окна анализа 6 с мы можем наблюдать множество разрастаний спектра, большинство из которых быстро исчезают при сдвиге окна анализа на полсекунды, то есть до 6.5 с. На рисунке 3 выделены области на приемной линии, соответствующие месторождениям 2/7–29 и 2/7–22. Наиболее стабильные аномалии спектра наблюдаются на ПК 14000, 22250, 28000, 33500. Первая из отмеченных аномалий не привязывается к известным месторождениями, вторая определенно связана с газоконденсатным месторождением 2/7–22, следующая ассоциируется с нефтяной залежью 2/7–29, а последняя лежит за пределами обозначенной зоны месторождения Эбба, но может быть продолжением залежи.

Отметим, что в случае залежи 2/7–29 линия пересекает перспективный участок, а газоконденсатная залежь 2/7–22 лежит на некотором удалении от линии, примерно в 1.5–2 км.

Очевидно, что на более поздних временах аномалия, связанная с нефтяным месторождением 2/7–29, имеет тенденцию к преобладанию над всеми другими аномалиями на профиле. Залежь здесь расположена на значительной глубине – 4 500 м, мощность пласта до 50 м. Она граничит с нефтяным месторождением Ebba (2/7–19), открытым в 1981 г., которое состоит из нескольких нефтяных пластов мощностями 5–15 м, расположенных на глубине около 4 800 м, с незначительными запасами. В пределах закартированного месторождения Эбба не наблюдается существенных аномалий спектра микросейсм.

Заключение. В результате проведенных исследований установлено, что развиваемая нами в течение последних десяти лет технология может быть использована при обработки данных морской сейсмики. Для имеющихся данных была модернизирована программно–алгоритмическая часть, относящаяся к

построению линии пунктов приема. Выработан методический подход к обработке данных морской сейсмики (3d–boat–swath), определены оптимальные параметры окна анализа микросейсм.

Выявлены аномалии спектра микросейсм в диапазонах 4–8 Гц и 12–16 Гц, расположенные близ известных залежей углеводородов. Две из обнаруженных аномалий совпадают с закартированными месторождениями, пересекаемых сейсмическим профилем.

Таким образом, технология SanMcs в «морском» варианте может быть полезна при комплексной интерпретации данных морской сейсмики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Биряльцев Е.В., Вильданов А.А., Еронина Е.В., Рыжов В.А., Рыжов Д.А., Шабалин Н.Я. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 1. – С. 31–40.

2. Ведерников Г.В., Хогоев Е.А. Прогноз залежей УВ по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ // ГЕО–Сибирь–2007. III Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»: сб. материалов в 6 т., Новосибирск, 25–27 апр. 2007 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2007. – Т. 5. – С. 179–183.

3. Кузнецов О.Л. Чиркин И.А. Арутюнов С.Л. Томография сейсмической эмиссии // Федеральный справочник. 2012. ТОМ № 24. XVII. РЕСУРСЫ НАУКИ. [Электронный ресурс] URL: http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS–24/XVII/Tomografiya.pdf

4. Хогоев Е. А. Программа для ЭВМ «SanMcs»: Свидетельство о программе № 2008613961, опубл. 19.08.08. – М.: Роспатент, 2008.

5. Хогоев Е.А., Хогоева Е.Е., Шемякин М.Л. О микросейсмическом отклике среды и возможности его использования при разведке месторождений углеводородов // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 3 (39). – С. 80–84.

6. Хогоев Е.А., Хогоева Е.Е., Шемякин М.Л. Результаты численного анализа микросейсм по сейсмограммам МОГТ в районе Пайяхского нефтяного месторождения // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 2 (34). – С. 93–99.

7. Dangel S., Schaepman M.E., Stoll E.P., Carniel R., Barzandji O., Rode E.–D., Singer J.M. Phenomenology of tremor–like signals observed over hydrocarbon reservoirs. // Journal of Volcanology and Geothermal Research– 2003 –128 – P. 135–158.

8. NPD FactPages contain information regarding the petroleum activities on the Norwegian continental shelf. The information is synchronised with the NPD's databases on a daily basis. [Электронный ресурс] URL: https://factpages.npd.no/en/discovery/pageview/all/44120.

REFERENCES

1. Biryal’tsev E.V., Vil’danov A.A., Eronina E.V., Ryzhov V.A., Ryzhov D.A., Shabalin N.Ya. Modelirovanie effekta ANCHAR v metode nizkochastotnogo seismicheskogo zondirovaniya // Tehnologii seismorazvedki. – 2010. – № 1. – C. 31–40.

2. Vedernikov G.V., Hogoev E.A. Prognoz zalezhei UV po harakteristikam microseism pri seismorazvedochnyh rabotah MOGT // GEO–Sibir'–2007. III Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Novye napravleniya i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznyh iskopaemyh»: sb. materialov v 6 t., Novosibirsk, 25–27 apr. 2007 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2007. – T. 5. – C. 179–183.

3. Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Arutyunov S.L. Tomografiya seismicheskoi emissii // Federalnyi spravochnik. 2012. TOM № 24. XVII. RESURSY NAUKI. [Elektronnyi resurs] URL: http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS–24/XVII/Tomografiya.pdf

4. Hogoev E. A. Programma dlya EVM «SanMcs»: Svidetel'stvo o programme № 2008613961, opubl. 19.08.08. – M.: Rospatent, 2008.

5. Hogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L. O mikroseismicheskom otklike sredy i vozmozhnosti ego ispol'zovaniya pri razvedke mestorozhdenii uglevodorodov // Geologiya i mineral'no–syr'evye resursy Sibiri. – 2019. – № 3 (39). – C. 80–84.

6. Hogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L. Rezul'taty chislennogo analiza microseism po seismogrammam MOGT v raione Paiyahskogo neftyanogo mestorozhdeniya // Geologiya i mineral'no–syr'evye resursy Sibiri. – 2018. – № 2 (34). – C. 93–99.

7. Dangel S., Schaepman M.E., Stoll E.P., Carniel R., Barzandji O., Rode E.–D., Singer J.M. Phenomenology of tremor–like signals observed over hydrocarbon reservoirs. //Journal of Volcanology and Geothermal Research– 2003 –128 – P. 135–158.

8. NPD FactPages contain information regarding the petroleum activities on the Norwegian continental shelf. The information is synchronised with the NPD's databases on a daily basis. [Elektronnyi resurs] URL: https://factpages.npd.no/en/discovery/pageview/all/44120.

© Е.Е. Хогоева, Е.А. Хогоев, Ю.К. Кьерстад, Б.О. Росланд. 2020

УДК 550.34.013.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-077

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРИЗАЦИИ СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ

Глеб Станиславович Чернышов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e–mail: chernyshovgs@ipgg.sbras.ru

Антон Альбертович Дучков
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедры геофизики
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, заведующий лабораторией, e–mail: duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Александр Алексеевич Никитин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e–mail NikitinAA@ipgg.sbras.ru

Иван Юрьевич Кулаков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, член–корреспондент РАН, заведующий лабораторией, e–mail: KoulakovIY@ipgg.sbras.ru

Решение задачи инверсии для лучевой сейсмической томографии неединственно и требует регуляризации. Выбор между различными подходами к регуляризации и подбор параметров является сложной задачей. В работе изучено влияние одного параметра регуляризации на разрешающую способность и точность томографической инверсии на примере задачи построения модели верхней части разреза. Предложен альтернативный метод к регуляризации задачи позволяющий получить наилучший результат при восстановлении аномалий.

Ключевые слова: лучевая томография, верхняя часть разреза, времена первых вступлений

MODEL–PARAMETERIZATION SCALING FOR IMPROVING ACCURACY OF SEISMIC TOMOGRAPHY IN RECONSTRUCTING NEAR–SURFACE VELOCITY MODEL

Gleb S. Chernyshov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., junior researcher, e–mail: chernyshovgs@ipgg.sbras.ru

Anton A. Duchkov
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 1, Pirogova st., assistant professor of geophysics department
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PHD, head of laboratory, e–mail: duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Aleksander A. Nikitin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., researcher, e–mail: NikitinAA@ipgg.sbras.ru

Ivan Yu. Kulakov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., Doctor of Science, corresponding member of RAS, head of laboratory, e–mail: KoulakovIY@ipgg.sbras.ru

The problem of tomographic inversion is non–unique and requires regularization to solve it in a stable manner. It is highly non–trivial to choose between various regularization approaches or tune the regularization parameters themselves. We study the influence of one particular regularization parameter on the resolution and accuracy the tomographic inversion for the near–surface model building. We propose another regularization parameter, which allows to increase the accuracy of model building.

Key words: seismic ray tomography, near–surface seismic exploration, first breaks picks

Введение

В настоящее время популярным методом построения моделей скоростей сейсмических волн на основе данных о временах первых вступлений является метод лучевой томографии [1]. Метод используется для инженерных изысканий, в сейсморазведке и сейсмологии.

В настоящее время существует множество реализаций метода, которые могут отличаться: методом решения прямой задачи, методом минимизации функционала невязок времен, методом регуляризации задачи и параметризации скоростной модели. Решение задачи томографической инверсии неединственно и требует регуляризации. Выбор между разными подходами и подбор параметров регуляризации является сложной задачей [2]. Различие между представлением аномалий скорости и медленности обсуждалось в [3, 4]. В данной работе более детально исследована задача взвешивания элементов вектора модельных параметров для улучшения точности томографической инверсии при построении скоростных моделей для поверхностных систем наблюдений с контролируемым источником.

Методы

Кратко рассмотрим стандартную постановку задачи лучевой томографии. Основная идея заключается в том, что мы начинаем с некоторой начальной скоростной модели, чаще всего это линейный градиент скорости с глубиной. В предположении близости начальной модели к истинной можно линеаризовать задачу оценки аномалий скорости и свести ее к решению системы линейных уравнений [3]:

$$\boldsymbol{A\delta v = \delta t},$$

где $\boldsymbol{\delta v = v - v_0}$ – скоростные аномалии относительно начальной скоростной модели $\boldsymbol{v_0}$, $\boldsymbol{v}$ – истинная скоростная модель; $\boldsymbol{\delta t = t - t_0}$ – невязки времен первых вступлений, $\boldsymbol{t}$ – времена первых вступлений из данных (истинная скоростная модель), $\boldsymbol{t_0}$ – времена, рассчитанные в начальной модели $\boldsymbol{v_0}$; $\boldsymbol{A}$ – томографическая матрица.

Среди множества других факторов на результат томографической инверсии может влиять также параметризация вектора модельных параметров. В частности, можно записать томографическую систему линейных уравнений в более общем виде:

$$\boldsymbol{(AW)(W^{-1}\delta m) = \delta t},$$

где $\boldsymbol{W}$ – диагональная весовая матрица, элементы которой (w_{ii}) позволяют регулировать значимость для разных элементов вектора модельных параметров $\boldsymbol{\delta m}$.

В литературе встречается две параметризации вектора модельных параметров. Во–первых, они могут задаваться в скоростях ($\boldsymbol{m_0 \equiv v_0}$), что соответствует весовым параметрам $w_{ii} = 1/v_{0i}^2$. Во–вторых, они могут задаваться в медленностях (обратных скоростях), что соответствует единичным весовым параметрам $w_{ii} = 1$. Можно видеть, что параметризация скоростью подразумевает масштабирование параметров относительно начальной скорости: $\delta m_i^{`} = v_{0i}^2 \delta m_i$. Так как в стартовой модели скорость растет с глубиной, то восстанавливаемые аномалии скорости на большей глубине становятся менее

чувствительными к временным невязкам. Параметризация медленностью не имеет такой потери чувствительности по глубине, что, вообще говоря, может быть не оправдано, т.к. покрытие лучами с глубиной обычно деградирует, что должно приводить к большей неоднозначности при восстановлении аномалий на глубине.

Тестирование

В настоящей работе были исследованы четыре метода параметризации модели:

1) параметризация медленностью, $w_{ii} = 1$;
2) параметризация скоростью, $w_{ii} = 1/v_{0i}^2$;
3) чередование параметризации 1 и 2 на итерациях томографии;
4) промежуточная параметризация $w_{ii} = 1/v_{0i}$.

Для первых синтетических тестов мы взяли модель шахматной доски, приведенную на рис. 1а. Модель содержит аномалии ± 10% от линейного градиента скорости V(z)=300м/с+(37м/с)/м. Аномалии различаются по размеру для области у поверхности (2х2,5 м) и на глубине (15х10 м). Геометрия системы наблюдения и значения рельефа типичны для инженерной сейсморазведки: расстояние между источниками составляет 5 м, расстояние между приемниками – 1 м, длина профиля – 175 м.

Моделирование времен пробега проводилось с использованием библиотеки численного решения уравнения эйконала [5], томографическая инверсия (метод LSQR) проводилась на основе подходов к регуляризации из [6]. При использовании метода лучевой томографии важным этапом также является подбор оптимальной начальной модели. Поэтому в наших тестах мы пробовали разные варианты начальной модели: 1 – правильный градиент скорости, 2 – завышенный градиент скорости (от истинного), 3 – заниженный градиент скорости (от истинного), 4 – завышенный градиент скорости с последующей коррекцией, 5 – заниженный градиент скорости с дальнейшей коррекцией. Для

упомянутой коррекции вначале выполняется томография для первого варианта начальной скоростной модели. Потом для каждой глубины определяется средняя аномалия скорости и добавляется в первому варианту для корректировки. Скорректированная начальная скоростная модель используется для дальнейших сейсмической томографии и сравнительного анализа.

Различия в применении разных методов параметризации показаны на рис. 1b, c. Для количественной оценки качества томографической инверсии мы рассчитывали среднеквадратичную невязку между истинной и восстановленной моделями в двух окнах: окно у поверхности (рамка жирной линией на рис. 1a захватывает глубины от –10 до 0 м), окно для «всей» модели (рамка тонкой линией на рис. 1a захватывает глубины от –10 до 30 м). Количественные оценки качества томографии показаны на рис. 2a для окна у поверхности и рис. 2b для «всей» модели. По графикам на рис. 2a, b видно, что при построении начальной скоростной модели лучше стремиться немного завысить градиент скорости, т.к. использование заниженного градиента значительно ухудшает результат даже при применении коррекции. Оптимальной оказывается использование параметризации «$w_{ii} = 1/v_{0i}$», которое обеспечивает наименьшую невязку в обоих окнах.

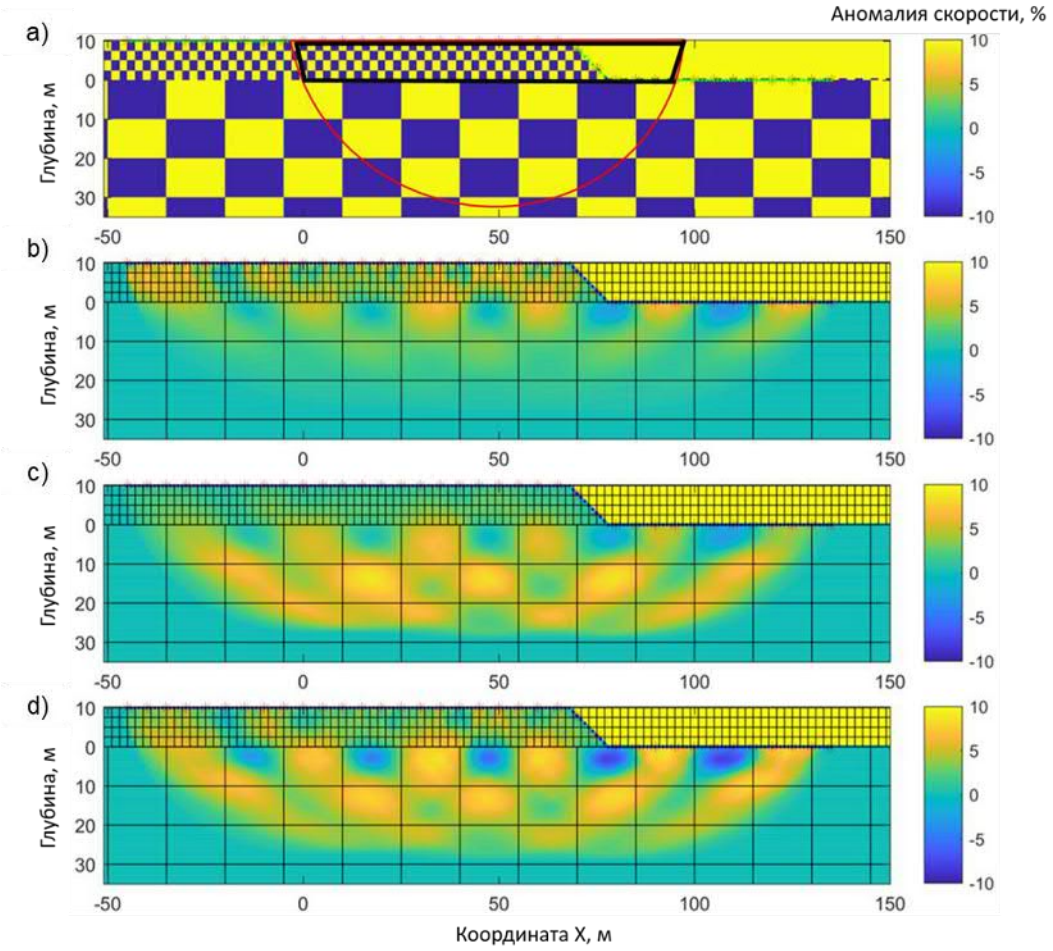


Рис. 1. Аномалии скоростей относительно линейного градиента скорости: a) аномалии в истинной модели, черным цветом показана приповерхностная область расчета невязок модели, красным цветом – область расчета невязок модели на всю глубину, b) результат первой итерации томографии в параметризации скоростью, c) в параметризации медленностью, d) чередование параметризаций, приемники a показаны зелеными точками, источники – красными

Fig. 1. Linear velocity gradient anomalies: a) true velocity model, b) velocity parameterization first iteration tomography, c) slowness parameterization, d) alternation parameterization, receivers as shown by the green dots, sources by red stars

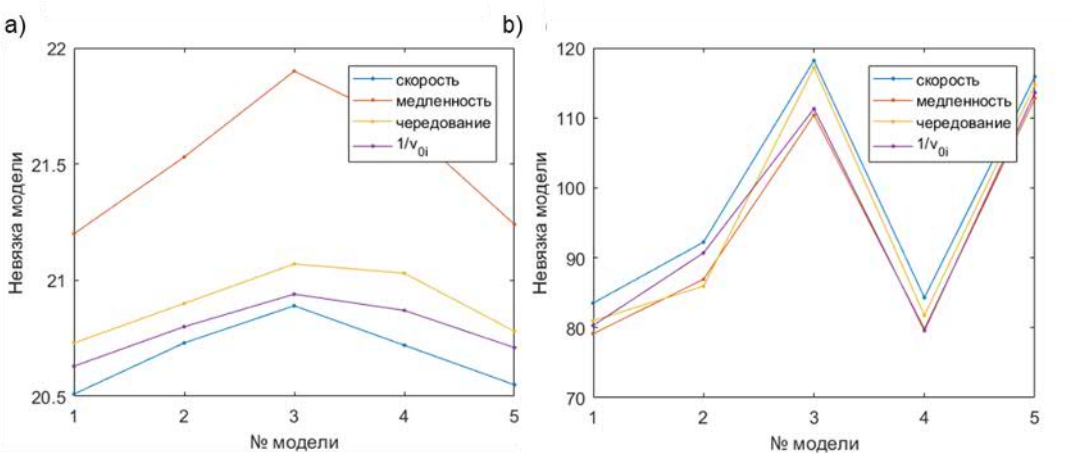


Рис. 2. Графики невязок скорости в полученной модели в зависимости от типа начальной скоростной модели: a) в приповерхностной области, b) на всю глубину

Fig. 2. The residuals between the constructed and the true models: a) near–surface area, b) at all depth

Для второго синтетического теста была взята слоистая скоростная модель, показанная на рис. 3, приближенная к модели верхней части разреза в Западной Сибири (красным цветом – слой многолетнемерзлых пород). Система наблюдений типична для сейсморазведочных работ методом МОВ–ОГТ: расстояние между приемниками и источниками – 50 м, максимальное удаление источник–приемник составляет 2000 м, длина профиля – 13,2 км. Модель включает в себя 4 слоя: 1) неоднородный низкоскоростной слой с диапазоном скоростей 600–800 м/с, 2) однородный слой со скоростью 900 м/с, 3) однородный слой со скоростью 1200 м/с, 4) слой многолетнемерзлых пород со скоростью 2400 м/с.

Невязки модели так же рассматривается в двух областях: 1) первый гетерогенный низкоскоростной слой, 2) вся скоростная модель. Мы рассчитали 5 итераций томографии для каждой параметризации. Невязки скоростной модели для первого слоя составили 126, 126.3, 126.1, 125.6, соответственно нумерации параметризаций. Для всей модели – 229, 225, 224, 222. На рис. 4 показан результат инверсии для параметризации «$w_{ii} = 1/v_{0i}$». Параметризация

медленностью и «$w_{ii} = 1/v_{0i}$» дает аналогичные результаты для всей модели, но параметризация «$w_{ii} = 1/v_{0i}$» обеспечивает лучшую сходимость в первом слое.

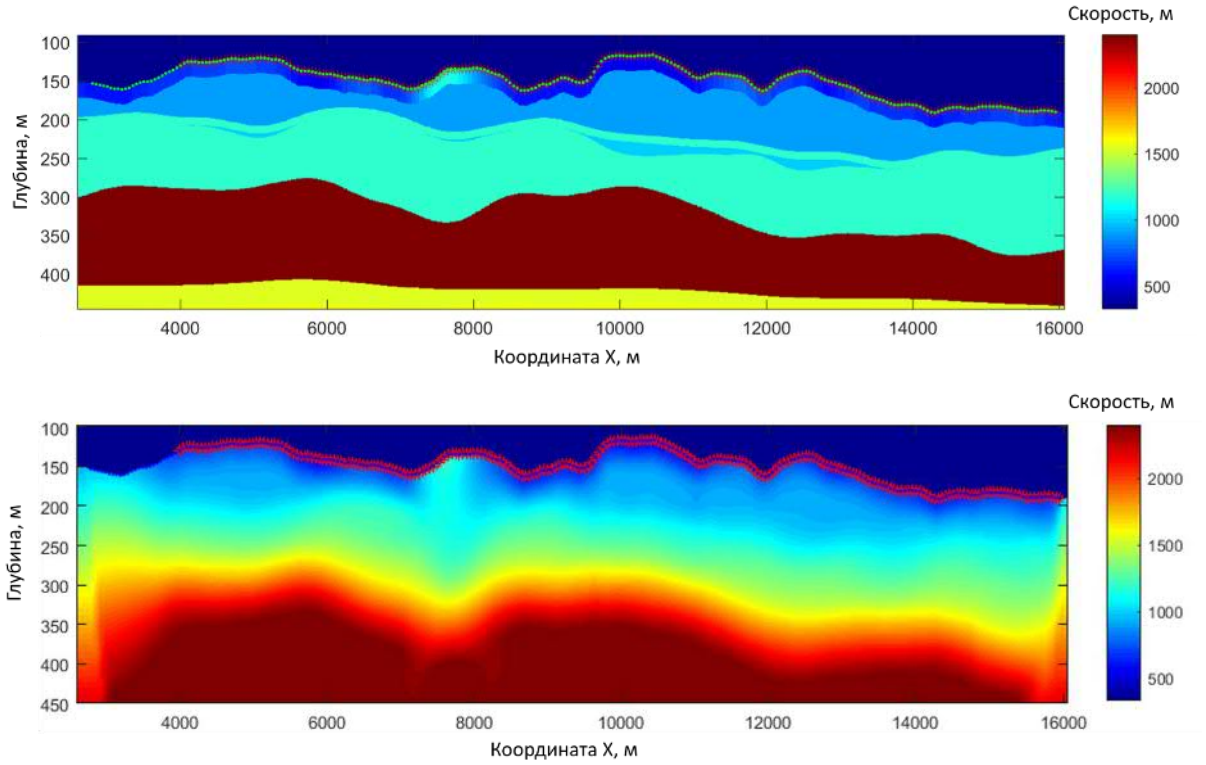


Рис. 3. Сверху – истинная скоростная модель, снизу – результат томографической инверсии в параметризации $w_{ii} = 1/v_{0i}$

Fig. 3. From above – true velocity models, from below – result of tomography inversion with parameterization$w_{ii} = 1/v_{0i}$

Выводы

В статье были рассмотрено влияние разных параметризаций вектора модельных параметров на точность томографической инверсии. Для сравнения предлагаемой параметризации мы использовали две синтетические скоростные модели: модель шахматной доски с изменяющимся размером аномалий и слоистая скоростная модель верхней части разреза, типичной для Западной Сибири. На основе тестов были сделаны два основных вывода. Во–первых, при построении начальной скоростной модели лучше немного завысить градиент нарастания скорости с глубиной, т.к. использование заниженного градиента приводит к плохим результатам томографии. Во–вторых, стандартные

параметризации модели (скорость и медленность) приводят к разной чувствительности томографической инверсии, т.е. лучше восстанавливаются аномалии на разных глубинах (у поверхности и на глубине, соответственно). Предложена новая «промежуточная» параметризация ($w_{ii} = 1/v_{0i}$), которая обеспечивающую хорошую точность результатов на всех глубинах.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19–35–90114.

REFERENCES

1. Nolet G. Seismic wave propagation and seismic tomography // Seismic tomography. – 1987. – P. 1–23.
2. Palmer D. Is accuracy more important than precision in near-surface refraction seismology? // Near Surface Geophysics. – 2015. – Т. 13. – №. 1. – С. 1–18.
3. Zelt C. A. et al. Assessment of crustal velocity models using seismic refraction and reflection tomography // Geophysical Journal International. – 2003. – Т. 153. – №. 3. – С. 609–626.
4. Comparison of slowness vs. velocity perturbations in Bayesian seismic inversion /Bernd Trabi. — Leoben: Leoben University, 2018. — 75p.
5. Nikitin A. A., Serdyukov A. S., Duchkov A. A. Cache–efficient parallel eikonal solver for multicore CPUs // Computational Geosciences. – 2018. – Т. 22. – №. 3. – P. 775–787.
6. Koulakov I., Stupina T., Kopp H. Creating realistic models based on combined forward modeling and tomographic inversion of seismic profiling data // Geophysics. – 2010. – Т. 75. – №. 3. – P. B115–B136.

© Г.С. Чернышов, А.А. Дучков, А.А. Никитин, И.Ю. Кулаков, 2020

УДК 539.3+532.546+550.832.7 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-078

ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ КОЛЛЕКТОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЛЯЦИОННОЙ БАЗЫ МНОГОФИЗИЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ

Никита Михайлович Черняк
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, лаборант
Новосибирский государственный университет, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел.: +7(903)934–11–72, e–mail: chernik.nsk.ru@mail.ru

Андрей Юрьевич Соболев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник
Новосибирский государственный технический университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доцент, тел.: +7(913)907–88–78, e–mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Галина Владимировна Нестерова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(913)892–87–51, e–mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Игорь Николаевич Ельцов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, профессор, директор
Новосибирский государственный технический университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, зав. кафедрой геофизических систем, тел.: +7(383)333–29–00, e–mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

Создана подсистема поиска цифровой многофизичной модели прискважинной зоны пластов–коллекторов, наиболее близко отвечающей известным о пласте данным, включая каротажные измерения, а также автоматизированного дорасчета таких моделей в реляционной системе хранения, поиска, расчетов сигналов электрокаротажа и визуализации АТЛАС МФМ, разрабатываемой в ИНГГ СО РАН.

Ключевые слова: многофизичные цифровые модели, фильтрация, электропроводность, упругие и прочностные параметры, интерпретация, каротаж, зона проникновения, цифровые двойники

RESERVOIR DIGITAL MODEL CONSTRUCTED ON THE BASE OF BOREHOLE ENVIRONMENT MULTIPHYSICAL MODEL COLLECTION

Nikita M. Chernik
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., laboratory assistant
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova St., student, phone: +7(903)934–11–72, e–mail: chernik.nsk.ru@mail.ru

Andrey Y. Sobolev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, PhD, assistant professor, senior researcher
Novosibirsk state technical university, 630090, Russia, Novosibirsk, 20, K. Marksa pr., assistant professor, phone: +7(913)907–88–78, e–mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Galina V. Nesterova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., Ph.D., senior researcher, phone: +7(913)892–87–51, email: NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

Igor N. Yeltsov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave, Doctor of Science, professor, Director
Novosibirsk state technical university, 630090, Russia, Novosibirsk, 20, K. Marksa pr., assistant professor, department chairman of geophysical systems, phone: +7(383)333–29–00, email: YeltsovIN@ipgg.nsc.ru

A subsystem for the search for a digital multiphysical model of the near–wellbore zone of reservoir layers has been created, which most closely matches the data known about the reservoir, including well logging data, as well as for the automated re–calculation of such models in the relational system for storing, searching, calculating electrical logging signals and visualization ATLAS MFM, developed at INGG SB RAS.

Key words: multiphysical digital models, filtration, electrical conductivity, elastic and strength parameters, interpretation, logging, digital twins

Реляционная база данных АТЛАС МФМ [3, 4; 9–12, 16] представляет собой коллекцию цифровых моделей пластов. Каждый элемент коллекции включает параметрическое описание пласта и процессов воздействия на него (бурения скважины или добычи нефти); изменение со временем пространственных распределений водонасыщенности, минерализации пластовой воды и удельного электрического сопротивления (УЭС); рассчитаны соответствующие каждому из моментов времени синтетические каротажные диаграммы ВИКИЗ и БКЗ, то есть цифровые двойники показаний каротажных приборов, которые наиболее часто используются при геофизических исследованиях скважин в России. Используемый инструментарий численного моделирования – программы имитации двухфазной фильтрации в условиях напряженно–деформированного состояния [5–7, 9], программы расчёта эффективного УЭС гетерогенной породы [2, 8], программы расчёта значений сигналов ВИКИЗ и БКЗ для одномерного

(1D) случая однородного по глубине пласта [1, 14] и трёхмерного случая (3D), когда пласт состоит из пропластков с разными свойствами и азимутальной анизотропией [13, 15].

Таким образом, создана основа для оригинального подхода к решению обратной задачи геофизических исследований в скважинах. Выбор модели пласта, наиболее близко отвечающей известным о пласте данным, осуществляется заданием значений (или их возможного диапазона) известных параметров и имеющихся в распоряжении интерпретатора каротажных кривых ВИКИЗ и БКЗ (рис. 1).

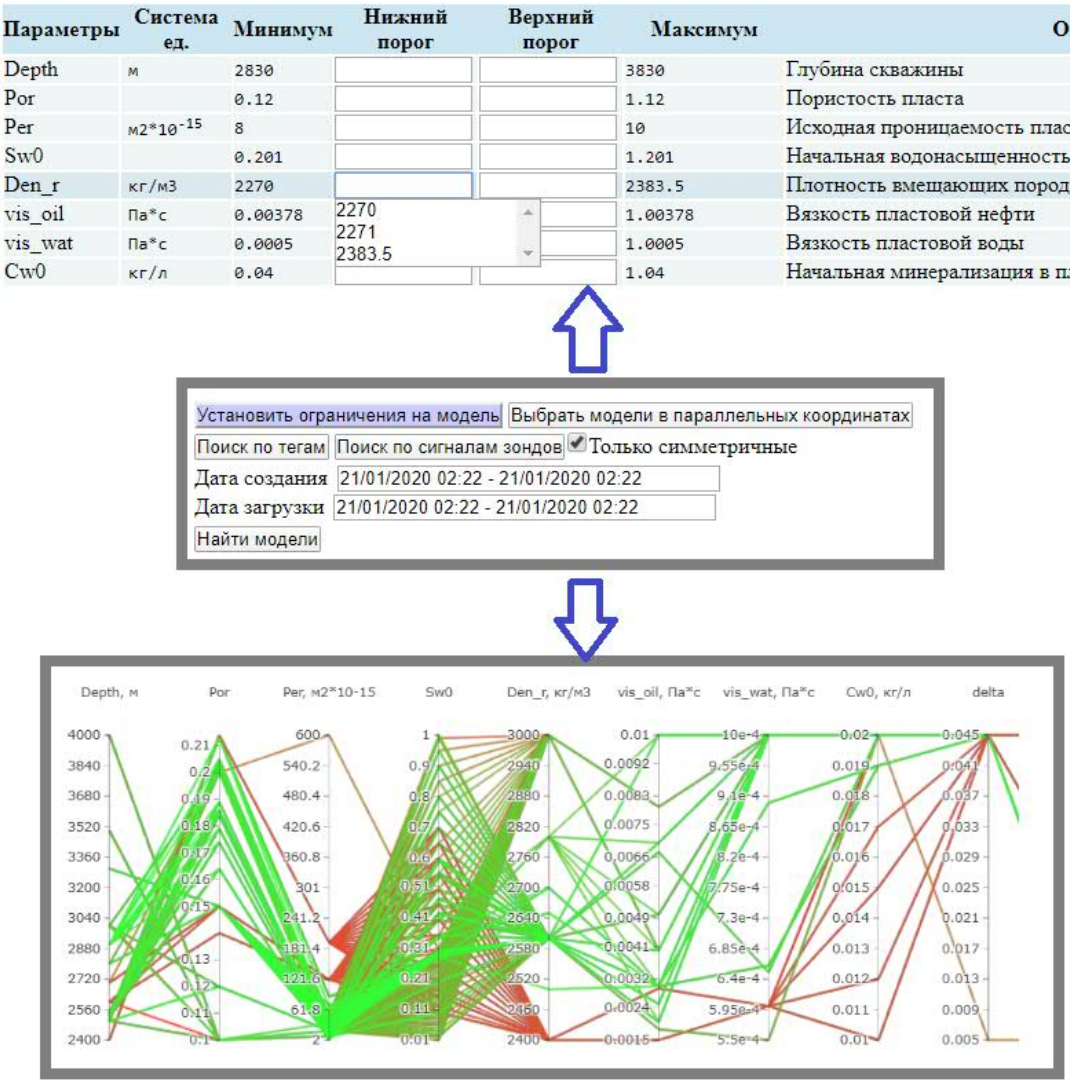


Рис. 1. Выбор из АТЛАСА МФМ подмножества моделей пластов, наиболее соответствующих имеющейся практической информации

Fig. 1. Selection of the reservoir model the most relevant practical information available

На рис. 1 изображены элементы интерфейса для выборки подмножества моделей по известным данным о пласте. Возможно задание диапазона значений по каждому параметру как в числовом виде, так и в графическом в параллельных координатах. Также доступен поиск по метаинформации: дате загрузки, выставленным тегам.

В результате целенаправленного поиска выдаётся последовательность идентификационных номеров (id) моделей из АТЛАСА МФМ в порядке возрастания целевой функции расхождения соответствующих им синтетических диаграмм и заданной практической диаграммы $F = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(fr_i - ft_i)^2}{fr_i^2 \cdot N \cdot \varepsilon^2}}$, где fr_i – показания i–го зонда, ft_i – рассчитанный сигнал i–го зонда, N – количество измерений, ε – погрешность измерения. По этому идентификационному номеру id осуществляется переход к выбранной модели. Можно отобрать модели по значению целевой функции, выбранное множество отобразить в параллельных координатах, визуализируя таким образом «облако» параметров моделей, сигналы каротажа для которых близки к измеренным данным в смысле целевой функции. Если в АТЛАСе МФМ не найдена модель, отвечающая заданным критериям, то имеющиеся в системе средства позволяют рассчитать эту модель, таким образом АТЛАС МФМ постоянно пополняется.

На рис. 2 представлен основной цикл работы с системой. Пользователь для конкретного пласта с рассчитанными распределениями водонасыщенности и минерализации может по выбранной формуле рассчитать распределение УЭС. По нему в дальнейшем рассчитываются синтетические диаграммы каротажа. В случае отсутствия рассчитанных УЭС система предложит рассчитать недостающие распределения, таким образом снимая необходимость вручную запускать расчет УЭС для каждой модели из некоторого подмножества.

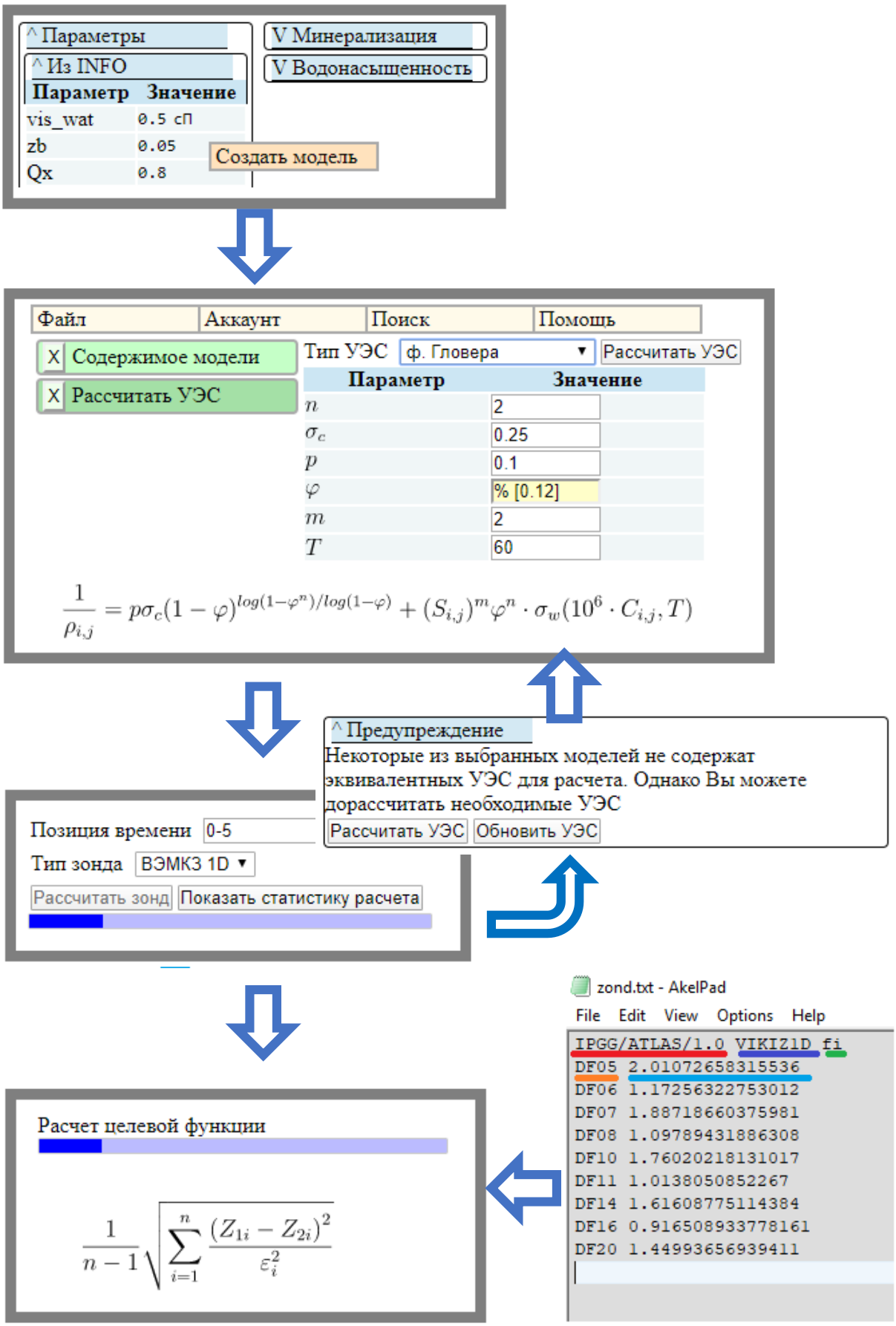


Рис. 2. Основной цикл работы с системой АТЛАС
Fig. 2. Main cycle of the ATLAS system work

Если пласт неоднороден по глубине и разбивается на горизонтальные пропластки с разными свойствами, то каждый из пропластков представляет собой один из элементов АТЛАСа МФМ. Полная модель пласта собирается по глубине из элементов АТЛАСа с указанием мощности каждого пропластка. Для такого многопластового резервуара могут быть рассчитаны 3D диаграммы ВИКИЗ и БКЗ. По расхождению практических и синтетических 3D диаграмм выявляются пропластки, для которых следует уточнить параметры их мультифизичных моделей. Пока эта процедура выполняется в ручном режиме.

Использование АТЛАСА при анализе и интерпретации практических данных позволяет автоматизировать этапы построения модели пласта и подготовить возможные варианты для их анализа и выбора экспертом–геофизиком оптимальной модели.

Таким образом, создан инструментарий для автоматизации построения мультифизичной модели пласта, использующий всю имеющуюся о пласте априорную и расчётную информацию. Он может быть использован для оценки параметров нефтяных коллекторов для сложных условий залегания, с аномальными физико–химическими свойствами нефтей и сложными коллекторскими свойствами.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0015 «Реалистичные теоретические модели и программно–методическое обеспечение геоэлектрики гетерогенных геологических сред»

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Борисов Г.А., Могилатов В.С. Электромагнитное возбуждение цилиндрически–слоистой среды различными источниками // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2002. – Т. 5. – №. 3. – С. 53–66.

2. Глинских В.Н., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 1001–1010.

3. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 978–990.

4. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю. ATLAS_GEHM: Свидетельство о государственной регистрации базы данных // Свид–во о прог. 2018620241; RU; № 2017621566/69, заявл. 26.12.2017, опубл. 09.02.2018.

5. Назарова Л.А., Назаров Л.А., Эпов М.И., Ельцов И.Н. Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин // Физико–технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2013. – № 5. – С. 37–49.

6. Назарова Л.А., Назаров Л.А. Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато–пористого породного массива в окрестности добычной скважины // Физико–технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 3. – С. 11–19.

7. Назаров Л.А., Назарова Л.А., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В. GEHM2D: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // Свид–во о прогр. 2018613634; RU; № 2017663592, заявл. 26.12.2017, опубл. 21.03.2018.

8. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) // Каротажник. – 2008. – № 10. – С. 81–101.

9. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо–деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель». – 2014. – С. 327–344.

10. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю., Суродина И.В. Атлас синтетических многофизичных моделей коллекторов Западной Сибири [Электронный ресурс] // Геомодель 2017: 19–я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (Геленджик, 11–14 сентября 2017 г.): Тезисы докладов. – Геленджик, 2017. – С. 43799 (4 с.).

11. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю., Суродина И.В. Многофизичные модели коллекторов: построение базы данных АТЛАС МФМ [Электронный ресурс] // Геомодель–2019: 21–я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 9–13 сентября 2019 г.): Тезисы докладов. – Геленджик, 2019. – С. 1–5

12. Соболев А.Ю., Нестерова Г.В., Черняк Н.М., Ельцов И.Н. Организация коллекции цифровых двойников нефтегазонасыщенных коллекторов АТЛАС МФМ // Распределенные информационно–вычислительные ресурсы. Цифровые двойники и большие данные (DICR–2019): Труды XVII междунар. конф. (г. Новосибирск, 3–6 декабря 2019 г.). – Новосибирск: ИВТ СО РАН, 2019. – С. 17–21.

13. Суродина, И.В, Нестерова, Г.В. Моделирование показаний зондов ВИКИЗ и БКЗ на графических процессорах // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. – Сборник статей EAGE. – 2015. – С. 85–94.

14. Табаровский Л.А., Эпов М.И., Никитенко М.Н. Решение обратной задачи ВИКИЗ для цилиндрически–слоистой среды. – Деп. ВИНИТИ 30.01.89. – No 1164–В89. – 17 с.

15. Surodina I. The GPU Solvers for High–Frequency Induction Logging // Numerical Analysis and Its Applications, NAA 2016, Lecture Notes in Computer Science. – V. 10187. – P. 640–647. – URL: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978–3–319–57099–0.pdf

16. Yeltsov I., Nesterova G., Sobolev A. Collection of the Multiphysical Formation Models [Электронный ресурс] // 15th Biennial Conference and Exhibition SAGA 2017: Expanding Frontiers (South Africa, Cape Town, 10–13 September 2017). – Cape Town, 2017. – P. 029–029.

REFERENCES

1. Borisov G. A., Mogilatov V. S. Jelektromagnitnoe vozbuzhdenie cilindricheski–sloistoj sredy razlichnymi istochnikami // Sibirskij zhurnal industrial'noj matematiki. – 2002. – T. 5. – №.

3. – S. 53–66.

2. Glinskikh V.N., Nesterova G.V. and Epov, M.I. Forward modeling and inversion of induction logs from shaly sand reservoirs using petrophysical conductivity models // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – 55 (5–6). – 793–799.

3. Yeltsov, I.N., Nesterova, G.V., Sobolev, A.Y., Epov, M.I., Nazarova, L.A., Nazarov, L.A. Geomechanics and fluid flow effects on electric well logs: multiphysics modeling // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. **55** (5–6). – P. 775–783.

4. Yeltsov I.N., Nazarov L.A., Nazarova L.A., Nesterova G.V., Sobolev A.Y. ATLAS GEHM. Certificate of state registration of data base // Right holder: Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS. Certificate № 2018620241, pend. 26.12.2017, publ. 9.02.2018.

5. Nazarova L.A., Nazarov L.A., Epov M.I., El'Tsov I.N. Evolution of geomechanical and electro–hydrodynamic fields in deep well drilling in rocks // Journal of Mining Science. – 2013. – № 5. – P. 704–714.

6. Nazarova L.A., Nazarov L.A. Evolution of stresses and permeability of fractured–and–porous rock mass around a production well // Journal of Mining Science. – 2016. – V. 52. № 3. – P. 424–431.

7. Nazarov L.A., Nazarova L.A., Nesterova G.V., Yeltsov I.N. GEHM2D. Certificate of state registration of computer program // Right holder: Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS. Certificate № 2018613634. – pend. 26.12.2017. – publ. 21.03.2018.

8. Nesterova G.V. Matematicheskie modeli jelektroprovodnosti dvuhkomponentnyh sred i formula Archi (po materialam publikacij) // Karotazhnik. – 2008. – № 10. – S. 81–101.

9. Nesterova, G.V., Yeltsov, I.N., Kindyuk, V.A., Nazarov, L.A., Nazarova, L.A. Simulation of hydrodynamic processes in the borehole environment under stress–strain state and geophysical applications. EAGE collection of articles “Petrophysics of complicated reservoirs: Problems and Perspectives 2014”. – 2014. – P. 327–344.

10. Nesterova G.V., Yeltsov I.N., Sobolev A.Y. Surodina I.V. Atlas of the multiphysical models of Western Siberia // Geomodel 2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, (Gelenjik, 11–14 September 2017).

11. Nesterova G.V., Yeltsov I.N., Sobolev A.Y. Surodina I.V. Reservoir multiphysical models: data base ATLAS MPhM organization// Geomodel 2019 – 21th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, (Gelenjik, 9–13 September 2019).

12. Sobolev, A.Yu., Nesterova, G.V., Chernyak, N.M., Yeltsov, I.N. Software architecture of the ATLAS of digital oil–gas formations // 2019 CEUR Workshop Proceedings. –2569. – P. 35–38.

13. Surodina I.V., Nesterova G.V. VIKIZ and BKZ log simulation using Graphics Processing Units // EAGE collection of articles “Petrophysics of complicated reservoirs: Problems and Perspectives 2015”. – 2015. – P. 85–94.

14. Tabarovskij L.A., Jepov M.I., Nikitenko M.N. Reshenie obratnoj zadachi VIKIZ dlja cilindricheski–sloistoj sredy. − Dep. VINITI 30.01.89. − No 1164–V89. − 17 s.

15. Surodina I. The GPU Solvers for High–Frequency Induction Logging // Numerical Analysis and Its Applications, NAA 2016, Lecture Notes in Computer Science. – V. 10187. – P. 640–647. – URL: https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978–3–319–57099–0.pdf

16. Yeltsov I., Nesterova G., Sobolev A. Collection of the Multiphysical Formation Models // 15th Biennial Conference and Exhibition SAGA 2017: Expanding Frontiers (South Africa, Cape Town, 10–13 September 2017) Cape Town. – 2017. – P. 029–029.

© Н.М. Черняк, А.Ю. Соболев, Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов, 2020

УДК 550.837+551.247.1+551.435.164 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-079

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АНИЗОТРОПИИ РАЗРЕЗА НА ПОЛИГОНЕ КЛЮЧИ

Александр Евгеньевич Шалагинов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный сотрудник
Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр–т К. Маркса, 20, доцент, тел.: +7(383)330–49–54, e–mail: ShalaginovAE@ipgg.sbras.ru

Нина Николаевна Неведрова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент, тел.: +7(383)333–16–39, e–mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Айдиса Михайловна Санчаа
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел.: +7(383)330–49–54, e–mail: SanchaaAM@ipgg.sbras.ru

Илья Олегович Шапаренко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел.: +7(383)330–49–54, e–mail: ShaparenkoIO@ipgg.sbras.ru

В статье представлены результаты измерений методом электротомография в районе полигона Ключи. С учетом априорных скважинных данных определены параметры геоэлектрической модели и анизотропные характеристики опорного геоэлектрического горизонта, представленного глинистыми сланцами. Параметр анизотропии можно использовать в приоритетных задачах природопользования для поисков и разработки полезных ископаемых, в экологических проблемах, для предотвращения опасных природных и техногенных явлений.

Ключевые слова: геоэлектрическое строение, электротомография, электрическая анизотропия

APPLICATION OF ERT METHOD FOR IDENTIFICATION OF ELECTRIC ANISOTROPY IN THE KLUCHI FIELD AREA

Aleksandr E. Shalaginov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., Ph. D., senior researcher
Novosibirsk State Technical University, 630073, Russia, Novosibirsk, 20, K. Marksa Prospect, associate professor, phone: +7(383)333–49–54, e–mail: ShalaginovAE@ipgg.sbras.ru

Nina N. Nevedrova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., Doctor of science, associate professor, leading researcher
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 1, Pirogova str., associate professor, phone: +7(383)333–16–39, e–mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Aidisa M. Sanchaa
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave, Ph. D., leading researcher, phone: +7(383)330–49–54,
e–mail: SanchaaAM@ipgg.sbras.ru

Ilya O. Shaparenko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., junior researcher, phone: +7(383)330–49–54, e–mail: ShaparenkoIO@ipgg.sbras.ru

The article presents the results of the measurements by electrical tomography methods in the area of the Kluchi polygon. Taking into account a priori well data, the parameters of the geoelectric model and the anisotropic characteristics of the reference geoelectric horizon, represented by shale, are determined. The anisotropy parameter can be used in priority tasks of nature management for the exploration and development of minerals, in environmental problems, to prevent dangerous natural and man–made phenomena.

Key words: geoelectric structure, vertical electric sounding, ERT, electrical anisotropy

В 2019 г. были продолжены исследования электрической анизотропии горных пород методами постоянного тока в Новосибирской области. Предыдущие работы 2018 г. в районе пос. Быстровка показали высокую эффективность применяемых методов геоэлектрики для выявления электрической анизотропии разреза [1]. Полигон Ключи расположен в Новосибирской области недалеко от пос. Каменушка. На территории полигона присутствуют выходы коренных пород на дневную поверхность, представленные глинистыми сланцами. Вблизи полигона Ключи были выполнены измерения методом электротомография (ЭТ) по методике круговых наблюдений (рис. 1).



Рис. 1. Участок исследования и схема измерений
Fig. 1. Study area and observation scheme

В геологическом разрезе выделяются три основных комплекса: складчатый фундамент палеозойского возраста, перекрывающие его осадочные образования верхнепалеогенового, неоген–четвертичного возраста и современные осадочные породы. Фундамент представлен глинистыми сланцами юргинской свиты девонского возраста, часто трещиноватыми. На них залегает глинистая кора выветривания. Выше местами выделяются нерасчлененные неоген–четвертичные отложения (кочковская Q_1–N_2kc), имеющие глинисто–алевролитовый состав. Комплекс современных осадочных отложений сложен субаэральными лессовидными суглинками, супесями, глинами краснодубровской (Q_{II}krd) свиты верхнеплиоценового–среднечетвертичного возраста, перекрывающихся или фациально замещающихся аллювиальными, озерно–аллювиальными, болотными отложениями поймы и надпойменных террас притоков, делювиальными и эоловыми отложениями Геологический разрез участка исследования отражают данные разведочно–эксплуатационной скважины, пробуренной от него примерно в 1 км (табл. 1).

Таблица 1. Геологический разрез скважины
Table 1. Geological section of well

№ пп	Описание пород	Глубина подошвы слоя, м.	Мощность слоя, м.
1.	Супесь	2,4	2,4
2.	Суглинок	7,0	4,6
3.	Глина	15,0	8,0
4.	Глина с переслаиванием супеси	35,0	20,0
5.	Глина с переслаиванием песков с галечником	46,0	11,0
6.	Сланцы глинистые трещиноватые	77,0	31,0
7.	Сланцы глинистые окварцованне	–	–

В разрезе содержатся семь слоев, из которых пять верхних горизонтов до глубины в 46 м представлены осадочными низкоомными породами (суглинок, глины, супеси, пески). Шестой слой слагают глинистые трещиноватые сланцы, а в подстилающем седьмом горизонте содержатся более консолидированные окварцованные глинистые сланцы.

Измерения методом ЭТ с использованием аппаратуры «Скала–48» были выполнены по двум профилям с азимутами простирания 0^0 (пр. 2) и 130^0 (пр. 1) с центром в одной точке, а для профиля 3 с азимутом 70^0 центр установки немного смещен из–за особенностей местности. Для измерений была выбрана установка «Шлюмберже» с расстоянием между электродами 5 м и максимальным разносом АВ = 235 м. Интерпретация полученных данных выполнялась с помощью программного комплекса ZONDRes2D [3]. По полевым данным электротомографии построены контурные диаграммы распределения кажущегося удельного электрического сопротивления – ρ_k (рис. 1). Принцип построения контурных диаграмм состоял в том, что все измеренные значения ρ_k были снесены на выбранную координатную сетку, где координаты X и Y

привязаны к размерам разноса AB/2 электротомографии (для центральной кривой) [4].

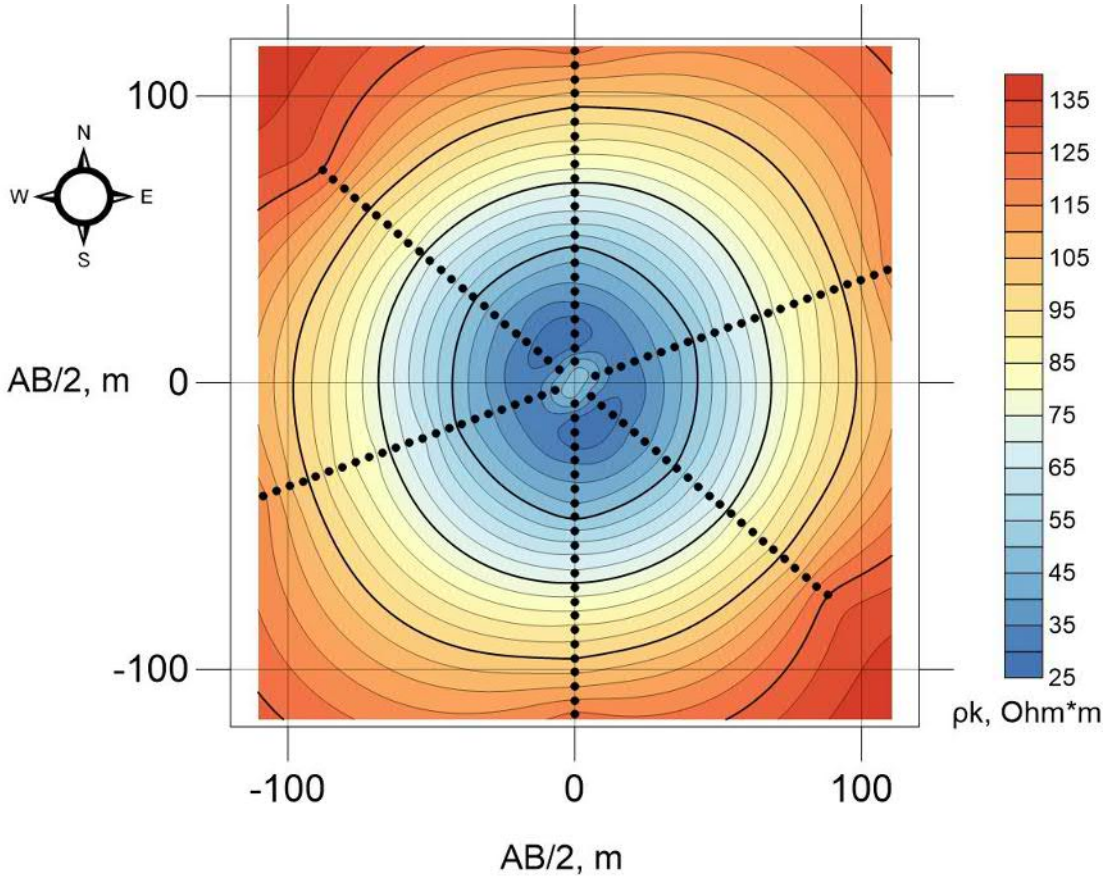


Рис. 2. Контурная диаграмма по данным круговых наблюдений методом ЭТ
Fig. 2. Contour chart according to circular observations by ERT

Для однородного изотропного полупространства форма изолиний ρ_k соответствует окружности. Для реальной геологической среды эта форма может нарушаться и превращается в эллипс из–за присутствия электрической анизотропии в массиве горных пород. Диаграмма, представленная на рис. 2, свидетельствует о наличии анизотропии среды на больших разносах AB/2 в районе полигона Ключи.

По полученным данным ЭТ для центральной точки построены полевые кривые кажущегося сопротивления в интервале разносов AB/2 от 7,5м до 117,5м (рис. 3). Все кривые одного типа с хорошо выраженным минимумом и восходящей ветвью под углом 45^0, соответствующей высокоомному основанию. Видно, что кривые по разным азимутам различаются по сопротивлению

практически на всех разносах. Руководствуясь данными по скважине, можно считать, что на меньших разносах это связано с неоднородностью вещественного состава горных пород, а для восходящей ветви (AB/2 > 70 м), характеризующей трещиноватые сланцы, скорей всего, наличием анизотропии.

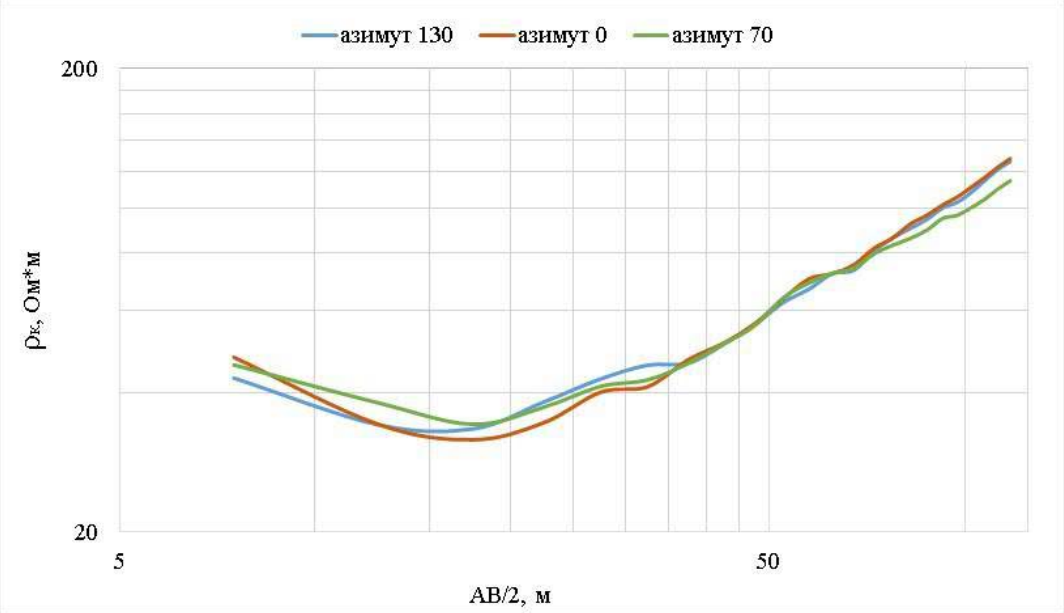


Рис 3. Полевые кривые ЭТ (азимут 0°, 70°, 130°)
Fig. 3. Field curves of ERT (azimuth 0°, 70°, 130°)

В результате инверсии полевых данных получены четырехслойные геоэлектрические модели участка исследования. В табл. 2 приведены параметры геоэлектрических моделей по разным азимутам и коэффициенты анизотропии (λ). Геоэлектрические модели несколько отличаются от геологической модели скважины, так как участок исследования расположен в пределах Колывань–Томской складчатой зоны и разрез быстро меняется, что видно по выходам основания на поверхность. Часть слоев объединяется по значениям УЭС. Первые три слоя модели представлены осадочными образования (глины, пески), четвертый слой – опорный горизонт, сложенный трещиноватыми сланцами. Коэффициенты электрической анизотропии по данным ЭТ были рассчитаны для каждого слоя в отдельности.

Таблица 2. Геоэлектрические модели и коэффициенты анизотропии по данным ЭТ

Table 2. Geoelectric models and anisotropy coefficients according to ERT data

азимут		0°	70°	130°	Λ	Λ	Λ
№	h, м	ρ, Ом.м	ρ, Ом.м	ρ, Ом.м	(0/70)	(70/130)	(0/130)
1	4,2	64	62	62	1,0	1,0	1,0
2	3,6	14	18	15	1,13	1,09	1,03
3	20,0	41	38	42	1,03	1,05	1,0
4		610	400	610	1,24	1,24	1,0

Из анализа данных табл. 2 видно, что максимальные значения коэффициента анизотропии получены для четвертого слоя разреза, представленного трещиноватыми глинистыми сланцами.

Выводы

По результатам выполненного исследования определено геоэлектрическое строение и анизотропные характеристики геологического разреза в районе полигона Ключи. Выявлено, что максимальные значения коэффициента электрической анизотропии наблюдаются в направлении северо–восток – юго–запад (азимут 70^0).

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0015.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шалагинов А.Е., Неведрова Н.Н., Санчаа А.М., Шапаренко И.О., Пономарев П.В. Электрическая анизотропия по данным методов постоянного тока в районе Быстровского полигона (берег водохранилища в Новосибирской области) // Интерэкспо ГЕО–Сибирь: XV Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 24–26 апреля 2019 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 9 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – Т. 2. – № 2. – С. 158–164.

2. Геология СССР. Западная Сибирь. Том XIV. – М.: Недра, 1967. – 664 с.

3. Каминский А. Е. Пакет программ ZOND [Электронный ресурс]. – URL: http://zond–geo.ru (дата обращения: 15.06. 2018)

4. Дашевский Ю.А, Куликов В.А., Неведрова Н.Н., Моисеев Б.Е., Подбережный М.Ю., Сагайдачная О.М., Дунаева К.А. Сейсмическая и электрическая анизотропия как индикатор напряженного состояния трещиноватого массива горных пород // Физико–технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2006. – № 4. – С. 31–46.

REFERENCES

1. Shalaginov A.E., Nevedrova N.N., Sanchaa A.M., SHaparenko I.O., Ponomarev P.V. Elektricheskaya anizotropiya po dannym metodov postoyannogo toka v rajone Bystrovskogo poligona (bereg vodohranilishcha v Novosibirskoj oblasti) // Interekspo GEO–Sibir': XV Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 24–26 aprelya 2019 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 9 t. – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. – T. 2. – № 2. – S. 158–164

2. Geologiya SSSR. Zapadnaya Sibir'. Tom XIV. – M.: Nedra, 1967. – 664 s.

3. Kaminskij, A. E. ZOND program package. URL: http://zond–geo.com.

4. Dashevskij Ju.A, Kulikov V.A., Nevedrova N.N., Moiseev B.E., Podberejnii M.Ju., Sagaidachnaya O.M., Dunaeva K.A. Sejsmicheskaja i elektricheskaja anizotropija kak indikator naprjazhennogo sostojanija treshhinovatogo massiva gornyh porod // Fiziko–tehnicheskie problemy razrabotki poleznyh iskopaemyh. – 2006. – № 4. – S. 31–46.

© А.Е. Шалагинов, Н.Н. Неведрова, А.М. Санчаа, И.О. Шапаренко, 2020

УДК 550.37 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-080

РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА РАЗЛОМНЫХ СТРУКТУР МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ РАЙОНАХ

Илья Олегович Шапаренко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, тел.: +7(952) 926–25–83, e–mail: ShaparenkoIO@ipgg.sbras.ru

Нина Николаевна Неведрова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, e–mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

В работе рассмотрены результаты исследования методом электротомографии сложнопостроенных участков Горного Алтая с разными геологическими особенностями. По результатам мониторинга построены геоэлектрические разрезы, определен характер изменения параметров разломных зон.

Ключевые слова: электротомография, мониторинг, разломная структура

RESULTS OF MONITORING DIFFERENT STRUCTURES BY ELECTROTOMOGRAPHY METHOD IN DIFFICULTLY CONSTRUCTED AREAS

Ilya O. Shaparenko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., engineer, phone: +7 (952) 926–25–83, e–mail: ShaparenkoIO@ipgg.sbras.ru

Nina N. Nevedrova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., Doctor of Science, leading Researcher, e–mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

The paper considers the results of a study by the method of electrotomography of complex sections of Gorny Altai with different geological features. Geoelectrical sections were constructed, the nature of the change in the parameters of fault zones was determined based on the monitoring results

Key words: electrical resistivity tomography, geophysical monitoring, fault structure

Опасные геодинамические процессы (землетрясения, оползни и пр.) зачастую связаны с тектоническими движениями по сейсмогенерирующим разломам. Регулярные наблюдения методами геоэлектрики в разломных зонах свидетельствуют, что при активизации деформационных процессов именно в этих зонах наблюдаются наиболее значимые изменения электропроводности

всех горизонтов разреза, включая приповерхностные отложения [4]. Для мониторинга приповерхностной части геологического массива оптимально подходит метод электротомографии (ЭТ), имеющий высокую детальность, развитые технологии измерений и интерпретации. Метод ЭТ успешно используется в мировой практике при исследованиях в сейсмоактивных районах [2]. Все полевые работы ЭТ на участках Горного Алтая выполнены с помощью аппаратуры Скала–48, разработанной в ИНГГ СО РАН [3].

Первый участок расположен в Чуйской впадине в северной части долины р. Чаган вблизи п. Бельтир. Для измерений ЭТ была использована установка Шлюмберже с шагом 10 м между электродами. На рис. 1 представлены результаты инверсии за четыре года наблюдений.

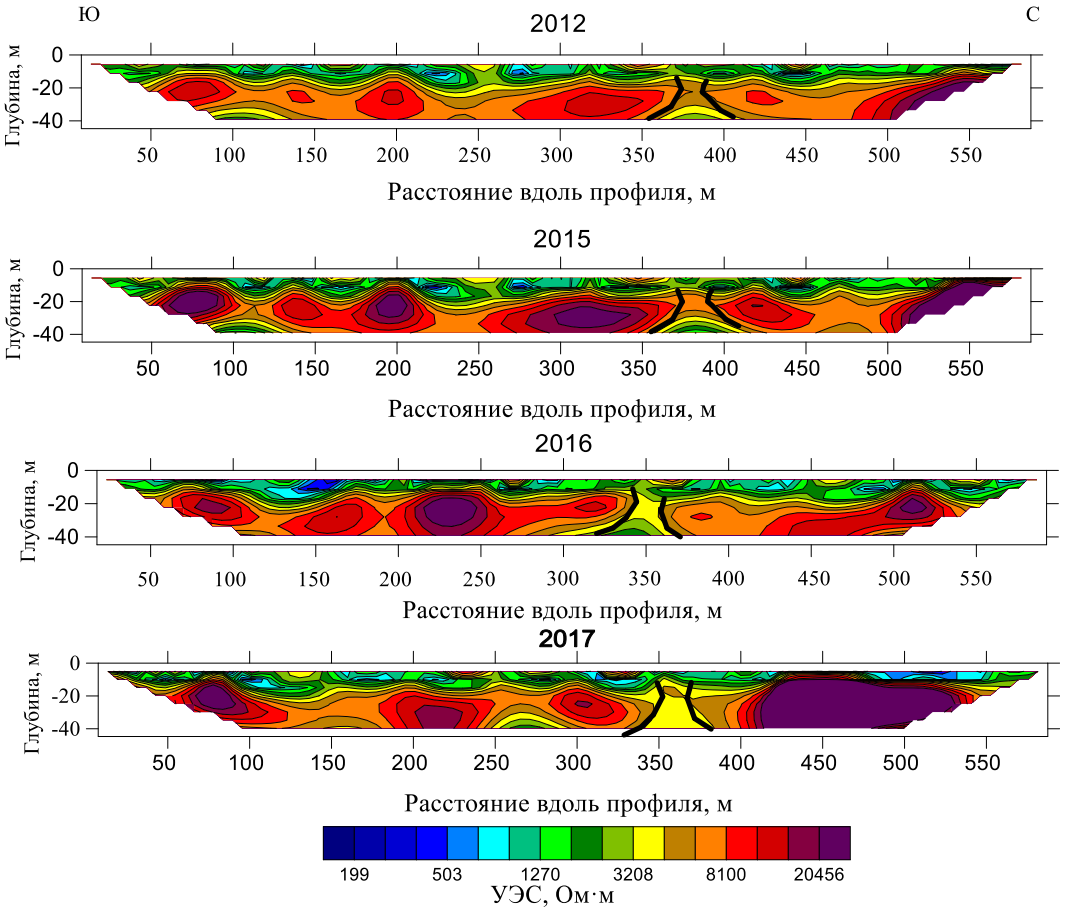


Рис. 1. Геоэлектрические разрезы по данным электротомографии в долине р. Чаган (западная часть Чуйской впадины)

Fig. 1. Geoelectrical sections according to ERT in the valley of the river Chagan (western part of the Chuya Depression)

Инверсия полевых данных ЭТ выполнена с помощью программы Res2DInv [1]. На участке развита островная многолетняя мерзлота, которая наблюдается в имеющихся скважинах, в телах оползней. Разрезы ЭТ характеризуются очень неоднородной верхней частью до глубин примерно в 10 м, где высокоомные участки чередуются с проводящими зонами. Глубже залегает мощный слой с толщинами местами более 20 м с высокими значениями УЭС, отнесенный к многолетней мерзлоте. Разломная зона, ранее выделенная по данным ВЭЗ, из–за присутствия мерзлоты также характеризуется достаточно высокими значениями УЭС, вместе с тем неплохо выделяется значимым понижением УЭС. Если взять за реперную глубину в 30 м, то с течением времени УЭС зоны разлома изменяются практически в 1,5 раза (от 5000–6000 Ом·м в 2012 г. до 3000–4000 Ом·м в 2017 г.). Можно сделать вывод, что метод электротомографии позволяет следить за изменениями геоэлектрических параметров как разломной структуры, так и вмещающей части разреза.

Второй участок Мухор–Тархата расположен практически в центральной части Чуйской впадины. Площадные исследования комплексом методов геоэлектрики показали наличие протяженной разломной зоны в долине реки Мухор вдоль её течения. Разлом прослеживается вплоть до фундамента с помощью нестационарных электромагнитных зондирований, обоснован геологическими данными [4, 5].

Измерения электротомографии также выполнены с использованием установки Шлюмбержн. На рис. 2 приведены результаты двумерной инверсии полевых данных ЭТ на участке Мухор–Тархата через разломную зону за четыре года измерений. Методом ЭТ получены детальные характеристики этой структуры. В центральной части геоэлектрических разрезов зона выделяется пониженными значениями УЭС относительно вмещающей среды. Ежегодные измерения по одному из профилей электротомографии позволяют проследить изменения УЭС до глубин в 40 м, которые хорошо видны в верхней и нижней части разреза.

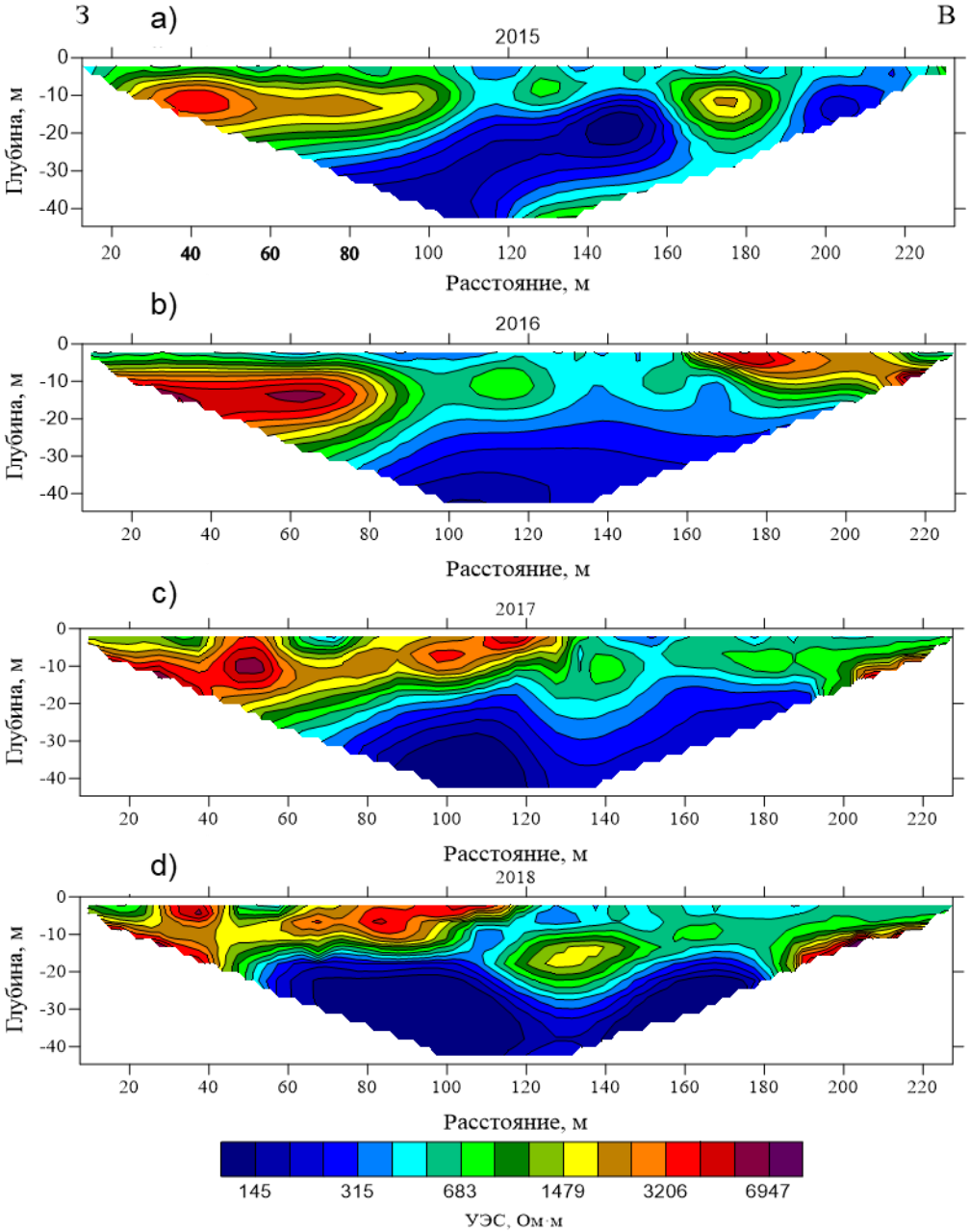


Рис. 2. Геоэлектрические разрезы по данным электротомографии на участке Мухор–Тархата; a – за 2015 год, b – за 2016 год, c – за 2017 год, d – за 2018 год. Двумерная инверсия, программа Res2DInv [2]

Fig. 2. Geoelectric sections according to electrical resistivity tomography in Mukhor–Tarkhata; a – for 2015, b – for 2016, c – for 2017, d – for 2018. Two–dimensional inversion, Res2DInv [2]

В частности, в 2016 году в западной части профиля для высокоомного блока, ограничивающего разломную зону в интервале профиля от 20 до 90 м, изменилась его геометрия, и повысилось УЭС по сравнению с 2015 г. УЭС вмещающих пород в восточной части профиля также повысилось. В

последующие годы наблюдается менее значимое повышение средних значений УЭС для всего разреза. Также можно отметить, что вся верхняя часть разреза до глубин в 20–30 м, как бы перекрывающая зону разлома, становится всё более неоднородной.

Выводы

Определены геоэлектрические характеристики разломных структур на двух разных по геологическому строению участках Горного Алтая. Прослежены изменения УЭС в зонах разломов. Исследование основано на обработке и интерпретации полевых данных электротомографии с использованием численного моделирования на разных этапах работы. Можно отметить, что для каждого конкретного участка имеется характерный диапазон УЭС и ширина соответствующего разломного нарушения, которые могут существенно различаться. Однако, все разломные зоны выделяются значимым понижением УЭС, на которое, скорее всего, влияет сейсмический режим исследуемой территории. Далее планируется сопоставить вариации УЭС разломных зон по данным ЭТ с характеристиками сейсмичности.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0015.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Geotomo Software [Electronic resource] – http://geotomosoft.com/
2. Zhu T., Zhou J., Wang H. Localization and characterization of the Zhangdian–Renhe fault zone in Zibo city, Shandong province, China, using electrical resistivity tomography (ERT) // Journal of Applied Geophysics. – 2017. – №136. – P. 343–352.
3. Балков Е. В., Панин Г. Л., Манштейн Ю. А., Манштейн А. К., Белобородов В. А. Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения // Геофизика. – 2012 – № 6. – С. 54–63.
4. Неведрова Н. Н., Рохина М. Г., Шалагинов А. Е., Санчаа А. М. Анализ многолетних наблюдений методом нестационарного электромагнитного зондирования (на примере сейсмоактивной зоны Горного Алтая) // Горный информационно–аналитический бюллетень. – 2016. – №12. – С. 190–212.
5. Неведрова Н. Н., Шапаренко И. О. Геоэлектрическая модель разломной зоны по данным электротомографии (на примере Чуйской впадины Горного Алтая) // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2017. XIII Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки

месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: сб. материалов в 4 т., Новосибирск, 17–21 апр. 2017 г. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 3. – С. 127–131.

REFERENCES

1. Geotomo Software [Electronic resource] – http://geotomosoft.com/
2. Zhu T., Zhou J., Wang H. Localization and characterization of the Zhangdian–Renhe fault zone in Zibo city, Shandong province, China, using electrical resistivity tomography (ERT) // Journal of Applied Geophysics. – 2017. – №136. – P. 343–352.
3. Balkov E. V., Panin G. L., Manshtejn Ju. A., Manshtejn A. K., Beloborodov V. A. Jelektrotomografija: apparatura, metodika i opyt primenenija // Geofizika. – 2012 – № 6. – C. 54–63.
4. Nevedrova N. N., Rohina M. G., Shalaginov A. E., Sanchaa A. M. Analiz mnogoletnih nabljudenij metodom nestacionarnogo jelektromagnitnogo zondirovanija (na primere sejsmoaktivnoj zony Gornogo Altaja) // Gornyj informacionno–analiticheskij bjulleten'. – 2016. – №12. – S. 190–212.
5. Nevedrova N. N., Shaparenko I. O. Geojelektricheskaja model' razlomnoj zony po dannym jelektrotomografii (na primere Chujskoj vpadiny Gornogo Altaja) // Interjekspo GEO–Sibir'–2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr.: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geojekologija»: sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 17–21 apr. 2017 g. – Novosibirsk: SGUGiT, 2017. – T. 3. – S. 127–131.

© И.О. Шапаренко, Н.Н. Неведрова, 2020

УДК 550.837+551.34 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-081

ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ МЕТОДОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПОДОЗЁРНОГО ТАЛИКА (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ)

Александр Николаевич Шеин
Научный центр изучения Арктики, 629008, Россия, Тюменская область, Ямало–Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Республики, д. 20, кандидат физико–математических наук, ведущий научный сотрудник
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, старший научный сотрудник
Забайкальский государственный университет, 672039, Россия, г. Чита, ул.Александро–Заводская, д.30, доцент, e–mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Оленченко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр–т Ак. Коптюга, 3, кандидат геолого–минералогических наук, ведущий научный сотрудник, заведующий лаборатории, тел.: +7(383) 330–79–08, e–mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Ярослав Константинович Камнев
Научный центр изучения Арктики, 629008, Россия, Тюменская область, Ямало–Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Республики, д. 20, кандидат физико–математических наук, заведующий сектором криосферы, тел.: +7(34992) 4–64–21, e–mail: KamnevYK@gmail.com

В работе представлены результаты численного моделирования данных электротомографии (ЭТ) и зондирований становлением (ЗС) над моделью промерзающего подозёрного талика под хасыреем вблизи стационара «Парисенто» (п–ов Гыдан). Показано, что при инверсии данных ЭТ возникают артефакты, которые интерпретируются как увеличение размеров талика с глубиной. Установлено, что с помощью метода ЗС можно определить нижнюю границу талика и подошву многолетнемёрзлой толщи на глубине 300 м с точностью до 10 м.

Ключевые слова: мерзлота, хасырей, подозёрный талик, численное моделирование, электротомография, зондирование становлением, полуостров Гыдан

POSSIBILITIES OF ELECTROMAGNETIC METHODS IN THE INVESTIGATIONS OF TALIK UNDER LAKE (NUMERICAL MODELING)

Alexandr N. Shein
Arctic Research Center of the Yamal–Nenets Autonomous District, 20 Respubliki st., Salekhard, Yamal–Nenets Autonomous District, Tyumen region, 629008, Russia, PhD, Research Scientist
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, Research Scientist
Transbaikal State University, 30 Aleksandro–Zavodskaya st., Chita, 672039, Russia, associate professor, e–mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Olenchenko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Head of the laboratory, phone: +7(383) 330–79–08, e–mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Yaroslav K. Kamnev
Arctic Research Center of the Yamal–Nenets Autonomous District, 20 Respubliki st., Salekhard, Yamal–Nenets Autonomous District, Tyumen region, 629008, Russia, PhD, Head of sector of cryosphere, phone: +7(34992) 4–64–21, e–mail: KamnevYK@gmail.com

The paper presents the results of numerical modeling of electroresistivity tomography (ERT) and transient electromagnetic (TEM) signals for the model of a freezing talik under khasyrei near the "Parisento" field station (Gydan peninsula). The inversion of ERT data results in artifacts that interpreted as an increase of the talik with depth. It is shown that TEM method is useable to determine the bottom of the talik and the base of the permafrost at a depth of 300 m with an accuracy of 10 m.

Key words: permafrost, khasyrey, talik under lake, numerical modeling, electrical resistivity tomography, transient electromagnetic, Gydan peninsula

Слабоизученные территории арктического региона являются перспективными для промышленного освоения, что определяет необходимость геокриологических исследований на этих территориях. Гыданский полуостров не является исключением, здесь в 80–е годы были организованы несколько стационаров для изучения криолитозоны. Многие из них были заброшены в 90–е годы. В 2015 г. правительством ЯНАО был поднят вопрос о возобновлении экологического мониторинга криолитозоны на стационаре «Парисенто», который находится в Тазовском районе ЯНАО в среднем течении реки Юрибей в районе одноимённого озера. В 2016–2018 гг. Научным центром изучения Арктики ЯНАО были организованы комплексные научные экспедиции на стационар «Парисенто».

Участок стационара «Парисенто» расположен в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП) мощностью 200–300 м и температурой до –8°С. Толщина сезонно–талого слоя колеблется в широких пределах: от 55–65 см на полигональных торфяниках и до 170–180 см на песчаных раздувах, лишенных растительности. Льдистость мёрзлых пород достигает 90%. На территории стационара «Парисенто» преобладающее положение в рельефе занимает поверхность верхнечетвертичной морской

равнины с отметками 10–46 м. В пределах равнины развиты заозёрные (до 40%) территории, к пологоволнистым участкам обычно приурочены хасыреи.

Хасыреи – это заторфованные котловины спущенных термокарстовых озёр с сочетанием травяно–сфагново–кустарничковых болот, мелких озерков и формирующихся бугров пучения [1]. Структура таких образований представляет большой научный интерес и в последнее время появляется всё больше публикаций по результатам их исследований. Хасыреи изучают в связи с эмиссией метана [2], динамикой термокарстовых процессов, как индикаторный признак деградации криолитозоны [3–5]. Кроме того, по одной из версий [6] процесс промерзания подозёрного талика может приводить к образованию крупных бугров пучения, которые в свою очередь являются причиной термокарстовых воронок взрыва. Некоторые работы посвящены изучению строения подозёрных таликов геофизическими методами [7–9].

В 5 км к юго–востоку от стационара «Парисенто» расположен хасырей, где в 80–е годы прошлого столетия проводились электрические зондирования методом ВЭЗ и были оборудованы более десяти термометрических скважин глубиной 12 м. В 2018 г. подозёрный талик изучался методом электротомографии (ЭТ) [10]. Все эти работы подтвердили существование мощной таликовой зоны. Применение современных методов электроразведки [10] позволило уточнить строение подозёрного талика и установить, что глубина промерзания в переделах спущенного озера за период с 1996 г. по 2018 г. составила 17–22 м, а приблизительная скорость промерзания достигает 1 м/год.

Метод электротомографии позволяет изучать структуру, а при многолетних наблюдениях и динамику изменения подозёрных таликов. Тем не менее объёмы проведённых в 2018 году исследований не позволили в полной мере прояснить все вопросы, связанные со строением подозёрного талика. Одним из главных нераскрытых аспектов является глубина его протаивания. Чтобы прояснить некоторые вопросы по строению исследуемого объекта и скорректировать возможное продолжение работ было проведено численное моделирование

данных ЭТ и зондирований становлением поля (ЗС) для модели подозёрного талика, построенного по результатам работ 2018 г.

Для прямого двумерного моделирования и дальнейшей инверсии данных ЭТ использовался пакет программ Res2DMod и Res2DInv (Geotomo Software, Малайзия). На основе результатов ЭТ, полученных в 2018 г., была построена упрощённая двумерная геоэлектрическая модель (рис. 1а) сквозной таликовой зоны со следующими параметрами: сопротивление талых пород составляет 5 Ом·м, которые перекрыты промёрзшими породами мощностью 17 м и сопротивлением 800 Ом·м; сопротивление ММП, над которыми присутствует глинистый слой мощностью 2,5 м, составляет 5 кОм·м.

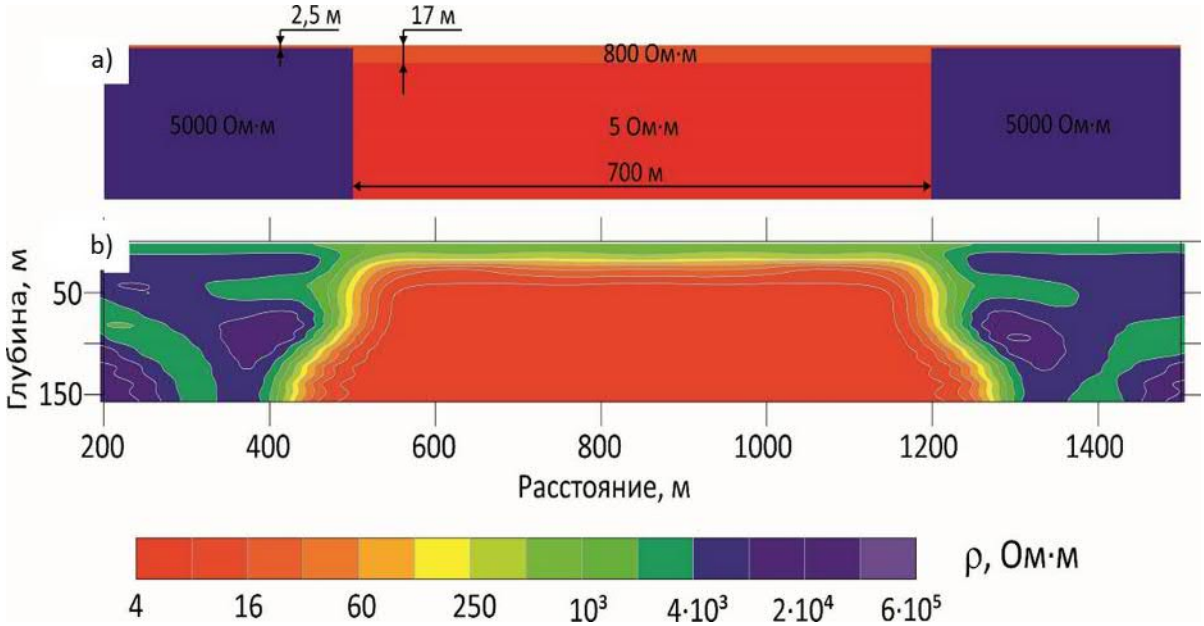


Рис. 1. Двумерная геоэлектрическая модель сквозной таликовой зоны (a) и результат инверсии модельных данных ЭТ над таликовой зоной (b)
Fig 1. 2D geoelectrical model through talik zone (a) and result of inversion of modeling data of ERT above talik zone (b)

Кроме модели сквозного подозерного талика были построены модели таликов разной мощности. Прямое моделирование и последующая инверсия синтетических данных показали, что для такой модели хасырея сохраняются известные свойства стандартных установок [11]: установки Веннера и трёхэлектродная чувствительны к горизонтальным границам, дипольная установка – к вертикальным, а Шлюмберже в достаточной степени определяет

оба типа границ. Однако в сочетании уровня сигнала, глубинности и чувствительности к границам различной направленности наиболее оптимальной считается трёхэлектродная установка.

Моделирование электрического поля проводилось для трёхэлектродной установки с межэлектродным расстоянием 10 м. В результате было установлено, что мощность таликовой зоны для заданных параметров модели определяется с точностью до 10 м. Кроме того был выявлен артефакт, возникающий при инверсии синтетических данных. Хорошо видно, что область низкого УЭС расширяется с глубиной (рис. 1b). Такая же картина наблюдалась при инверсии полевых данных [10] в 2018 г. В связи с этим можно сделать вывод, что обнаруженное расширение «таликовой зоны» с большой вероятностью является ложным эффектом.

Однако ограниченная глубинность исследования методом ЭТ и большая мощность мерзлоты (200–300 м) не позволяют определить мощность протаивания под бывшим озером. Как следствие, для решения данной задачи нужно увеличить глубину зондирования. Этого можно добиться путём увеличения расстояния между электродами и/или количеством электродов, либо использовать метод зондирования становлением поля (ЗС).

Для оценки возможностей метода ЗС при изучении строения подозерного талика было проведено моделирование нестационарных сигналов для одномерных моделей (программа UnvQQ, авторы Антонов Е.Ю., Эпов М.И.) [12], параметры которых выбирались в соответствии с исследованиями 2016 г. и 2018 г. Одна из тестовых моделей соответствовала одномерному разрезу без таликовой зоны (табл. 1), когда до глубины 250 м распространяются мёрзлые породы, сопротивление которых понижается с глубиной из–за засолённости. Глубже располагается кровля подстилающего слоя очень низкого УЭС (5 Ом·м), проинтерпретированная в 2016 г. как нижняя граница многолетнемёрзлой толщи.

Для моделирования нестационарного электромагнитного сигнала использовалась установка с генераторной петлёй 200×200 м и соосной приёмной петлёй размером 50×50 м. Ток в генерирующей петле был единичным. В первом случае (табл. 1) изучалась чувствительность метода ЗС к верхней границе подстилающего низкоомного горизонта – подошва ММП. Для этого был рассчитан сигнал становления (рис. 2, кривая а) для начальной модели (табл. 1) и с изменённой мощностью третьего слоя: 160 м вместо 150 м. После этого вычислили относительное отклонение двух полученных кривых. В результате можно заметить, что относительное отклонение превышает 7% (рис. 2, кривая 1). Принято считать, что изменение сигнала в 5% достаточно для обнаружения искомого объекта, поэтому можно говорить, что для заданных условий метод ЗС может быть применён для картирования подошвы ММП с точностью 10 м.

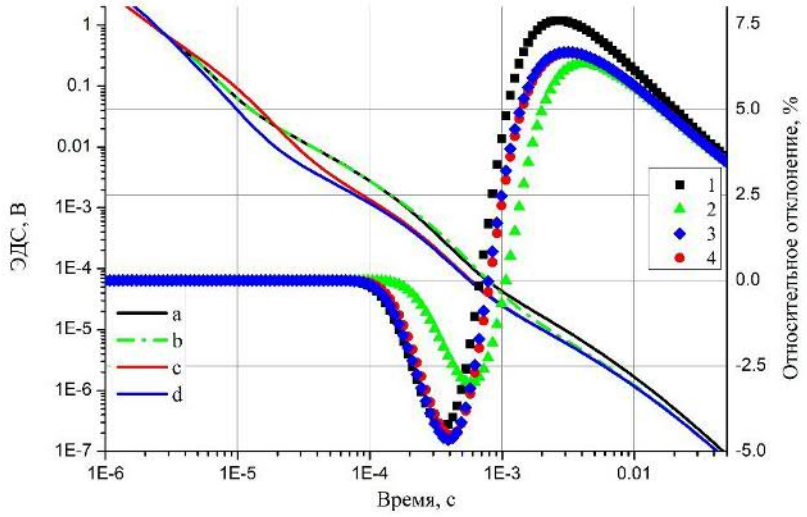


Рис. 2. Кривые становления и относительные отклонения для тестовых моделей одномерных сред без талика: a – начальная модель; b – h_3 = 200 м; c – h_2 = 100 м; d – h_1 = 100 м; 1 – h_3 = 150 м и h_3 = 160 м; 2 – h_3 = 200 м и h3 = 210 м; 3 – h_1 = 100 м; h_3 = 150 м и h_3 = 160 м; 4 – h_2 = 100 м; h_3 = 150 м и h_3 = 160 м

Fig 2. TEM signals and relative errors for test models 1D mediums without: a – start model; b – h_3 = 200 m; c – h_2 = 100 m; d – h_1 = 100 m; 1 – h_3 = 150 m и h_3 = 160 m; 2 – h_3 = 200 m и h3 = 210 m; 3 – h_1 = 100 m; h_3 = 150 m и h_3 = 160 m; 4 – h_2 = 100 m; h_3 = 150 m и h_3 = 160 m

Таблица 1. Тестовая модель горизонтально–слоистой среды без талика
Table 1. Test model of horizontally layered medium without talik

№ слоя	ρ, Ом·м	h, м
1	2000	50
2	500	50
3	50	150
4	5	

Таблица 2. Тестовая модель горизонтально–слоистой среды с таликом
Table 1. Test model of horizontally layered medium with talik

№ слоя	ρ, Ом·м	h, м
1	500	20
2	5	180
3	50	20
4	5	

На следующем этапе увеличивались поочерёдно мощности третьего, второго и первого слоя и рассчитывались соответствующие сигналы (рис. 2, кривые b, c, d). Таким образом, определена пороговая глубина чувствительности к нижней границе ММП. При заданных параметрах модели она оказалась равна 300 м при разных мощностях первого, второго и третьего слоя. Стоит сказать, что при погружении ММП ниже 300 м метод зондирований становлением поля также может быть применён, но разрешающая способность будет падать с глубиной.

Параметры второй тестовой модели соответствовали геоэлектрическому разрезу с таликовой зоной (табл. 2). Здесь отсутствует верхний высокоомный слой, который был в модели без талика. Вместо него сформировался более проводящий мёрзлый слой мощностью 20 м [10]. Второй слой имитирует растеплённые породы, третий – не протаявшую часть (в случае несквозного талика). Далее, как и выше, отмечается нижняя граница многолетнемёрзлой толщи.

Вторая модель позволила нам определить возможность обнаружения несквозного талика методом ЗС. Для этого сопротивление третьего слоя второй тестовой модели (табл. 2) было принято за 5 Ом·м и рассчитана кривая

становления для модели сквозного талика (рис. 3, кривая а). Затем был рассчитан нестационарный сигнал над моделью несквозного талика (табл. 2) и вычислено отклонение относительно первой кривой (рис. 3, кривая 2). Видно, что параметры такой таликовой зоны могут быть определены методом ЗС. Тоже самое можно сказать про мёрзлую перемычку 30 м на глубине 300 м (рис. 3, кривая 1).

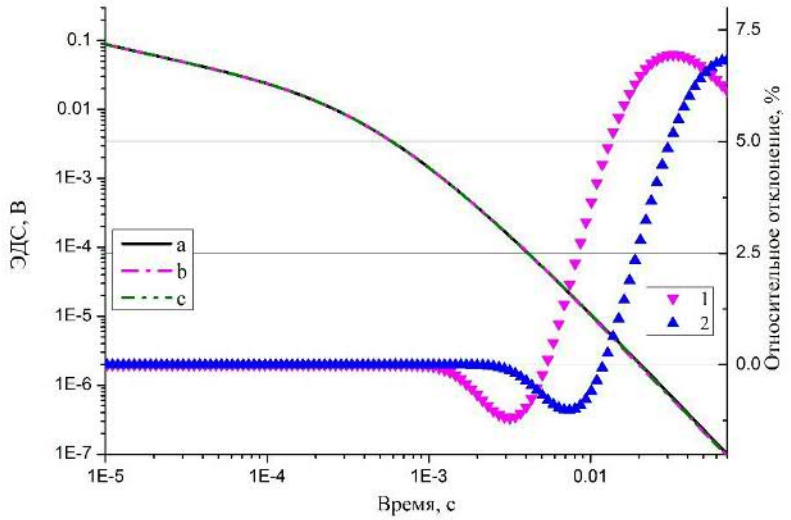


Рис. 3. Кривые становления и относительные отклонения для тестовых моделей одномерных сред с таликом: a – сквозной талик; b – перемычка 20 м на глубине 200 м; c – перемычка 30 м на глубине 300 м; 1 – перемычка 20 м на глубине 200 м; 2 – перемычка 30 м на глубине 300 м

Fig 3. TEM signals and relative errors for test models 1D mediums and with talik: a – through talik; b – dam 20 м on depth 200 m; c – dam 30 m on depth 300 m; 1 – dam 20 m on depth 200 m; 2 – dam 30 m on depth 300 m

Таким образом, в результате численного моделирования данных электротомографии установлено, что на инверсионной модели возникают артефакты – ложные расширения талика с увеличением глубины, что необходимо учитывать при полевых работах.

Численное моделирование индукционных переходных характеристик позволило определить, что для условий стационара «Парисенто» метод ЗС может быть применён для картирования подошвы ММП с точностью 10 м до глубин 300 м.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331–2019–0007 «Геоэлектрика в исследованиях геологической среды: технологии, полевой эксперимент и численные модели».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кирпотин С.Н. Западная Сибирь – уникальный болотный регион и ее роль в регулировании глобального климата // Актуальные проблемы экологии и природопользования Сибири в глобальном контексте: сборник статей / под. ред. С.Н. Кирпотина. – Томск: Изд–во НТЛ, 2006. – С. 22–42.

2. Anthony K.W., von Deimling T.S., Nitze I., Frolking S., Emond A., Daanen R., Anthony P., Lindgren P., Jones B., Grosse G. 21st–century modeled permafrost carbon emissions accelerated by abrupt thaw beneath lakes // Nature Communications. – 2018. – 9(1). – 3262.

3. Bouchard F., MacDonald L.A., Turner K.W., Biskaborn B.K., Thienpont J.R., Medeiros A.S. Paleolimnology of thermokarst lakes: a window into permafrost landscape evolution // Arctic Science. – Vol.3. – 2017 – P.91–117.

4. Прейс Ю.И., Симонова Г.В., Слагода Е.А. Детальная стратиграфия и динамика хасырея Центрального Ямала в верхнем голоцене // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – №10. – С. 35–49.

5. Днепровская В.П., Брыксина Н.А., Полищук Ю.М. Изучение изменений термокарста в зоне прерывистого распространения вечной мерзлоты Западной Сибири на основе космических снимков // Исследование земли из космоса. – 2009. – №4. – с. 88–96.

6. Buldovicz S.N., Khilimonyuk V.Z., Bychkov A.Y., Ospennikov E.N., Vorobyev S.A., Gunar A.Y., Gorshkov E.Y., Chuvilin E.M., Cherbunina M.Y., Kotov P.I., Lubnina N.V., Motenko R.G., Amanzhurov R.M. Cryovolcanism on the Earth: Origin of a Spectacular Crater in the Yamal Peninsula (Russia) // Scientific Reports, – 2018. – V.8. – Article number: 13534.

7. Burgess M.M., Judge A., Taylor A., Allen V. Ground temperatures studies of permafrost growth at a drained lake site Mackenzie Delta // Proceedings of the 4th Canadian Permafrost Conference. Roger J. E. Brown Memorial Volume. – Calgary, Alberta, Canada, 1982. – P. 3–11.

8. Kaverin D.A., Melnichuk E.B., Shiklomanov N.I., Kakunov N.B., Pastukhov A.B., Shiklomanov A.N. Long–term changes in the ground thermal regime of an artificially drained thaw–lake basin in the Russian European north // Permafrost and Periglac Process. – 2018. –Vol.29. – P.49–59.

9. Creighton A.L., Parsekian A.D., Angelopoulos M., Jones B.M., Bondurant M., Engram M., Lenz J., Overduin P.P., Grosse G., Babcock E., Arp C.D. Transient Electromagnetic Surveys for the Determination of Talik Depth and Geometry Beneath Thermokarst Lakes // Journal of geophysical research–solid earth. – 2018. – Vol.123. –№11. – P. 9310–9323.

10. Шеин А.Н., Оленченко В.В., Камнев Я.К., Синицкий А.И. Структура промерзающего подозёрного талика на стационаре Парисенто (п–ов Гыдан) по данным электротомографии // Интерэкспо ГЕО–Сибирь. XV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. № 2. – С. 103–110.

11. Балков Е.В., Панин Г.Л., Манштейн Ю.А., Манштейн А.К., Белобородов В.А. Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения // Геофизика. – 2012. – №6. – С. 54–63.

12. Kozhevnikov N.O., Antonov E.Yu. Inversion of TEM data affected by fast–decaying

induced polarization: numerical simulation experiment with homogeneous half–space // Journal of Applied Geophysics. – 2008. – №66. – P. 31–43.

REFERENCES

1. Kirpotin S.N. Zapadnaja Sibir' – unikal'nyj bolotnyj region i ee rol' v regulirovanii global'nogo klimata // Aktual'nye problemy jekologii i prirodopol'zovanija Sibiri v global'nom kontekste: sbornik statej / pod. red. S.N. Kirpotina. – Tomsk: Izd–vo NTL. – 2006. – S. 22–42.

2. Anthony K.W., von Deimling T.S., Nitze I., Frolking S., Emond A., Daanen R., Anthony P., Lindgren P., Jones B., Grosse G. 21st–century modeled permafrost carbon emissions accelerated by abrupt thaw beneath lakes // Nature Communications. – 2018. – 9(1). – 3262.

3. Bouchard F., MacDonald L.A., Turner K.W., Biskaborn B.K., Thienpont J.R., Medeiros A.S. Paleolimnology of thermokarst lakes: a window into permafrost landscape evolution // Arctic Science. – Vol.3. – 2017 – P.91–117.

4. Prejs Yu.I., Simonova G.V., Slagoda E.A. Detal'naja stratigrafija i dinamika hasyreja Central'nogo Jamala v verhnem golocene // Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2016. – T. 327. – №10. – C. 35–49.

5. Dneprovskaja V.P., Bryksina N.A., Polishhuk Ju.M. Izuchenie izmenenij termokarsta v zone preryvistogo rasprostranenija vechnoj merzloty Zapadnoj Sibiri na osnove kosmicheskih snimkov // Issledovanie zemli iz kosmosa. – 2009. – №4. – s. 88–96.

6. Buldovicz S.N., Khilimonyuk V.Z., Bychkov A.Y., Ospennikov E.N., Vorobyev S.A., Gunar A.Y., Gorshkov E.Y., Chuvilin E.M., Cherbunina M.Y., Kotov P.I., Lubnina N.V., Motenko R.G., Amanzhurov R.M. Cryovolcanism on the Earth: Origin of a Spectacular Crater in the Yamal Peninsula (Russia) // Scientific Reports, – 2018. – V.8. – Article number: 13534.

7. Burgess M.M., Judge A., Taylor A., Allen V. Ground temperatures studies of permafrost growth at a drained lake site Mackenzie Delta // Proceedings of the 4th Canadian Permafrost Conference. Roger J. E. Brown Memorial Volume. – Calgary, Alberta, Canada, 1982. – P. 3–11.

8. Kaverin D.A., Melnichuk E.B., Shiklomanov N.I., Kakunov N.B., Pastukhov A.B., Shiklomanov A.N. Long–term changes in the ground thermal regime of an artificially drained thaw–lake basin in the Russian European north // Permafrost and Periglac Process. – 2018. –Vol.29. – P.49–59.

9. Creighton A.L., Parsekian A.D., Angelopoulos M., Jones B.M., Bondurant M., Engram M., Lenz J., Overduin P.P., Grosse G., Babcock E., Arp C.D. Transient Electromagnetic Surveys for the Determination of Talik Depth and Geometry Beneath Thermokarst Lakes // Journal of geophysical research–solid earth. – 2018. – Vol.123. –№11. – P. 9310–9323.

10. Shein A.N., Olenchenko V.V., Kamnev Ja. K., Sinickij A.I. Struktura promerzajushhego podozjornogo talika na stacionare Parisento (p–ov Gydan) po dannym elektrotomografii // Interjekspo GEO–Sibir'. XV Mezhdunar. nauch. kongr., 24–26 aprelja 2019 g., Novosibirsk: sb. materialov v 9 t. T. 2: Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija». – Novosibirsk: SGUGiT, 2019. № 2. – S. 103–110

11. Balkov E.V., Panin G.L., Manshtejn Ju.A., Manshtejn A.K., Beloborodov V.A. Elektrotomografija: apparatura, metodika i opyt primenenija // Geofizika. – 2012. – №6. – C. 54–63.

12. Kozhevnikov N.O., Antonov E.Yu. Inversion of TEM data affected by fast–decaying induced polarization: numerical simulation experiment with homogeneous half–space // Journal of Applied Geophysics. – 2008. – №66. – P. 31–43.

© А.Н. Шеин, В.В. Оленченко, Я.К. Камнев, 2020

УДК 550.34.013.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-082

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНВЕРСИИ ДИСПЕРСИОННЫХ КРИВЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ С ПОДХОДАМИ ЛОКАЛЬНОЙ И ГЛОБАЛЬНОЙ МИНИМИЗАЦИИ

Александр Викторович Яблоков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, научный сотрудник
Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, младший научный сотрудник, e–mail: yablokovav@ipgg.sbras.ru

Александр Сергеевич Сердюков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник
Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник, e–mail: serdyukovas@ipgg.sbras.ru

Георгий Николаевич Логинов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e–mail: loginovgeorgy@gmail.com

Предлагается новый метод инверсии дисперсионных кривых поверхностных волн, основанный на применении искусственной нейронной сети, и алгоритм определения диапазона пространства подбираемых параметров для расчета набора обучающих данных. Результаты тестирования на синтетических данных показывают, что точность предлагаемого подхода превосходит методы локального поиска и эквивалента методам глобального поиска. Также установлено, что предлагаемый подход является более устойчивым при наличии шумов в данных.

Ключевые слова: поверхностные волны, дисперсионная кривая, инверсия, искусственная нейронная сеть.

COMPARISON AMONG THE INVERSION RESULTS OF SURFACE WAVE DISPERSION CURVES BY THE ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS AND LOCAL AND GLOBAL SEARCH METHODS

Alexandr V. Yablokov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., junior researcher
Chinakal Institute of Mining SB RAS, 630090, Russia, 54, Krasnyi propect, junior researcher
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 1, Pirogova st., junior researcher, e–mail: yablokovav@ipgg.sbras.ru

Aleksander S. Serdyukov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PhD, senior researcher

Institute of Mining SB RAS, 630090, Russia, 54, Krasnyi propect, junior researcher, e–mail: serdyukovas@ipgg.sbras.ru

Georgy N. Loginov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., researcher, e–mail: loginovgn@ipgg.sbras.ru

We propose a new method for the inversion of surface wave dispersion curves based on the application of an artificial neural network and we suggest a data–driven approach for selecting the range of the space parameters for the calculating training data set. The synthetic data processing results showed that the accuracy of the proposed method is superior local search and equivalent to global search methods, whereas the proposed method is more robust in the presence of noise.

Key words: surface waves, dispersion curves, inversion, artificial neural network

Введение

Рассматриваемый в работе метод многоканального анализа поверхностных волн – один из широко используемых неинвазивных методов малоглубинной геофизики, появившийся и развивающийся последние два десятилетия [8, 10, 11]. Ключевой этап метода MASW – решение обратной задачи путем обращения дисперсионных кривых и определение 1D модели поперечной волны [12]. Стандартный подход заключается в минимизации функционала невязки между наблюденной и расчетной дисперсионными кривыми [16]. Расчетная кривая определяется в предположении горизонтально–слоистой модели среды и зависит от скоростей продольной (Vp) и поперечной волны (Vs), толщины слоев (h) и плотности (ρ). Было показано, что фазовая скорость волны Релея более чувствительна к изменениям значений Vs и h, чем к Vp и ρ [7].

Во многих работах [5, 8, 16] при обращении дисперсионных кривых используется подход, при котором пространство под дневной поверхностью подразделятся на обоснованное число слоев и каждый слой определяется постоянной Vs. Количество слоев и их мощности задаются обработчиком и фиксируются. Значения Vp и ρ считаются известными, либо определяются по эмпирическим формулам [2]. Такой подход позволяет сократить число определяемых параметров и применять разнообразные методы локальной минимизации. Стандартный метод градиентного спуска часто, при наличии

скоростных контрастов в среде, приводит к результатам с нефизичными осцилляциями в скоростях. Эта проблема была решена в инверсии Оккама путем внедрения ограничений в функционал невязки [5], что позволило получать «гладкие» решения. Гладкие решения являются приемлемыми в задачах, когда не требуется точное определение положения границ. Однако, для ряда исследований [6, 9] точные положения границ слоев (т.е. их мощностей h) имеют важное значение. Однако рост числа неизвестных значительно осложняет функционал невязки и усиливает неоднозначность решения обратной задачи. Для решения таких задач используются разные методы глобального поиска [13, 14], в которых минимизируется функционал невязки во всем пространстве возможных решений. Недостатком таких подходов являются высокие требования к вычислительным ресурсам и времени расчета.

В нашем исследовании используется полносвязанная искусственная нейронная сеть (ИНС) для определений значений Vs и h каждого слоя в процессе обращения фундаментальной моды фазовой скорости поверхностной волны Релея. В [1] была показана принципиальная возможность использования ИНС для инверсии дисперсионных кривых, однако, были представлены только предварительные результаты без сравнительных тестов с другими методами и не был предложен алгоритм выбора обучающего набора данных, репрезентативность которых является ключевым фактором успешности обучения ИНС. Мы, используя результаты исследования [3], разработали алгоритм оценки пространства возможных слоистых моделей для расчета обучающего набора данных. Также было проведено сравнение предложенного подхода с алгоритмом локального поиска – инверсией Оккама [5] и некоторыми алгоритмами глобального поиска: методом Монте–Карло [4] и методом GWO [14]. При сравнении результатов тестирования на синтетических моделях было выявлено, что точность предложенного метода превосходит метод локального поиска и эквивалентна методам глобального поиска. Также установлено, что инверсия на основе ИНС менее чувствительна к случайному шуму в данных.

Описание метода

В нашем исследовании рассматривается инверсия дисперсионной кривой поверхностной волны и определение 1D модели поперечной волны, т.е. значений Vs и h. Предлагаемый подход состоит из 3 этапов. На первом этапе по наблюденной дисперсионной кривой оцениваются диапазоны возможных слоистых моделей. На втором этапе задается набор данных для обучения ИНС. Третий этап – обучение ИНС и ее применение к наблюденной кривой.

Оценка диапазонов возможных слоистых моделей

Для оценки диапазонов глубин *i*–го слоя искомой модели (d^i_{min} и d^i_{max}) в работе [3] был введен эмпирический параметр Ξ, названный «коэффициент слоистости». Этот параметр представляет собой множитель в итерационной формуле вычисления d^i_{min} и d^i_{max} [3, формулы (1a) и (1b)], который систематически увеличивает потенциальную мощность *i*–го слоя, основываясь на значении *i–1* слоя. По сути величина Ξ определяет количество слоев. В [3] также приведены возможные значения Ξ: $\{1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 7.0\}$. При этом толщина 1–го и минимально возможная толщина *i*–го слоя ограничены 1/3 минимальной длины волны, т.е. $h^1 = h^i_{min} = \lambda_{min}/3$, а максимальная глубина ограничена 1/2 максимальной длины волны, т.е. $d^i_{max} = \lambda_{max}/2$.

Отметим, что в [3] не приведен алгоритм подбора скоростей Vs. Исходя из [15] мы предлагаем использовать следующую аппроксимационную зависимость для оценки $Vs(d)$ из наблюдённой кривой $V_R(\lambda)$:

$$Vs(d) \approx 1.16V_R(d) = 1.16V_R(\lambda/2),$$

где d – глубина. Далее из $Vs(d)$ выбирается ближайшее к среднему значению скорости в диапазоне, определяемое как

$$V_S^{i,\text{среднее}} = V_S\left(d^i_{\text{среднее}}\right) = V_S\left(\frac{d^i_{max} + d^i_{min}}{2}\right).$$

Скорость в полупространстве определяется из $V_S^{N,\text{среднее}}$=1.16$V_R(f_{min})$, где f_{min} – минимальная наблюденная частота дисперсионной кривой. Для определения диапазонов Vs прибавляется $\left(V_S^{i,max} = V_S^{i,\text{среднее}} + 100\right)$ и отнимается $\left(V_S^{i,min} = V_S^{i,\text{среднее}} - 100\right)$ фиксированная константа.

Расчет обучающего набора данных

Кривые фазовой скорости поверхностной волны $V_R(f)$ рассчитываются путем решения задачи на собственные значения для вектора движения–напряжения в предположении горизонтально–слоистой модели среды [5]. В такой постановке $V_R(f)$ зависит от значений $V_P(h), V_S(h), \rho$ и h. Как упоминалось выше, V_R более чувствительна к изменениям значений V_S и h. Предлагается использовать приближение постоянным соотношением $V_P/V_S = \sqrt{2(1-\nu)/(1-2\nu)}$, где ν – коэффициент Пуассона и, что плотность не меняется с глубиной $\rho = Const$. С учетом вышеизложенного, прямую задачу расчета вектора $\boldsymbol{V}_R = (V_R^1 \dots V_R^M)$, где M – наблюдаемое число частот, можно записать как:

$$\boldsymbol{V}_R = F[V_S^1 \dots V_S^N, h^1 \dots h^{N-1}],$$

где F – оператор решения прямой задачи, а N – подстилающее полупространство. Для расчета обучающего набора данных необходимо многократно решить прямую задачу. Для этого мы используем алгоритм матричного пропогатора [5], распараллеленный на ядрах CPU.

Обучение искусственной нейронной сети и инверсия

Дальнейший процесс обучения состоит в подборе весов ИНС, которые обеспечивают наилучшее соответствие между значениями $\boldsymbol{V}_S$,$\boldsymbol{h}$ и фазовыми кривыми $\boldsymbol{V}_R$. Обученная ИНС – это оператор, который отображает пространство наблюденных данных в пространство параметров модели:

$$\boldsymbol{V}_S, \boldsymbol{h} = \hat{F}[\boldsymbol{V}_R],$$

где $\hat{F}$ – оператор решения обратной задачи (обученная ИНС).

Оптимальная архитектура ИНС подбирается в процессе численных экспериментов. Была исследована зависимость эффективности обучения ИНС от объема обучающих данных, числа скрытых слоев и нейронов, типа функции активации, функционала невязки и алгоритма минимизации. Эффективность обучения контролируется в процессе визуального анализа следующих факторов: репрезентативность обучающей выборки, поведение кривой обучения, значение функционала невязки.

Результаты экспериментов

В рамках текущей работы рассматривается горизонтально–слоистая модель, состоящую из 4 слоев и включающая в себя низкоскоростной слой. «Истинные» модели показаны на рис. 1c, 1d черной сплошной линией. Соответствующая ей «истинная» дисперсионная кривая показана на рис. 1a черной сплошной линией. Для оценки помехоустойчивости инверсионных алгоритмов в истинную кривую добавляется синтетический шум, генерируемый из равномерного распределения по диапазону ±7% от значения кривой на каждой частоте (рис. 1a черная сплошная линия). По описанному выше алгоритму оценены диапазоны возможных значений V_S и h. Полный набор моделей генерируется случайным образом из равномерного распределения по полученным диапазонам. Для определения V_P используется типичное для грунтов значение $\nu = 0.35$, $\rho = 1500$ кг/м^3. Для каждого синтетического теста было рассчитано по 250 тыс. кривых. Результат обращения с помощью ИНС показан на рис. 1c, 1d красной пунктирной линией.

Разработанный метод инверсии на основе ИНС сравнивается с методом локального поиска – алгоритмом Оккама (рис. 1c, 1d, синяя пунктирная линия) и методами глобального поиска: методом Монте–Карло (рис. 1c, 1d, коричневая пунктирная линия) и GWO (рис. 1c, 1d, зеленая пунктирная линия). Средние абсолютные ошибки в процентах (MAPE) между истинной и восстановленной

дисперсионными кривыми составляют 2, 1, 2 и 2%, между V_S составляют 2, 1, 2 и 27% и между h составляют 7, 6, 8 и 54% для алгоритмов ИНС, Монте–Карло, GWO и Оккама соответственно. В случае обращения зашумленной дисперсионной кривой MAPE составляют 3, 6, 6 и 29% между V_S и 7, 25, 7 и 54% между h для алгоритмов ИНС, Монте–Карло, GWO и Оккама соответственно. Отметим, что инверсия на основе ИНС является более устойчивой к случайному шуму в данных. Как видно из результатов инверсия с помощью ИНС превосходит по точности алгоритм Оккама и позволяет восстанавливать границы. Также ИНС более оказывается более устойчива к случайным возмущениям в данных, чем рассмотренные алгоритмы.

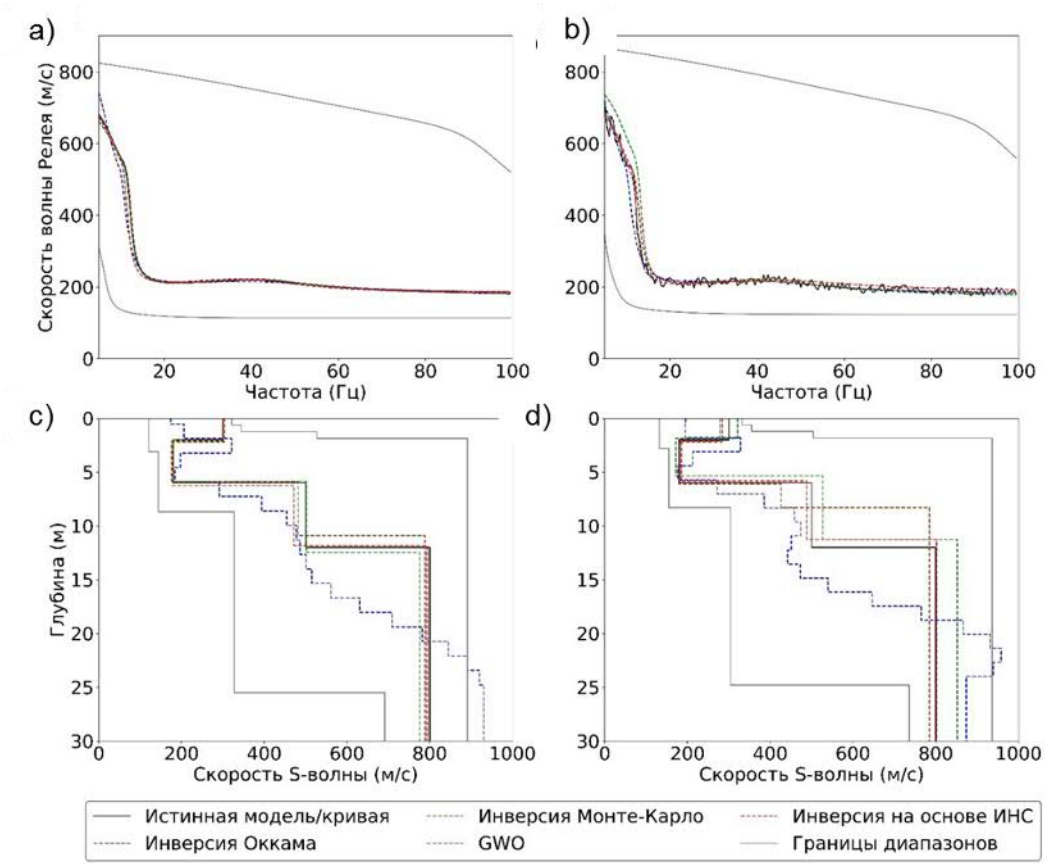


Рис. 1. Сравнение результатов обращения синтетической дисперсионной кривой между различными алгоритмами инверсии

Fig. 1. Comparisons of inversion results of synthetic dispersion curve between various inversion algorithms

Выводы

Разработан и реализован новый метод обращения дисперсионных кривых поверхностных волн, основанный на применении полносвязанной искусственной нейронной сети (ИНС). Был предложен алгоритм расчета репрезентативного обучающего набора моделей и дисперсионных кривых, основанный на наблюденных данных. Оценка диапазонов возможных моделей также устанавливает широкие диапазоны изменения дисперсионной кривой. Это означает, что обученная на одной наблюденной дисперсионной кривой ИНС может применяться для обращения близких по форме кривых, например, полученных с одной площади исследования. Эта особенность позволяет вычислительно эффективно проводить обработку большого количества данных с помощью ИНС. В ходе обработки синтетических данных и сравнительного анализа установлено, что инверсия на основе ИНС превосходит по точности метод локального поиска и эквивалента методам глобального поиска. Также установлено, что инверсия на основе ИНС менее чувствительна к случайному шуму в данных.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19–35–90055

REFERENCES

1. Çaylak Ç., Kaftan İ. Determination of near–surface structures from multi–channel surface wave data using multi–layer perceptron neural network (MLPNN) algorithm // Acta Geophysica. – 2014. – Т. 62. – №. 6. – С. 1310–1327.
2. Cercato M. Addressing non-uniqueness in linearized multichannel surface wave inversion // Geophysical Prospecting. – 2009. – Т. 57. – №. 1. – С. 27–47.
3. Cox B. R., Teague D. P. Layering ratios: a systematic approach to the inversion of surface wave data in the absence of a priori information // Geophysical Journal International. – 2016. – Т. 207. – №. 1. – С. 422–438.
4. Dal Moro G., Pipan M., Gabrielli P. Rayleigh wave dispersion curve inversion via genetic algorithms and marginal posterior probability density estimation // Journal of Applied Geophysics. – 2007. – Т. 61. – №. 1. – С. 39–55.

5. Lai C. G. Surface waves in dissipative media: Forward and inverse modelling // Surface waves in geomechanics: direct and inverse modelling for soils and rocks. – Vienna: Springer, 2005. – С. 73–163.

6. Miller R. D. et al. Using MASW to map bedrock in Olathe, Kansas // SEG Technical Program Expanded Abstracts 1999. – Society of Exploration Geophysicists, 1999. – С. 433–436.

7. Pan L. et al. Sensitivity analysis of dispersion curves of Rayleigh waves with fundamental and higher modes // Geophysical Journal International. – 2019. – Т. 216. – №. 2. – С. 1276–1303.

8. Park C. B., Miller R. D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves // Geophysics. – 1999. – Т. 64. – №. 3. – С. 800–808.

9. Prayitna Y., Utama W., Warnana D. D. Landslide Analysis Using Seismic Refraction Tomography And MASW: a Case Study in Ponorogo, East Java, Indonesia / /IPTEK The Journal of Engineering. – 2019. – Т. 5. – №. 2.

10. Rahman M. Z., Kamal A. S. M. M., Siddiqua S. Near–surface shear wave velocity estimation and V s 30 mapping for Dhaka City, Bangladesh // Natural Hazards. – 2018. – Т. 92. – №. 3. – С. 1687–1715.

11. Serdyukov A. S. et al. The surface waves–based seismic exploration of soil and ground water // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2017. – Т. 53. – №. 1. – С. 012010.

12. Socco L. V. et al. Surface wave analysis for S–wave static correction computation // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2010. – Society of Exploration Geophysicists, 2010. – С. 1929–1933.

13. Socco L. V., Foti S., Boiero D. Surface–wave analysis for building near–surface velocity models—Established approaches and new perspectives // Geophysics. – 2010. – Т. 75. – №. 5. – С. 75A83–75A102.

14. Song X. et al. Grey wolf optimizer for parameter estimation in surface waves // Soil Dynamics and Earthquake Engineering. – 2015. – Т. 75. – С. 147–157.

15. Viktrov I. A. Rayleigh and Lamb waves: physical theory and applications // Chapter II. – 1967.

16. Xia J., Miller R. D., Park C. B. Estimation of near–surface shear–wave velocity by inversion of Rayleigh waves // Geophysics. – 1999. – Т. 64. – №. 3. – С. 691–700.

© А.В. Яблоков, А.С. Сердюков, Г.Н. Логинов, 2020

УДК 551.521:523.9 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-083

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА СИЛЬНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ И ИНТЕНСИВНОСТИ КОСМИЧЕСКИХ ЛУЧЕЙ В ТЕЧЕНИЕ ЦИКЛА СОЛНЕЧНОЙ АКТИВНОСТИ

Валерий Леонидович Янчуковский
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико–математических наук, ведущий научный сотрудник, тел. 8–961–878–68–44, e–mail: YanchukovskiyVL@ipgg.sdras.ru

Анастасия Юрьевна Белинская
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, тел. 8–913–009–32–91, e–mail: BelinskayaAY@ipgg.sdras.ru

Используя результаты непрерывных длительных наблюдений интенсивности космических лучей, солнечной активности и числа сильных землетрясений, исследуется связь сейсмичности Земли с солнечной активностью. При этом в качестве информации об уровне солнечной активности, процессах на Солнце и межпланетной среде используется модуляция потока космических лучей. Представлено распределение числа солнечных пятен, интенсивности космических лучей и числа сильных землетрясений в цикле солнечной активности.

Ключевые слова: солнечная активность, космические лучи, сейсмичность, интенсивность, магнитуда.

DISTRIBUTION OF THE NUMBER OF STRONG EARTHQUAKES AND THE INTENSITY OF SPACE RAYS DURING THE SOLAR ACTIVITY CYCLE

Valery L. Yanchukovsky
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Grand PhD in Physico–mathematical sciences, Leading Researcher, tel. 8–961–878–68–44, e–mail: YanchukovskiyVL@ipgg.sbras.ru

Anastasiya Yu. Belinskaya
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, PhD in Physico–mathematical sciences, Senior Researcher, tel. 8–913–009–32–91, e–mail: BelinskayaAY@ipgg.sdras.ru

The relationship of Earth's seismicity with solar activity is investigated using the results of continuous long–term observations of cosmic ray intensity, solar activity and the number of strong earthquakes. Modulation of the flux of cosmic rays is used as information on the level of solar activity, processes on the Sun and interplanetary medium. The distribution of the number of sunspots, the intensity of cosmic rays and the number of strong earthquakes in the solar cycle is presented.

Key words: solar activity, cosmic rays, seismicity, intensity, magnitude.

Введение

На наличие связи сейсмичности Земли с 11–летним циклом солнечной активности (СА) было указано еще в 1938 году Пьером Бернаром [1]. К

сожалению, из–за отсутствия больших рядов инструментальных сейсмических наблюдений не рассматривалась связь времени возникновения землетрясений и процессов на Солнце. Результаты исследований процессов на Солнце и в межпланетной среде, накопленный объем данных инструментальных сейсмических наблюдений, использование энергетической классификации землетрясений обеспечили более подробное исследование связи сейсмичности Земли с солнечной активностью [2]. Анализ данных инструментальных сейсмических наблюдений и гелиогеофизических данных за период 1909 – 1926 гг. и 1962 – 1977 гг. показал увеличение сейсмичности Земли вблизи максимума на спаде и вблизи минимума 11–летнего солнечного цикла. При этом в качестве индекса солнечной активности использовался W–индекс (числа Вольфа), в котором не учитываются параметры солнечного ветра, напряженность и направление межпланетного магнитного поля (ММП). Оценка чисел Вольфа (подсчет числа пятен) является несколько субъективной. Бывает и так, что пятен на Солнце не наблюдается вовсе (например, конец 2008 – начало 2009 года). Это не может означать, что активность Солнца нулевая. В качестве показателя, отражающего уровень солнечной активности, предлагается рассмотреть вариации интенсивности космических лучей.

Методы и материалы

Вариации интенсивности космических лучей (КЛ) по данным обсерватории Новосибирск [3] и W–индекс солнечной активности [4, 5] за длительный период наблюдений (более полвека) представлены на рис. 1.

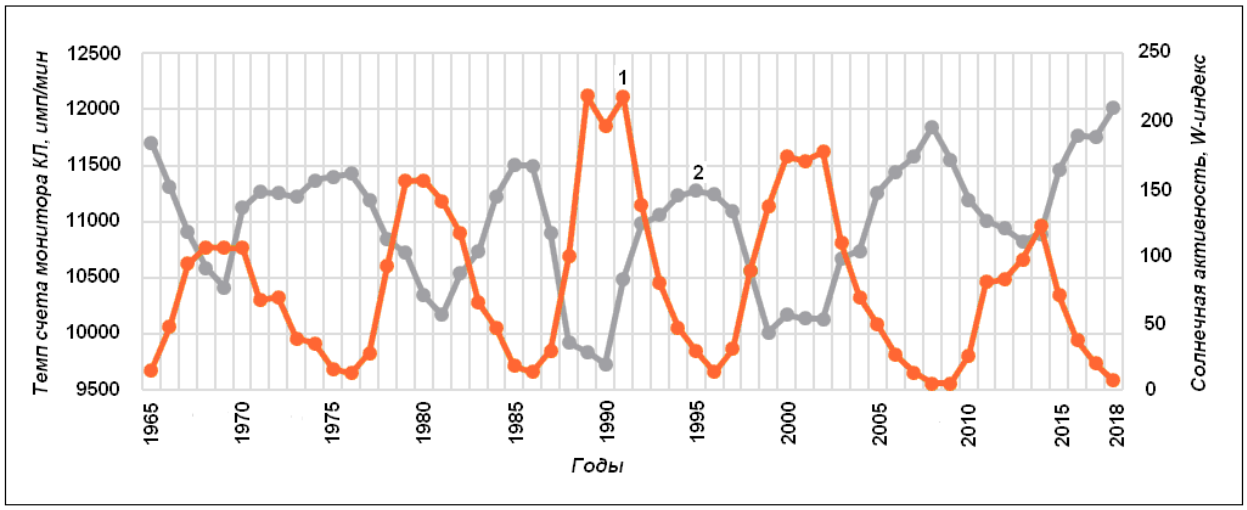


Рис. 1. Среднегодовые значения W–индекса солнечной активности (кривая 1) и среднегодовые значения темпа счета нейтронного монитора 24NM–64 среднеширотной станции КЛ Новосибирск (кривая 2)

Fig. 1. The average annual values of the W–index of solar activity (curve 1) and the average annual values of the count rate of the neutron monitor 24NM–64 of the mid latitude station CR Novosibirsk (curve 2)

До 1969 года были привлечены данные нейтронного монитора кубической геометрии на нейтронных счетчиках СНМ–8 [6]. Данные нормированы к данным нейтронного монитора NM–64 (на нейтронных счетчиках СНМ–15) [7], установленного на непрерывную регистрацию в 1969 году. Коэффициент корреляции годовых значений темпа счета нейтронного монитора и годовых значений чисел Вольфа на всем интервале составляет – –0.87. Это свидетельствует о достаточной согласованности данных. Поток космических лучей является более объективной характеристикой солнечной активности, хотя и опосредованной. Космические лучи, представляющие собой поток заряженных частиц (в основном, протонов), подвержены воздействию межпланетного магнитного поля и солнечного ветра. Этим обусловлена практически мгновенная реакция космических лучей на изменения ММП и параметров солнечного ветра (СВ), вызванные, например, взрывами на Солнце. Таким образом, информация о процессах на Солнце и в межпланетной среде передаются нам через модуляцию фона космического излучения. В этой связи представляет интерес рассмотреть временные закономерности глобальной сейсмичности и вариаций

интенсивности космических лучей, используя данные непрерывных прецизионных наблюдений за длительный период. (с 20 по 24 цикл СА).

При изучении общей сейсмичности Земли используют обычно энергетические характеристики (магнитуды M) землетрясений [8]. Спектр землетрясений по магнитудам $N = f(M)$ – крутопадающий. Несмотря на это суммарная энергия землетрясений определяется энергией крупных землетрясений, поскольку она находится согласно формуле $\lg E = 11.8 + 1.5M$. Энергия слабых землетрясений ($M \le 6$) в суммарной энергии $\sum E$ составляет доли процента [2]. Поэтому увеличение числа N (статистики) за счет числа слабых землетрясений приводит к грубым ошибкам [2]. На основании этого при рассмотрении временных характеристик глобальной сейсмичности будем использовать информацию о сильных землетрясениях ($M \ge 6$). В работе наряду с данными мировой сети станций космических лучей [9] привлечены результаты непрерывных наблюдений космических лучей на обсерватории «Новосибирск», полученные с помощью нейтронного монитора 24NM–64 (с эффективной площадью 24 м^2) [10] за период с 1970 года [11], и результаты статистической обработки землетрясений [12] за этот же период. Общее число всех значимых землетрясений за указанный период составило 4306.

Результаты и их обсуждение

Связь суммарной годовой энергии землетрясений и интенсивности космических лучей (по данным высокоширотного нейтронного монитора станции космических лучей Апатиты) рассматривалась ранее [13] за период с 1975 по 1987 годы, то есть на интервале только одного (21–ого) цикла СА. Отмечается достаточно тесная связь, коэффициент корреляции на рассматриваемом интервале составил – 0,82. Однако возникает вопрос, наблюдается ли такое на большем временам интервале, в течение нескольких циклов СА. На рис. 2а показаны вариации космических лучей, представленные в виде темпа счета нейтронного монитора (среднеширотной станции космических

лучей Новосибирск), и число землетрясений в год с магнитудой $M \geq 6$ за длительный период наблюдений.

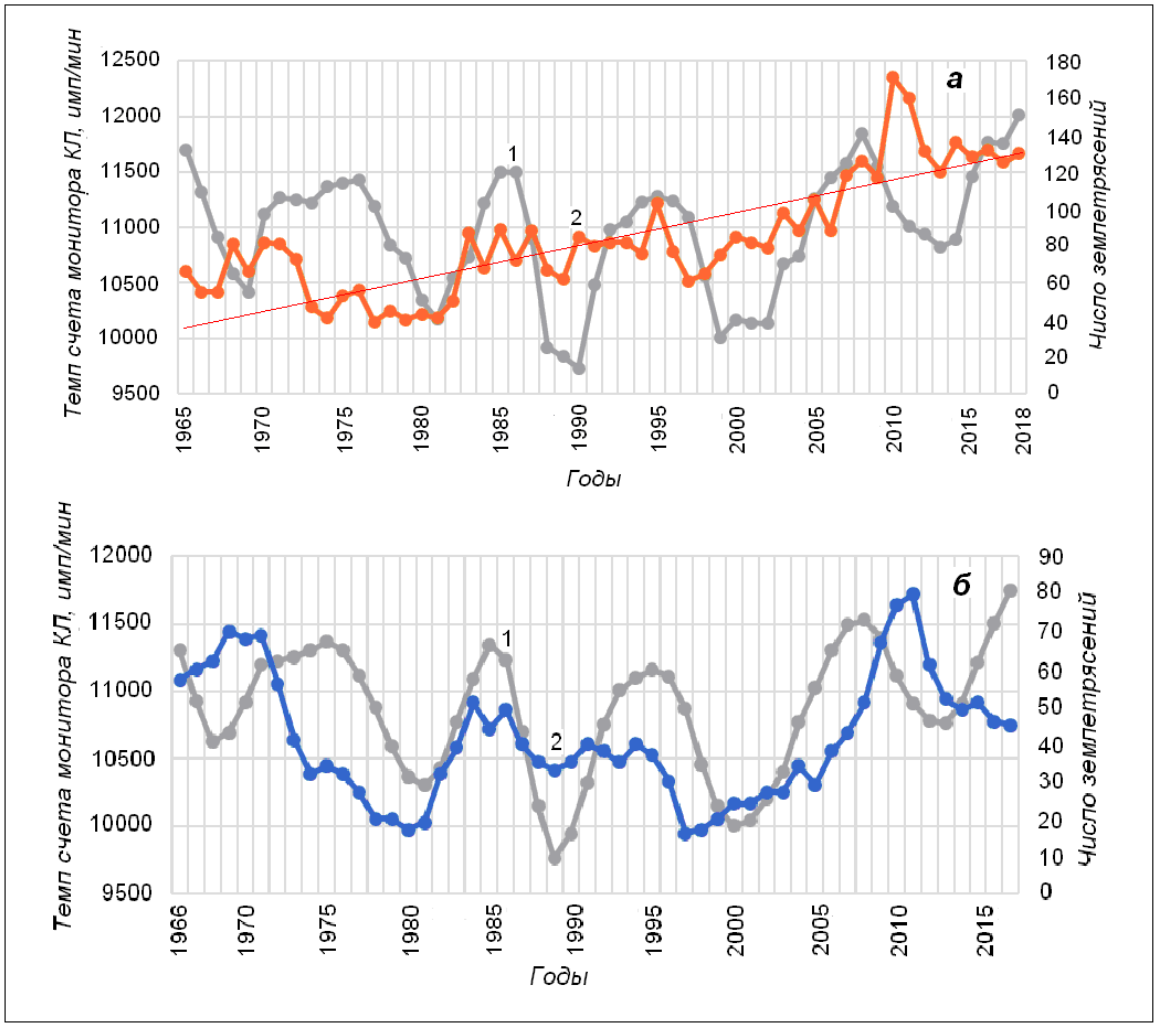


Рис. 2. 11–летние вариации космических лучей (кривая 1) и вариации числа сильных землетрясений (кривая 2): исходные данные (рис. 2а) и сглаженные данные (Рис. 2б), в которых учтены линейные тренды

Fig. 2. 11–year variations of cosmic rays (curve 1) and variations in the number of strong earthquakes (curve 2): initial data (Fig. 2a) and smoothed data (Fig. 2b), in which linear trends are taken into account

При сопоставлении рядов с числом сильных землетрясений в год $N(t)$ и интенсивностью космических лучей $I(t)$ на протяжении почти пяти циклов СА трудно сделать заключение об очень высокой регулярности связи СА и глобальной сейсмичности, как это делается в [2] на примере только двух (15–ый и 20–ый) циклов СА, а в [13] на примере одного солнечного цикла (21–ого). Во

временном распределении числа сильных землетрясений $N(t)$ с магнитудой $M \geq 6$ на рассматриваемом интервале наблюдается значительный линейный тренд $N(t) = a + bt$ ($a = 40{,}905$; $b = 1{,}575$). Он показан на рис. 2а. Исходные данные (рис. 2а) были подвергнуты однократному сглаживанию с помощью метода скользящего среднего (МСС) с шагом, равным 3, и был учтен линейный тренд. Результаты показаны на рис. 2б. Коэффициент корреляции среднегодовых значений за весь период составил – 0,44. Это характеризует, с одной стороны, тесноту связи, а с другой долю ответственности СА в глобальной сейсмичности. Используя непрерывные ряды данных наблюдений за период в последние 5 циклов СА, с помощью метода наложения эпох были получены распределения числа солнечных пятен, интенсивности космических лучей и числа сильных землетрясений относительно фазы СА. Интенсивность КЛ представлена наблюдаемой скоростью счета нейтронного монитора станции КЛ Новосибирск. За нулевой год взят год с максимальным числом солнечных пятен (числом Вольфа). Полученные распределения показаны на рис. 3.

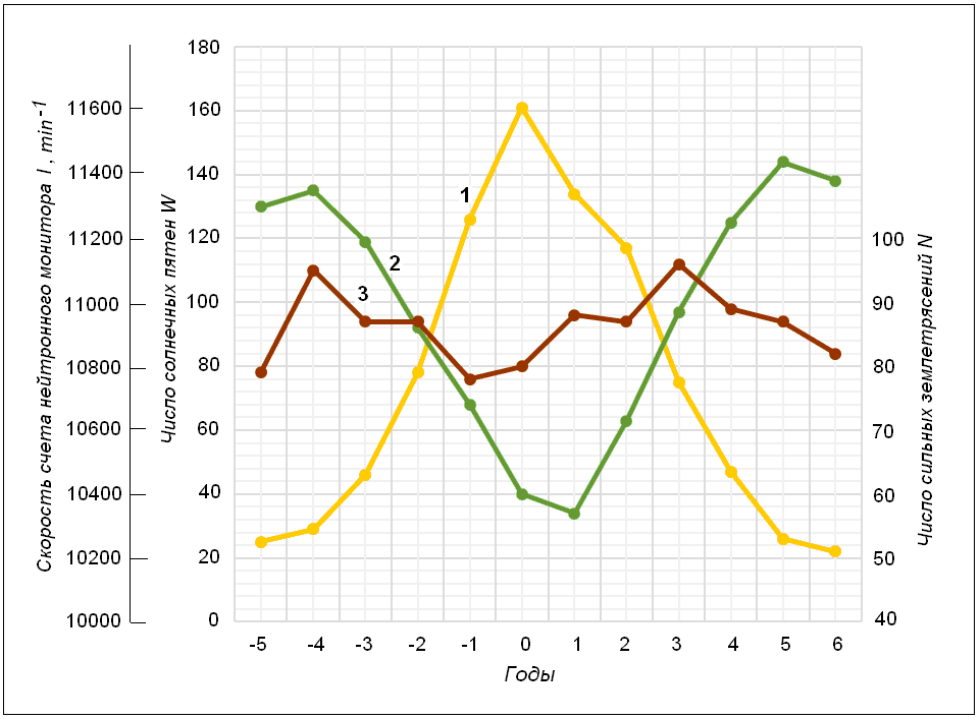


Рис. 3. Распределение числа солнечных пятен (кривая 1), скорости счета нейтронного монитора (кривая 2) и числа сильных землетрясений (кривая 3) в цикле СА

Fig. 3. Distribution of the number of sunspots (curve 1), counting rate of the neutron monitor (curve 2) and the number of strong earthquakes (curve 3) in the SA cycle

Наблюдается положительная корреляция изменения числа сильных землетрясений и интенсивности КЛ. При чем наибольшие изменения числа землетрясений происходят в периоды, когда скорость изменения интенсивности КЛ в цикле СА максимальна. Увеличение числа сильных землетрясений происходит на спаде СА (на третий год после максимума СА), а также в минимуме СА, когда интенсивность КЛ достигает максимальных значений.

Заключение

При рассмотрении связи сейсмичности с солнечной активности целесообразно использовать результаты непрерывных наблюдений космических лучей. Космические лучи, представляющие собой поток заряженных частиц (в основном, протонов), подвержены воздействию межпланетного магнитного поля и солнечного ветра. Этим обусловлена практически мгновенная реакция космических лучей на изменения межпланетного магнитного поля и параметров солнечного ветра, вызванные процессами на Солнце. Таким образом, информация о процессах на Солнце и в межпланетной среде передаются нам через модуляцию фона космического излучения.

Благодарности

В работе использованы экспериментальные данные УНУ–85 «Российская национальная сеть станций космических лучей».

Работа выполнена в рамках проекта Минобрнауки РФ № 0331–2019–0013.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Руссо Пьер. Землетрясения. – М.: Прогресс, 1966. – 247 с.
2. Сытинский А.Д. О связи землетрясений с солнечной активностью // Физика Земли – 1989. – № 2. – С. 13 – 29.
3. Новосибирский наблюдательный комплекс космических лучей. Нейтронный монитор и мюонный телескоп. URL: http://cosm–rays.ipgg.sbras.ru/ (дата обращения 5.11.2019)
4. СОЛИУНЕНСИУС URL: http://www.areyou.ru/sun/sun.html (дата обращения 5.10.2019)

5. SIDC – Solar Influences Data analysis Center. URL: http://sidc.oma.be/ (дата обращения 6.11.2019)

6. Янчуковский В.Л., Янчуковский А.Л., Красавин В.В. и др Нейтронный монитор множественности // Исследования по геомагнетизму, аэрономии и физике Солнца. – Иркутск: Наука. – 1971. – Вып. 20. – С. 396 – 404.

7. Hatton C.J., Carmichael H. Experimental invectigation of the NM–64 Neutron monitor // Canad. J. of Phys. – 1964. – V. 42. – P. 2443 – 2472

8. Gutenberg B., Richter C.F. Seismicity of the Earth and associated Phenomena. – Princeton: Princetion Univ. Press. – 1954. – 310 p.

9. NMDB: Real–Time Database for high–resolution Neutron Monitor measurements. URL: http://www.nmdb.eu/ (дата обращения 2.11.2019)

10. Янчуковский В.Л. Многоканальный наблюдательный комплекс космических лучей // Солнечно–земная физика. – Новосибирск: Издательство СО РАН. – 2010. – Вып. 16. – С. 107 – 109.

11. Novosibirsk Neutron Monitor URL: http://193.232.24.200/nvbk/main.htm (дата обращения 7.10.2019)

12. Earthquake Hazards URL: https://earthquake.usgs.gov/earthquakes (дата обращения 5.11.2019)

13. Соболев Г.А., Шестопалов И.П., Харин Е.П. Геоэффективные солнечные вспышки и сейсмическая активность Земли // Физика Земли. – 1998. – № 7. – С. 85 – 90.

REFERENCES

1. Russo P'er. Zemletrjasenija. – M.: Progress, 1966. – 247 s.

2. Sytinskij A.D. O svjazi zemletrjasenij s solnechnoj aktivnost'ju // Fizika Zemli – 1989. – № 2. – S. 13 – 29.

3. URL: http://cosm–rays.ipgg.sbras.ru/ (data obrashhenija 5.11.2019)

4. URL: http://www.areyou.ru/sun/sun.htm (data obrashhenija 5.10.2019)

5. URL: http://sidc.oma.be/ (data obrashhenija 6.11.2019)

6. Janchukovskij V.L., Janchukovskij A.L., Krasavin V.V. i dr Nejtronnyj monitor mnozhestvennosti // Issledovanija po geomagnetizmu, ajeronomii i fizike Solnca. – Irkutsk: Nauka. – 1971. – Vyp. 20. – S. 396 – 404.

7. Hatton C.J., Carmichael H. Experimental invectigation of the NM–64 Neutron monitor // Canad. J. of Phys. – 1964. – V. 42. – P. 2443 – 2472

8. Gutenberg B., Richter C.F. Seismicity of the Earth and associated Phenomena. – Princeton: Princetion Univ. Press. – 1954. – 310 p.

9. URL: http://www.nmdb.eu/ (data obrashhenija 2.11.2019)

10. Janchukovskij V.L. Mnogokanal'nyj nabljudatel'nyj kompleks kosmicheskih luchej // Solnechno–zemnaja fizika. – Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN. – 2010. – Vyp. 16. – S. 107 – 109.

11. URL: http://193.232.24.200/nvbk/main.htm (data obrashhenija 7.10.2019)

12. URL: https://earthquake.usgs.gov/earthquakes (data obrashhenija 5.11.2019)

13. Sobolev G.A., Shestopalov I.P., Harin E.P. Geojeffektivnye solnechnye vspyshki i sejsmicheskaja aktivnost' Zemli // Fizika Zemli. – 1998. – № 7. – S. 85 – 90.

© В.Л. Янчуковский, А.Ю. Белинская, 2020

УДК 550.8.05 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-084

ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА В УСЛОВИЯХ АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ

Сергей Владимирович Яскевич
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат физико–математических наук, старший научный сотрудник, e–mail: yaskevichsv@gmail.com

Петр Александрович Дергач
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, научный сотрудник, e–mail: DergachPA@ipgg.sbras.ru

Глеб Станиславович Чернышев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3. младший научный сотрудник, e–mail: ChernishevGS@ipgg.sbras.ru

Виктор Иванович Карпухин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, лаборант, e–mail: Karpukhinvi@ipgg.sbras.ru

Антон Альбертович Дучков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат физико–математических наук, заведующий лабораторией
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, доцент, e–mail: Duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Александр Евгеньевич Шалагинов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат геолого–минералогических наук, старший научный, e–mail: ShalaginovAE@ipgg.sbras.ru

Владимир Викторович Карстен
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, научный сотрудник, e–mail: karstenvv@ipgg.sbras.ru

Метод преломленных волн часто используется при малоглубинных исследованиях. При этом, часто используется достаточно ограниченная система наблюдений в виде однонаправленных профилей. В работе мы выбрали объект исследования с известной сильной анизотропией верхней части разреза. Выполнены полевые работы и обработка материалов. Результаты показали сильную анизотропию одного из слоев среды, азимутальная анизотропия которого приводит к тому, что преломление на его кровле перестает проявляться в первых вступлениях для направления профиля вдоль оси симметрии слоя среды.

Ключевые слова: анизотропия, обработка данных, скоростная модель, преломленные волны

STUDY OF NEAR–SURFACE AZIMUTHAL ANISOTROPY WITH REFRACTED WAVES

Sergey V. Yaskevich
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PhD, senior researcher, e–mail: yaskevichsv@gmail.com

Petr A. Dergach
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., researcher, e–mail: DergachPA@ipgg.sbras.ru

Gleb S. Chernyshov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., researcher, e–mail: ChernishevGS@ipgg.sbras.ru

Viktor I. Karpukhin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., laboratory assistant, e–mail: Karpukhinvi@ipgg.sbras.ru

Anton A. Duchkov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PhD, head of the laboratory
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova St., associate professor, e–mail: Duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Alexandr E. Shalaginov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., PhD, Senior researcher, e–mail: ShalaginovAE@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Karsten
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptyug Ave., researcher, e–mail: karstenvv@ipgg.sbras.ru

The method of refracted waves is often used for shallow investigations. Moreover, a rather limited observation system in the form of unidirectional profiles is often used. In our work, we selected an object of study with a known strong anisotropy of the upper part of the section. Field work and data processing were carried out. The results show strong anisotropy of one of the layers of the medium, the azimuthal anisotropy of which led to the fact that the refraction on its top ceases to appear in the first arrivals, for the direction of the profile along the axis of symmetry of the corresponding HTI medium.

Key words: microseismic monitoring, data processing, absolute time, velocity model

ВВЕДЕНИЕ

В нашей работе верхняя часть разреза Земли изучается с помощью методов преломленных волн. Этот метод подробно описан в [1]. Метод преломленных волн основан на том, что сейсмическая волна, распространяясь из слоя с меньшей скоростью в слой с более высокой скоростью при критическом падении

начинает распространяться вблизи границы со скоростью более высокоскоростного слоя. Успешное применение метода основано на наблюдении, что скорость продольных волн часто растет с глубиной, иногда этот рост представлен резкими скачками. Большое количество методов обработки основаны на определении времен вступлений волн. Здесь используются две основные концепции: томографические алгоритмы [3] и метод «Плюс–Минус» Hagedoorn [4], а также его расширенная версия GRM [2]. Некоторые подходы предполагают использование GRM для построения начальной скоростной модели, а затем применяется томография на рефрагированных волнах [5].

При использовании метода преломленных волн среда часто считается изотропной или VTI. Самой ранней статьей, рассматривающей анизотропию, была статья Helbig 1964 года [6], в которой использовался графический подход, чтобы показать влияние анизотропии на результаты обработки одной 2D линии. Азимутальная сейсмическая анизотропия также учитывалась при исследованиях глубинного строения Земли (мантии) [7]. Leslie and Lawton [8] показывают, что метод «плюс–минус» может быть использован для измерения азимутальной анизотропии скоростей продольных волн. Для нефтегазоносных пластов преломленные волны оказались также информативными при прогнозировании ориентации трещин, когда пласт–коллектор представлен высокоскоростным слоем [9]. Азимутальное исследование с использованием преломленных волн также проводится для образцов в рамках физического эксперимента [10].

В случае определенного отношения скоростей P–волн в слоистых средах может случиться, что в направлении высокой скорости P–волны в нижнем (азимутально–анизотропном) слое в данных наблюдается преломленная волна, в то время как в направлении низкой скорости P–волны она не наблюдается (потому что контраст скорости с верхним слоем становится небольшим). В этой статье мы предоставляем результаты моделирования, которые показывают возможность такого поведения и представляем результаты полевых наблюдений, которые мы пытаемся этим объяснить.

МЕТОД

Наша работа подразделяется на две части: моделирование и обработка полевых данных. При моделировании времена пробега рассчитываются с использованием двухточечного алгоритма трассировки лучей, учитывающего анизотропию среды. Обсуждение метода можно найти в [11]. В нашей статье при работе с реальными данными используются два метода обработки: обычный метод «плюс–минус» или t0’ Hagedoorn [4] и 2D томография [12]. Для томографии мы рассчитали времена прихода головных волн для модели с реальной топографией эксперимента. Для тестирования метода «Плюс–Минус» на модельных анизотропных данных мы рассчитывали синтетику без топографии (чтобы избежать связанные с топографией неправильные интерпретации годографов волн).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ПОЛЕВЫХ ДАННЫХ

Исследуемый район характеризуется крутопадающими сланцами в непосредственной близости к поверхности наблюдений. В качестве априорной информации о скоростном разрезе были использованы результаты вертикального сейсмического профилирования, полученные в соседней скважине (300 м к северу от исследуемой территории). Результаты ВСП показывают многослойную скоростную модель с двумя выдержанными по скорости слоями в верхней части разреза со скоростями Р–волн около 3 и 5 км/с. Было обнаружено, что верхний из этих двух слоев обладает существенной сейсмической анизотропией. Таким образом, как априорную информацию мы можем использовать данные об азимутальной анизотропии для слоя 3 км/с.

Система наблюдений показана на рис. 1, наблюдаемая асимметрия вызвана особенностями локального рельефа и ограничений, но мы попытались предоставить самые длинные профили, которые возможны на данном участке.

Результаты обработки полевых данных для профилей 1 и 3 (рис. 1) показаны на рис. 2. В дополнение к высокоскоростным слоям (которые выделяются на

ВСП) выделяются еще 2 вышележащих слоя со скоростями продольных волн 0.4 и 1.7 км/с, которые мы ассоциируем с грунтом, ненасыщенным и насыщенным водой. Для преломления от кровли слоя 1.7 км/с в точке пересечения профилей наблюдаются одинаковые определяемые глубины границ и близкие скорости для всех профилей. Следующие границы, наблюдаемые для профилей 1 и 3, по нашему мнению, происходят от преломлений на границах разных слоев. Для профиля 3 по второй головной волне определяется скорость около 4.7 км/с, а для профиля 1 скорость по второй головной волне около 3 км/с. Соответственно, для профиля 1 мы предполагаем, что найденная граница отвечает кровле 3–го слоя (3 км/с), для профиля 3 – вторая найденная граница отвечает кровле 4–го слоя (5 км/с). При этом кровля слоя 3 км/с пропускается, так как в направлении профиля 3 скорость продольной волны за счет азимутальной анизотропии снижается и приближается к скорости перекрывающей толщи. Для профиля 3 кровля слоя 4 недостаточно глубока, однако это можно объяснить неверной оценкой глубины, связанной с пропущенным 3–м слоем.



Рис. 1. Схематическая геометрия системы наблюдений: маркеры в форме флажков обозначают пункты ПВ (L1 для профиля 1, L3 для профиля 3). Черная стрелка показывает направление оси симметрии 3 HTI слоя среды

Fig. 1. Acquisition geometry: flag markers (L1 for Line 1, L3 for Line 3) show source locations. Black arrow shows the HTI (3–rd layer) symmetry axis direction

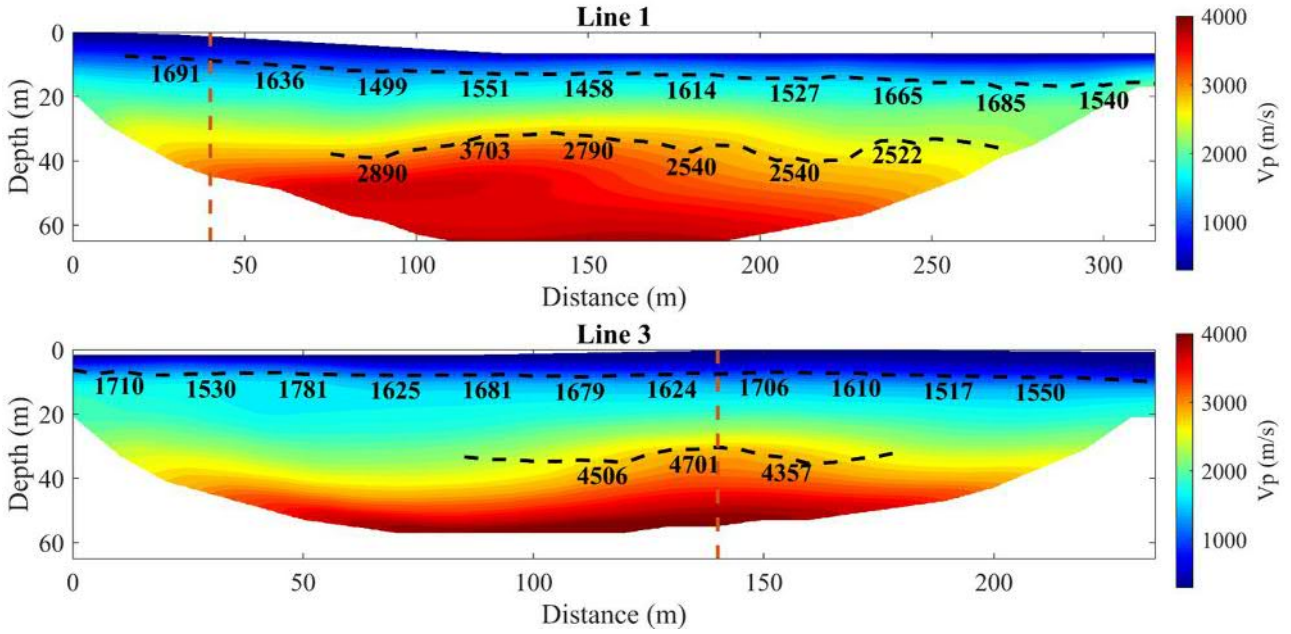


Рис. 2. Скоростные модели, полученные по полевым данным для профилей 1, 3. Штриховые линии и соответствующие скорости показывают границы, полученные методом «плюс–минус». Вертикальная пунктирная линия показывает точку, в которой профили 1 и 3 пересекаются

Fig. 2. Velocity models achieved with field data for lines 1, 3. Dash lines and subsequent velocities show depths achieved with the 'Plus–Minus' method. The vertical dashed line shows the point where Lines 1 and 3 intersect

Другое объяснение может заключаться в том, что наблюдаемая граница отмечает кровлю одного и того же слоя для профилей 1–3, а направление высокой скорости будет близко к направлению профиля 1. Это объяснение не подтверждается данными ВСП и ВЭЗ, из–за этого – мы это объяснение отклоняем. Далее мы проверяем основную интерпретацию с использованием синтетических времен пробега.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Здесь мы рассмотрели четырехслойную модель для расчета синтетики, основным критерием для модели было соответствие данным вертикального сейсмического профилирования и наблюдаемым сейсмическим данным. 1–й слой соответствует мягким осадкам с VP = 0.3 км/с, второй слой соответствует водонасыщенным изотропным осадкам с VP = 1.7 км/с, третий слой считается

сильно анизотропным (HTI) с VP0 = 2.2 км/с (скорость Р–волны вдоль оси симметрии), ε = 0.5 (что соответственно приведет к скорости продольной волны 3.3 км/с в плоскости симметрии), δ = 0.0. Такая сильная анизотропия возможна для сланцев [12, 13], азимут оси симметрии составляет 120º (от оси X, что также соответствует наблюдениям ВСП), четвертый слой изотропен с VP = 4.6 км/с. Мощности 1 и 3 слоев составляют 7.5, и 25 метров соответственно, 4–й слой имеет бесконечную мощность. Границы между слоями модели являются плоскими.

Синтетические первые вступления (соответствующие головным волнам) показаны на рис. 3 Одно существенное различие очевидно: в направлении профиля 1 наблюдаются три головные волны, а в направлении профиля 3 только две преломленные волны могут быть интерпретированы из анализа годографа первых вступлений (рис. 3). Результаты обработки методом «Плюс–Минус» для обеих линий показаны на рис. 3: 1–я граница на разных профилях совпадает, небольшая кривизна, которую мы связываем с неправильной интерпретацией годографа первых вступлений в нескольких точках. Глубина второй границы определяется для профиля 1, ее глубина оказалась на 5 м глубже, чем она задается в модели. Мы связываем это с определенной геометрией лучей, вызванной азимутальной анизотропией модели. Лучи для предложенной модели не находятся в вертикальной плоскости, а значительно выходят из нее (рис. 3). Первые вступления для профиля 3 не позволяют получить геометрию второй границы из–за низкоскоростного контраста в направлении оси симметрии слоя HTI (2.2 км/с против 1.7 км/с) и раннего выхода головной волны от преломления на 3 границе в первые вступления (сразу после 1–й головной волны). Так как мы знаем правильную интерпретацию волн, на рис. 3 нет пунктирной желтой линии, и вторая головная волна была правильно интерпретирована как преломление на кровле 4–го слоя, то глубина 3–й границы в этом случае существенно недооценивается, и эта проблема, по–видимому, является обычной для традиционных методов, когда в данных отсутствует одна из преломленных волн.

В противном случае – если мы не используем наши знания о модели (что является нормальным для обработки данных), эта граница (фиолетовая на рис. 3) становится второй границей модели (желтая). В этом случае глубина второй границы становится значительно завышенной (на 20 м глубже, чем есть). Результаты обработки синтетических данных частично подтверждают нашу интерпретацию полевого эксперимента.

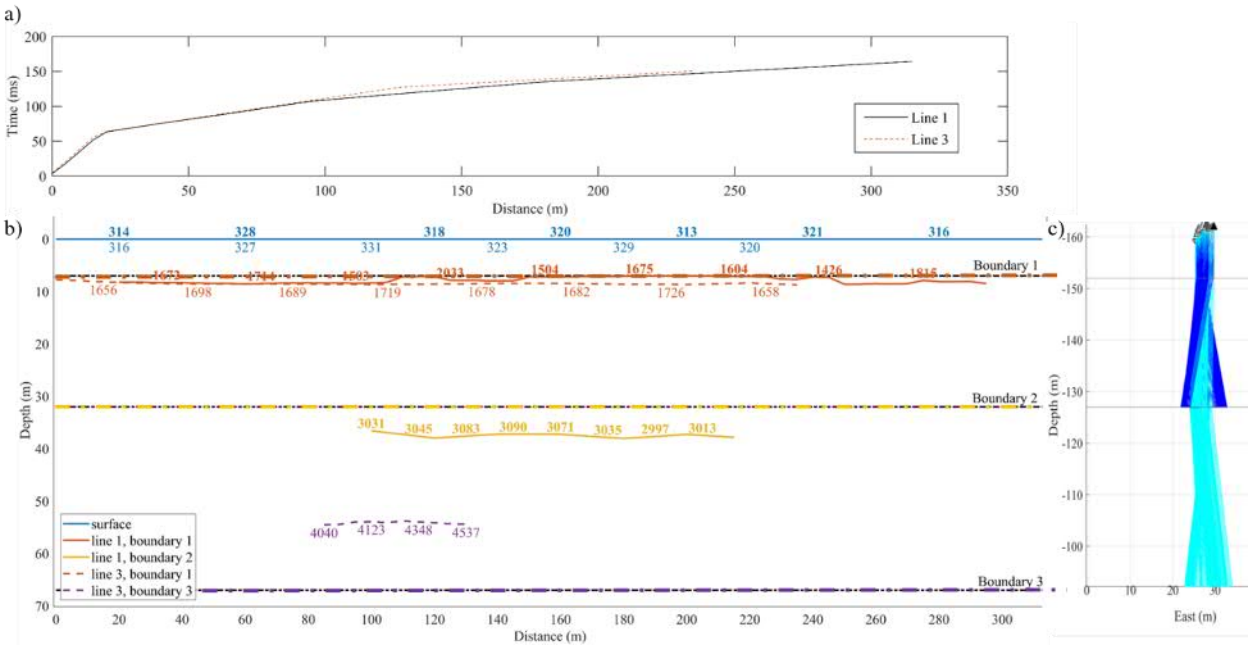


Рис. 3. a) первые вступления для линий 1 и 3, b) скоростные модели, полученные по синтетическим данным с помощью метода «Плюс–минус» (линия 1 и линия 3), и геометрия лучей для 2–й и 3–й границ (c). Сплошные линии соответствуют результатам для профиля 1, пунктирные линии – для профиля 3. Штрих–пунктирные линии соответствуют реальной геометрии границ. Справа показана проекция лучей для Линии 3 на вертикальную плоскость Восток–Глубина, лучи для головной границы от 2 границы показаны синим цветом, а для границы 3 показаны голубым цветом

Fig. 3. a) first arrivals for lines 1 and 3, b) Velocity models achieved with ‘Plus–Minus’(Line1 and Line 3), and ray geometry for the 2–nd and 3–rd boundaries (c). Solid lines correspond to Line 1 processing results, dashed lines to Line 3. Dash–dot lines correspond to real geometry of boundaries. On the right the projection of rays for Line 3 on the vertical plane East–Depth is shown, the 2 refraction is shown with blue and rays for boundary the 3 refraction is shown with cyan

ВЫВОДЫ

Методы, основанные на обработке преломленных волн, часто используются для исследования строения верхней части разреза. Известно, что они обладают неопределенностями для оценки геометрии и свойств неоднородных сред, обратная задача имеет существенную неединственность. Анизотропия редко рассматривается как источник этой неединственности. В нашей работе мы показали, что азимутальная анизотропия модели может влиять на обработку и интерпретацию полевых данных преломленных волн. При обработке синтетических данных мы показываем, что азимутальная анизотропия может привести к недооценке или завышению глубины границ. Таким образом, мы предполагаем, что в районах, где известна анизотропия, определенные глубины должны быть проверены с различными по азимуту профилями.

Неоднозначность достигнутых результатов также может быть уменьшена за счет использования поперечных волн и, в частности, анализа расщепления поперечных волн – мы планируем продолжить наши работы в том же месте с инициированием поперечных волн и записями 3С.

Работа частично поддержана проектом фундаментальных исследований 0331–2019–0009.

REFERENCES

1. Cerveny V. Seismic ray theory – Cambridge university press, 2005. – 724 с.
2. Hagedoorn J. G. The plus-minus method of interpreting seismic refraction sections //Geophysical prospecting. – 1959. – Т. 7. – №. 2. – С. 158–182.
3. Helbig K. Refraction seismics with an anisotropic overburden: A graphical method of interpretation //Geophysical Prospecting. – 1964. – Т. 12. – №. 4. – С. 383–396.
4. Koulakov I., Stupina T., Kopp H. Creating realistic models based on combined forward modeling and tomographic inversion of seismic profiling data //Geophysics. – 2010. – Т. 75. – №. 3. – С. B115–B136.
5. Leslie J. M., Lawton D. C. A refraction–seismic field study to determine the anisotropic parameters of shales //Geophysics. – 1999. – Т. 64. – №. 4. – С. 1247–1252.
6. Palmer D. The generalized reciprocal method of seismic refraction interpretation. – Society of Exploration Geophysicists. – 1980. –104 с.
7. Palmer D. Is accuracy more important than precision in near-surface refraction seismology? //Near Surface Geophysics. – 2015. – Т. 13. – №. 1. – С. 1–18.

8. Shearer P. M., Orcutt J. A. Compressional and shear wave anisotropy in the oceanic lithosphere–the Ngendei seismic refraction experiment //Geophysical Journal International. – 1986. – Т. 87. – №. 3. – С. 967–1003.

9. Tseng C. W. et al. A multi-azimuth seismic refraction study for a horizontal transverse isotropic medium: physical modelling results //Geophysical Prospecting. – 2017. – Т. 66. – №. 1. – С. 13–25.

10. Tura A. et al. A refraction method to detect reservoir velocity and anisotropy //The Leading Edge. – 2015. – Т. 34. – №. 5. – С. 548–552.

11. Vernik L., Liu X. Velocity anisotropy in shales: A petrophysical study //Geophysics. – 1997. – Т. 62. – №. 2. – С. 521–532.

12. Yaskevich S. V., Grechka V. Y., Duchkov A. A. Processing microseismic monitoring data, considering seismic anisotropy of rocks //Journal of Mining Science. – 2015. – Т. 51. – №. 3. – С. 477–486.

13. Zhang J., Toksöz M. N. Nonlinear refraction traveltime tomography //Geophysics. – 1998. – Т. 63. – №. 5. – С. 1726–1737.

© С.В. Яскевич, П.А. Дергач, Г.С. Чернышев, В.И. Карпухин, А.А. Дучков, А.Е. Шалагинов, В.В. Карстен, 2020

Секция 4. Экономика недропользования

УДК 336.67 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-085

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ (EVA)

Виктор Алексеевич Бутенко
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (923)–126–06–00, e–mail: v.butenko@g.nsu.ru

Михаил Владимирович Мишенин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e–mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

Целью данной статьи является проведение сравнительного анализа российских нефтегазовых компаний. Для проведения данного исследования использован показатель экономической добавленной стоимости или EVA. Научная новизна подкреплена следующими моментами: отсутствие исследований по теме применения EVA для всего нефтегазового российского рынка, модификация EVA для соответствующего применения на российском нефтегазовом рынке, сравнительный анализ на основе расчетов EVA. Компании отрасли по результатам исследования отличаются на порядки, как в плане денежной, так и относительной экономической стоимости.

Ключевые слова: EVA, экономическая добавленная стоимость, нефтегазовый рынок, эффективность.

PERFORMANCE EFFECTIVENESS OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES BASED ON ECONOMIC VALUE ADDED (EVA)

Victor A. Butenko
Novosibirsk State University, 630090, Russia, 2, Pirogov St., Novosibirsk, student, phone: (923)–126–06–00, e–mail: v.butenko@g.nsu.ru

Mikhail V. Mishenin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptyug Ave., 630090, Russia, Novosibirsk, PhD in Economics, Senior Researcher, e–mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

The purposes of this article are to conduct comparative analysis among Russian oil and gas companies. In order to conduct the research economic value–added indicator or EVA was chosen. Scientific novelty is supported by the following points: research gap of EVA application on the Russian oil & gas market, EVA modification for appropriate application for the Russian oil & gas market, nobody has considered entire market (only particular companies), comparative analysis based on EVA calculations. According to the results of the study, companies in the industry differ by orders of magnitude, both in terms of monetary and relative economic value.

Key words: EVA, economic value added, oil and gas market, efficiency.

Введение

За последние полтора десятилетия значительно возросла ресурсно–сырьевая направленность развития российской экономики, основанная на доходах от добычи и экспорта углеводородов. До 2014 года доходы нефтегазового сектора в структуре доходов федерального бюджета выросли до 50 %, а с учетом других налогов отрасли этот показатель увеличился почти до 65 %. В структуре платежного баланса, отражающей внешнеэкономические операции, валютная выручка от экспорта углеводородов выросла до 70 % [1]. Основная часть суверенных фондов, включая доходы от золота и иностранной валюты, Фонд национального благосостояния и Резервный фонд, были сформированы за счет доходов от нефтегазовой промышленности.

Со времен СССР Россия была одним из крупнейших производителей нефти на мировом рынке, и этот рынок устойчиво рос. После падения в течение 2014–2016 года, уже в конце 2017 года цены на нефть выросли почти на 40 %. Базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых увеличилась с 857 до 919 рублей за тонну. В конце года добыча газа увеличилась на 50 миллиардов кубометров до 691 миллиарда кубометров. В результате за прошедший год доля нефтегазового комплекса в федеральном бюджете увеличилась с 35 до 39 %, а доходы федерального бюджета увеличились с 13,4 до 15,0 трлн рублей [2]. Все это свидетельствует о ключевой роли нефтегазового сектора в экономике России. Необходимость понимать, какие факторы и насколько способствуют эффективности предприятий отрасли, стала основной проблемой данного исследования.

На сегодняшний день существует множество методов и подходов к определению экономической эффективности предприятия. Наиболее распространенная традиционная финансовая модель, которая начала применяться в начале прошлого века, была усовершенствована с развитием методов бухгалтерского учета. Суть данной модели заключается в оценке экономической

эффективности предприятия на основе расчета внутренних показателей эффективности. Основным показателем эффективности в данной модели является увеличение прибыли, достигаемое за счет снижения затрат.

В рамках этой модели авторы определяли эффективность предприятия или на основе одного показателя, признанного единственным ориентиром деятельности, как в методе, предложенном в статье [3], или на основе нескольких ключевых показателей, как в методе [4], или же путем расчета интегральных показателей эффективности, отражающих целый комплекс традиционных экономических параметров, отраженных в публикации Васильева А.В. [5].

Альтернативой традиционной финансовой модели являются многочисленные модели затрат для определения эффективности предприятия, например, которую предложил Джеймс Тобин в своей «Теории портфельного инвестирования» [6].

Разработка стоимостных моделей проходила параллельно с совершенствованием систем управления и планирования, развитием информационных технологий, усилением конкуренции и усложнением задач, стоящих перед менеджерами и владельцами компаний. Начальная стадия этого развития связана с такими моделями, как факторный анализ (модель DuPont) [7], рентабельность инвестиций (ROI), рентабельность активов (ROA), прибыль на акцию (EPS), прибыль до налогообложения, проценты и амортизация (EBITDA), рентабельность чистых активов (RONA), скорректированная на риск доходность капитала (RAROC), модель Эдвардса–Белла–Олсона (EBO) [8].

Основным недостатком таких моделей является проведение расчетов на основе данных прошлых периодов и недостаточное внимание к интересам акционеров компании. Для устранения этой и ряда других проблем в середине 80–х годов возник ряд новых моделей: модель рыночной стоимости (MVA), акционерной добавленной стоимости (SVA), экономической добавленной стоимости (EVA), доходности инвестиций (CFROI), денежной добавленной стоимости (CVA) и опционной (OPM) [9].

На сегодняшний день наиболее распространенной концепцией в рамках ценностного мышления является концепция экономической добавленной стоимости (EVA), разработанная Д. Стерном и Б. Стюартом [10], в которой экономическая эффективность понимается как превышение рентабельности капитала над стоимостью его привлечения.

На рис. 1 показано сравнение показателей эффективности с точки зрения их точности и сложности. Как видно из рисунка, в оригинальной интерпретации представлены девять сравнительных показателей, которые расположены в соответствии с уровнями сложности их построения и точностью получаемых результатов [11]. Таким образом, мы видим, что индикатор EVA является компромиссом между точностью и чрезмерной сложностью расчетов.

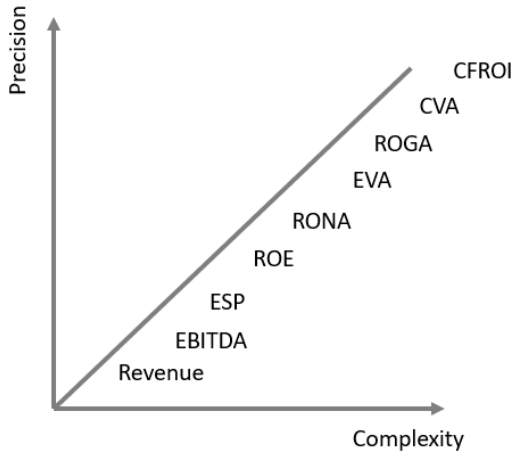


Рис. 1 Сравнение различных моделей оценки эффективности (сложность по горизонтали, точность по вертикали)
Fig. 1. Comparison of different models for evaluating effectiveness (horizontal complexity, vertical accuracy)

В последнее десятилетие 20–го века началась активная критика существующих методов оценки эффективности компании, такой как прибыль, [12]. Авторы утверждают, что стандартные финансовые показатели не способны оценить экономическую ценность компании.

Примерно в то же время, с 1989 по 1992 год, показатель EVA начал активно использоваться в научных работах. Год спустя показатель уже начал

использоваться для оценки эффективности таких крупных корпораций, как Coca–Cola, Monsanto, Proctor&Gamble, Siemens, IBM и Microsoft, ставших клиентами Stern Stewart & Co [13].

В 1997 году начали разрабатываться различные модификации EVA [14], которые исправляют некоторые недостатки модели, связанные с расчетом CAPM [15], невозможностью учитывать будущие периоды (модель SVA) и введение различных корректировок в специфику учета по МСФО [16]

В последнее время много исследований было посвящено поиску корреляции EVA с различными показателями, такими как стоимость компании, котировки акций и пр. Некоторые исследования были сосредоточены на специфике применения EVA на российском рынке [17] и нефтегазовом рынке в частности [18]. К примеру, Романов и Кукина не нашли существенной связи между EVA и стоимостью компании [19].

В табл. 1 обобщены основные этапы и достижения в исследовании показателя EVA российскими и зарубежными авторами. Несмотря на относительную новизну показателя, на данный момент проделана большая работа по исследованию модели и ее адаптации для использования на российском рынке.

Таблица 1. Периодизация основных достижений в исследовании показателя EVA российскими и зарубежными авторами

Table 1. Periodization of the main achievements in the study of the EVA indicator by Russian and foreign authors

Период, г.	Авторы	Достижение
1982	Джоэл М. Стерн и Дж. Беннетт Стюарт III (Stern Stewart & Co.)	Изобретена концепция EVA.
1986–1999	Раппапорт А., Найт Дж. А., Стюарт Дж. Б.	Критика подходов, основанных на прибыли, поскольку они не могут измерить изменения экономической стоимости компании.
1989–1992	Финеган, Уолтер	Термин EVA начал использоваться в публикациях.
1993	Трулли (Fortune)	EVA начала использоваться как показатель эффективности бизнеса.

Продолжение таблицы 1
Continuation of Table 1

1997	Иоганн де Вилье	Проанализировал степень влияния инфляции на результаты расчетов EV, а также внес коррективы в индекс EVA
1998	Джон О'Хэнлон, Кен Пизнелл	Выяснили, что EVA обладает большей способностью объяснить изменения цен на акции, чем традиционные показатели.
2008	Романов В.С., Кукина Е.Б	Исследование взаимосвязи EVA и стоимости компании на российском рынке.
2008	Сорокин С.В.	Особенности применения EVA для российского рынка.
2011	Жданов И.У.	Использовал модель Fama–French вместо CAPM для расчета EVA
2013	Салманов, О. Н.	Вывел взаимосвязь NPV и EVA
2014	Кьестик и др.	Корректировки по данным бухгалтерского учета для различных национальных экономик

Методы и материалы

Как уже упоминалось выше, EVA отображает превышение рентабельности капитала над его стоимостью. Эта базовая идея эффективности в отношении EVA сформулирована следующим образом: компания или ее подразделение создает стоимость для инвесторов только в том случае, если их операционный доход превышает стоимость инвестированного капитала.

Соответствующая формула для расчета EVA выглядит следующим образом:

$$EVA = NOPAT - WACC * CE \quad (1)$$

где EVA – экономическая добавленная стоимость;

NOPAT – чистая операционная прибыль после налогов;

WACC – средневзвешенная стоимость капитала;

CE – инвестиционный капитал.

Показатель Value Spread показывает, сколько процентов созданной экономической добавленной стоимости приходится на один рубль инвестиций. Это помогает сравнивать различные компании вне зависимости от размеров их капиталов. Формула выглядит следующим образом:

$$VS = \frac{EVA}{CE} = ROIC - WACC \quad (2)$$

где VS – value spread; ROIC – рентабельность капитала.

Котировки акций для расчета доходности в модели CAPM взяты на ресурсе [20]. Ставки доходности для каждой акции были рассчитаны на основе котировок с 2011 по 2018 год. Для расчета рыночной доходности был взят индекс MCFTTR [21]. Это индекс чистой прибыли MOEX (по налоговым ставкам российских организаций), который включает дивиденды.

На основе рыночной доходности активов представленных компаний был рассчитан коэффициент бета для формулы CAPM. Для этого была применена простая линейная регрессия.

Для оценки экономической добавленной стоимости были использованы финансовые отчетности компаний по стандарту МСФО. Были использованы следующие значения: валовая выручка, чистая прибыль до налогообложения, процентные расходы, значения заемного и собственного капитала. На основании этих данных были рассчитаны чистая операционная прибыль до налогов и инвестиционный капитал.

Для расчета WACC необходимо было использовать стоимость привлечения заемного капитала. Для этого использовались ставки рефинансирования Центрального банка России с 2012 по 2018 год как наиболее близкий показатель к средней стоимости привлечения заемного капитала на рынке.

Затем были рассчитаны стоимость привлечения собственного капитала по формуле CAPM, доли собственного и заемного капитала и значение WACC с 2012 по 2018 годы. В итоге, были посчитаны значения EVA (1) и Value Spread (3).

Смысл использования индекса VS заключается в том, что в стандартной формулировке EVA нет возможности сравнивать компании друг с другом в виду их различий объема капитала: добавленная стоимость выражена в рублях. Для этого нам необходимо абстрагироваться от размера компаний, величины их

инвестиционного капитала и рассмотреть относительные показатели. Для этих целей использовался индикатор VS, который показывает, сколько рублей стоимости приходится на каждый рубль инвестиций. Другими словами, это разница между доходностью инвестиционного капитала и стоимостью его привлечения по формуле (3).

Для сравнения конкретных компаний со средними значениями по отрасли, были рассчитаны отраслевые показатели на основе средних показателей по отрасли. Показатели финансовой отчетности всех компаний были просуммированы и к ним были применен средний по отрасли WACC. В итоге удалось получить примерную оценку состояния отрасли по результатам деятельности 11 крупнейших компаний.

Результаты

На рис. 2 изображены средние значения EVA за рассматриваемый период по всем Российским компаниям. По этому графику можно видеть, какие компании создавали экономическую добавленную стоимость, а какие теряли. Так, самыми эффективными компаниями были Лукойл, Сургутнефтегаз и ТНК ВР, самыми неэффективными – Роснефть и Газпромнефть.

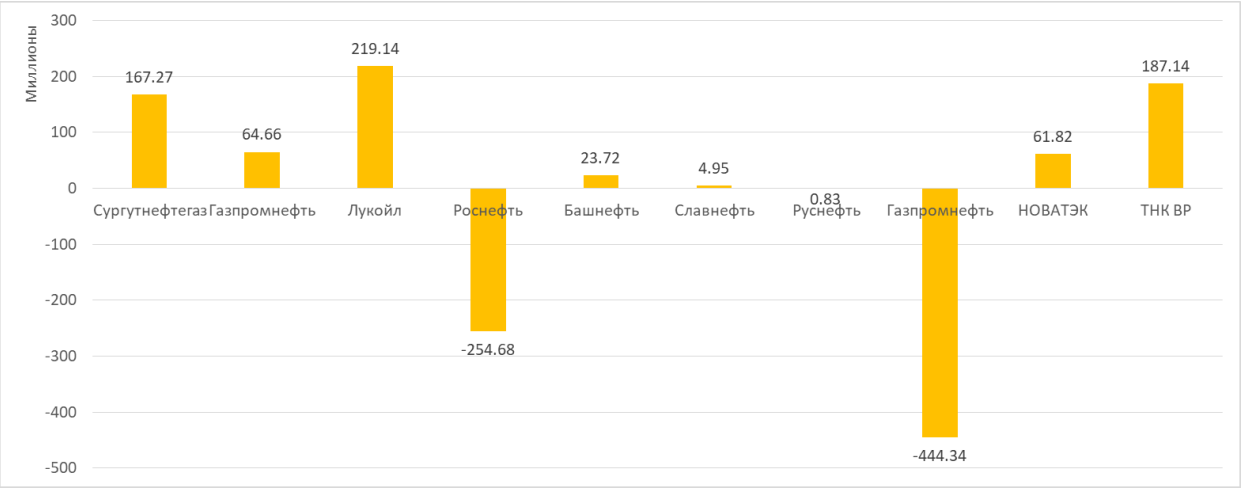


Рис. 2 Среднее значение EVA за период 2012–2018
Fig. 2. Average EVA for the period 2012–2018

На рис. 3 изображены значения value spread компаний относительно отрасли. Все значения были центрированы по значениям отрасли, поэтому линия отрасли лежит ровно на горизонтальной оси. Поэтому, если абстрагироваться от размеров компаний, то относительно рынка наиболее эффективно капиталом распоряжались Лукойл, Сургутнефтегаз и НОВАТЭК, а неэффективно Роснефть и Газпромнефть. Наибольшую волатильность демонстрировали Руснефть и НОВАТЭК.

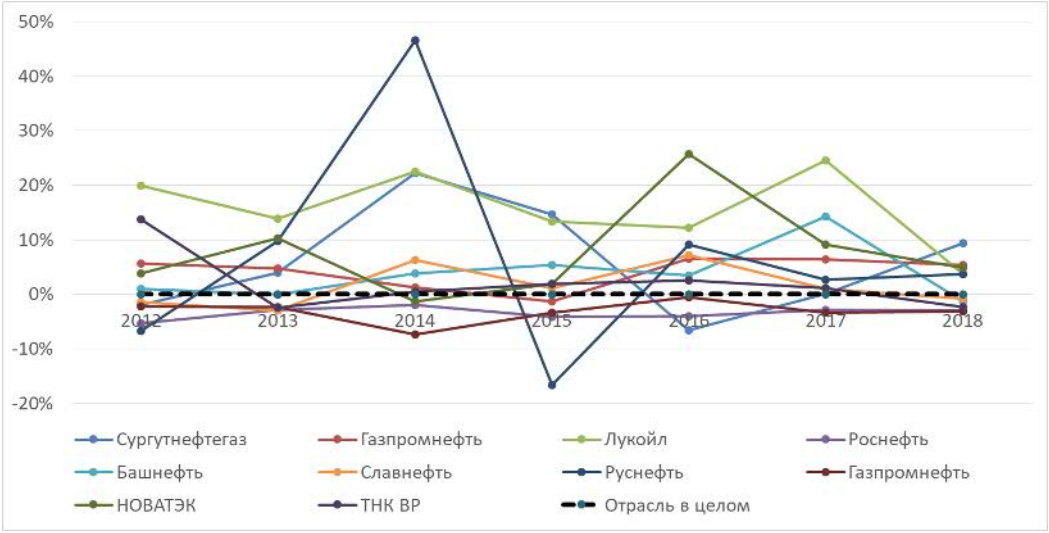


Рис. 3 Положение компаний относительно отрасли (черная линия)
Fig. 3. Position of companies regarding the industry (black line)

Обсуждение

Для многих компаний, таких как Роснефть, Газпромнефть, Руснефть, слабая диверсификация бизнеса, отсутствие собственной переработки, зависимость от цен на нефть и газ стали причинами неэффективного использования инвестиционного капитала.

Для других компаний, например, таких как Лукойл, высокая дифференциация бизнеса, развитая сеть нефтеперерабатывающих заводов с поставкой внутри страны и на экспорт, высокие показатели производительности труда, помогли наращивать добавленную экономическую стоимость в периоды нестабильности цен на энергоресурсы. Однако, некоторые данные не дают получить близких к достоверности результатов. Так, например, Сургутнефтегаз

– закрытая компания с высокой долей заемных средств, показывает высокие значения EVA, хотя при этом вполне вероятно неэффективное использование капитала.

В целом, нефтегазовая отрасль России характеризуется высокой степенью монополизации, недостаточной прозрачностью и несовершенной организационной структурой управления, недостаточно развитой конкуренцией. По ряду этих и некоторых других причин крупнейшие компании отрасли и отрасль в целом теряли экономическую стоимость на протяжении нескольких лет, с 2014 по 2018 год.

Заключение

Большинство российских компаний объединяет неспособность подстраиваться под изменение рыночной конъюнктуры. В связи с этим, колебания цен на энергоресурсы сказывается отрицательно на эффективности как отдельных компаний, так и отрасли в целом. При этом компании могут по–прежнему показывать высокие доходности в терминах чистой прибыли или рентабельности. Но это не означает, что они используют привлеченные средства эффективным образом и создают ценность для владельцев капитала. Это работа помогает пролить свет на вопрос эффективности нефтегазовой отрасли за последние несколько лет. Дальнейшим важнейшим направлением развития может стать изучение основных факторов, определяющих эффективность этих компаний.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта № НШ–2571.2020.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александрова А.И., Закревская А.В Анализ экономики нефтегазового сектора в РФ // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия Экономика и экологический менеджмент. – 2019. – № 2. – С. 1 – 12.
2. Филимонова И.В., Комарова А.В., Немов В.Ю. и др. Нефтегазовый комплекс

России. Часть 3 Экономика нефтегазовой промышленности: цикл работ – ИНГГ СО РАН, ЭФ НГУ, 2018. – 75с.

3. Лумпов Н. А. Фондирование как метод управления затратами // Финансовый менеджмент. – 2007. – № 4. [Электронный ресурс]. – Код доступа: https://www.cfin.ru/management/finance/cost/funding.shtml

4. Булгакова Л. Н. Исследование и доработка существующей системы экономических показателей // Финансовый менеджмент. – 2001. – № 6. [Электронный ресурс]. – Код доступа: http://www.finman.ru/articles/2001/6/571.html

5. Васильев А. В. Интегральный показатель эффективности экономической деятельности предприятия. [Электронный ресурс]. – Код доступа: http://ekonomika.ru/articles/integralnyj–pokazatel–effektivnosti–ekono micheskoj–deyatelnostipredpriyatiya–2160.html.

6. Tobin D. Monetary policy and economic growth: Editorial URSS, 2010. – 272 p.

7. Doorasamy M. Using DuPont analysis to assess the financial performance of the top 3 JSE listed companies in the food industry // Investment Management and Financial Innovations. – 2016. – Volume 13. – Issue 2. – P. 1 – 16.

8. Brealey R., Mayers S. Principles of Corporate Finance. – 1980. – 876 c.

9. Назарова В.В., Бирюкова Д.С. Стоимостные методы оценки эффективности менеджмента компании // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Экономика и экологический менеджмент». – 2014. – № 3. – С. 1– 22.

10. Stern Stewart Management Services. The Stern Stewart Performance 1000: a Guide to Value–added Performance; 1982–1991 Statistical Review. – New York, NY. – 1993.

11. Головина А. Драйверы эффективности управления стоимостью компании: измерительный аспект // Научно–технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. – 2017. – Том 10. – № 4. – С. 1–11.

12. Knight J. Value Based Management: Developing a Systematic Approach to Creating Shareholder Value. – McGraw Hill. – N. Y. – 1998.

13. B. Tortella, S. Brusco. The economic value added (EVA): an analysis of market reaction: Advances in Accounting 20. – 2003.

14. Johann De Villiers. The Distortions in Economic Value Added (EVA) Caused by Inflation // Journal of Economics and Business. – 1997. –. № 3. – P. 49

15. Жданов И. Управление компанией. Повышение точности стратегического инструмента EVA (Economic Value Added): Теория управления // УЭкС. – 2011. – № 9, С. 1–4.

16. Зозуля В. EVA: новый взгляд на старые вещи. – [Электронный ресурс]. – Код доступа: https://www.cfin.ru/management/controlling/eva.shtml

17. Сорокин С.В. Заграница нам поможет? рекомендации применения международных стандартов финансовой отчетности для внедрения показателя Economic Value Added // Российское предпринимательство. – 2008. – №4. – С. 1– 6.

18. Харисова Г.М. Модель экономической добавленной стоимости (EVA) и ее применение при обосновании стратегии интегрированных образований в реальном секторе экономики // Управление экономическими системами: электроннный научный журнал. – 2011. – С. 1– 10.

19. Романов В.С., Кукина Е.Б. Исследование взаимосвязи показателя eva и стоимости компании на российском рынке капитала // Корпоративные финансы. – 2008. – С. 1– 20.

20. InvestFunds . – [Электронный ресурс]. – Код доступа: https://investfunds.ru/

21. Индексы МосБиржи полной доходности [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.moex.com/ru/index/totalreturn/MCFTR

REFERENCES

1. Aleksandrova A.I., Zakrevskaya A.V Analiz ekonomiki neftegazovogo sektora v RF // Nauchnyj zhurnal NIU ITMO. Seriya Ekonomika i ekologicheskij menedzhment. – 2019. – № 2. – S. 1 – 12.
2. Filimonova I.V., Komarova A.V., Nemov V.YU. i dr. Neftegazovyj kompleks Rossii. CHast' 3 Ekonomika neftegazovoj promyshlennosti: cikl rabot – INGG SO RAN, EF NGU, 2018. – 75s.
3. Lumpov N. A. Fondirovanie kak metod upravleniya zatratami // Finansovyj menedzhment. – 2007. – № 4. [Elektronnyj resurs].
4. Bulgakova L. N. Issledovanie i dorabotka sushchestvuyushchej sistemy ekonomicheskih pokazatelej // Finansovyj menedzhment. – 2001. – № 6. [Elektronnyj resurs].
5. Vasil'ev A. V. Integral'nyj pokazatel' effektivnosti ekonomicheskoj deyatel'nosti predpriyatiya. [Elektronnyj resurs].
6. Tobin D. Monetary policy and economic growth: Editorial URSS, 2010. – 272 p.
7. Doorasamy M. Using DuPont analysis to assess the financial performance of the top 3 JSE listed companies in the food industry // Investment Management and Financial Innovations. – 2016. – Volume 13. – Issue 2. – P. 1 – 16.
8. Brealey R., Mayers S. Principles of Corporate Finance. – 1980. – 876c
9. Nazarova V.V., Biryukova D.S. Stoimostnye metody ocenki effektivnosti menedzhmenta kompanii // Nauchnyj zhurnal NIU ITMO. Seriya «Ekonomika i ekologicheskij menedzhment» . – 2014. – № 3. – S. 1– 22.
10. Stern Stewart Management Services. The Stern Stewart Performance 1000: a Guide to Value–added Performance; 1982–1991 Statistical Review. – New York, NY. – 1993.
11. Golovina A. Drajvery effektivnosti upravleniya stoimost'yu kompanii: izmeritel'nyj aspekt // Nauchno–tekhnicheskie vedomosti SPbGPU. Ekonomicheskie nauki. – 2017. – Tom 10. – № 4. – S. 1–11.
12. Knight J. Value Based Management: Developing a Systematic Approach to Creating Shareholder Value. – McGraw Hill. – N. Y. – 1998.
13. B. Tortella, S. Brusco. The economic value added (EVA): an analysis of market reaction: Advances in Accounting 20. – 2003.
14. Johann De Villiers. The Distortions in Economic Value Added (EVA) Caused by Inflation // Journal of Economics and Business. – 1997. –. № 3. – P. 49
15. ZHdanov I. Upravlenie kompaniej. Povyshenie tochnosti strategicheskogo instrumenta EVA (Economic Value Added): Teoriya upravleniya // UEkS. – 2011. – № 9, S. 1–4.
16. Zozulya V. EVA: novyj vzglyad na starye veshchi. – [Elektronnyj resurs]. – Kod dostupa: https://www.cfin.ru/management/controlling/eva.shtml
17. Sorokin S.V. Zagranica nam pomozhet? rekomendacii primeneniya mezhdunarodnyh standartov finansovoj otchetnosti dlya vnedreniya pokazatelya Economic Value Added // Rossijskoe predprinimatel'stvo. – 2008. – №4. – S. 1– 6.
18. Harisova G.M. Model' ekonomicheskoj dobavlennoj stoimosti (EVA) i ee primenenie pri obosnovanii strategii integrirovannyh obrazovanij v real'nom sektore ekonomiki // Upravlenie ekonomicheskimi sistemami: elektronnnyj nauchnyj zhurnal. – 2011. – S. 1– 10.
19. Romanov V.S., Kukina E.B. Issledovanie vzaimosvyazi pokazatelya eva i stoimosti kompanii na rossijskom rynke kapitala // Korporativnye finansy. – 2008. – S. 1– 20.
20. InvestFunds . – [Elektronnyj resurs]. – Kod dostupa: https://investfunds.ru/
21. Indeksy MosBirzhi polnoj dohodnosti [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.moex.com/ru/index/totalreturn/MCFTR

© В.А. Бутенко, М.В. Мишенин, 2020

УДК 338.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-086

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ КЛЮЧЕВЫХ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ПАДЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ И САНКЦИЙ

Юрий Алексеевич Дзюба
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. +7 (913) 454–13–32, e–mail: dzyuba_YA@mail.ru

Российская экономика испытала на себе несколько серьезных экономических шоков: низкая стоимость сырья, резкая девальвация рубля, а также введение экономических санкций ввиду геополитической напряженности. Целью настоящего исследования является подробный анализ динамики ключевых макроэкономических показателей России в период с 2011 по 2018 гг. для формирования ряда рекомендаций по проведению фискальных и монетарных политик, которые бы смогли обеспечить устойчивое экономическое развитие.

Ключевые слова: цены на нефть, санкции, макроэкономические показатели России, монетарная политика, фискальная политика.

ANALYSIS OF THE DYNAMICS OF KEY MACROECONOMIC INDICATORS, TAKING INTO ACCOUNT THE INFLUENCE OF SANCTIONS AND LOW LEVEL OF OIL PRICES

Yuriy A. Dzyuba
Novosibirsk State University, 630090, Russia, 2, Pirogov St., Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptyug Ave. 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Junior researcher, tel. +7(913)454–13–32, e–mail: dzyuba_YA@mail.ru

Russian economy experienced several serious economic shocks: the low cost of raw materials, a sharp devaluation of the ruble, and the imposition of economic sanctions due to geopolitical tensions. The purpose of this study is a detailed analysis of the dynamics of key macroeconomic indicators of Russia in the period from 2011 to 2018. The analysis will help us to form a series of recommendations for fiscal and monetary policies that could ensure sustainable economic development in the long term.

Key words: oil price, macroeconomic indicators of the Russian Federation, sanctions, monetary policy, fiscal policy.

Введение

Россия не раз смогла ощутить на себе последствия введения санкций западными странами. Последние события не стали исключением: геополитические напряженности в марте 2014 года привели к введению ряда санкций в отношении российской экономики. Сначала они были нацелены на ряд физических и юридических лиц, подразумевали введение ограничений на

деловую активность, а также замораживание активов. Позже последовали санкции, затрагивающие оборонные, энергетические и финансовые сектора страны. Состояние было усугублено отсутствием импульса к росту, незначительными показателями развития экономики и последствиями структурного кризиса, наступившего в 2012 году. Таким образом, российская экономика испытала на себе сразу несколько серьезных экономических шоков: низкая стоимость сырья, резкая девальвация рубля, а также введение экономических санкций ввиду геополитической напряженности [5–7].

Вопрос преодоления макроэкономических шоков и разработки грамотных макроэкономических стратегий посредством стандартных инструментов фискальной и монетарной политик является крайне сложным и связанным с возможностью возникновения существенных рисков, особенно в условиях нестабильных цен на нефть, жестких бюджетных ограничений и негативных ожиданий [8].

Актуальность исследования обусловлена реалиями российской экономики в период с 2014 по 2018 г., а также связана с важностью выбора оптимального сочетания инструментов фискальной и монетарной политики, которые бы смогли минимизировать функцию социальных потерь и обеспечить устойчивое экономическое развитие в долгосрочной перспективе [1, 2].

Актуальность также подтверждает и тот факт, что принятые решения по проведению экономических политик в рассматриваемом периоде не являлись оптимальными. Во–первых, сокращение инвестиционной активности (примерно на 13 %) и снижение государственных расходов на науку (с 2,5 % в 2013 г. до 1,8 % в 2016 г.) и образование (с 11,3 % в 2013 г. до 10,1 % в 2016 г.) отрицательно воздействуют на экономический рост в долгосрочной перспективе. Во–вторых, проводимая монетарная политика привела к краткосрочным негативным результатам и оказала негативное влияние на динамику инвестиций. В–третьих, наблюдается рассинхронизация в действиях монетарных и фискальных властей: с одной стороны, цели ЦБ связаны с подавлением инфляции, с другой – решения,

принятые фискальным властями, способствуют росту цен на отечественном рынке (рост ставок по НДС, налоговый манёвр в нефтегазовом секторе).

Из этого можно сделать вывод, что в большинстве случаев властями решаются точечные и краткосрочные задачи по регулированию экономической системы, однако такие решения не способствуют созданию долгосрочной основы для стабильного роста экономики страны [3; 8].

Целью настоящего исследования является подробный анализ динамики ключевых макроэкономических показателей России в период с 2011 по 2018 гг. для формирования ряда рекомендаций по проведению фискальных и монетарных политик, которые бы смогли обеспечить устойчивое экономическое развитие в долгосрочной перспективе [4].

Для достижения поставленной цели нами были сформулированы и описаны следующие задачи, которые включают как теоретический, так и практический аспект проработки проблемы:

- обзор введенных в отношении России санкций и ответных контрсанкций;
- краткая характеристика российской экономики, определение особенностей влияния внешних факторов на основные отрасли, на поведение потребителей, а также на экономические политики;
- формулирование ряда рекомендаций по проведению фискальных и монетарных политик, которые бы смогли обеспечить устойчивое экономическое развитие в долгосрочной перспективе.

В рамках статьи были исследованы и отражены научные работы ведущих отечественных и зарубежных ученых, прежде всего в области:

- роль нефтегазового комплекса и влияние нефтяных цен на динамику макроэкономических показателей России (Конторович, А.Г. Коржубаев, Н.И. Суслов, Ю.К. Шафранник, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер и др.) [1–10];
- установления закономерностей развития макроэкономических систем и влияние санкций на динамику ключевых макроэкономических показателей РФ (Нуреев Р.М., Гурвич Е.Т., Прилепский И.В. Васильева Н.Ф., Ловчикова Е.И.,

Артёмова Н.В., Чурсин С.С. Гурвич Е.Т., Прилепский И.В. Дзагоева М.Р., Кайтмазов В.А., Икоев С.К.) [9–17].

Методы и материалы

Данное исследование основано на широком диапазоне междисциплинарных методов и подходов, а именно систематизация и упорядочивание данных в табличном и графическом виде с целью выявления устойчивых закономерностей и тенденций в динамике ключевых макропоказателей РФ.

Информационной базой исследования являлись официальные статистические данные (за период 2011–2018 гг.) Федеральной службы государственной статистики, Министерства финансов РФ, Министерства экономического развития РФ, Центрального Банка РФ, журналов «ТЭК России» и «ИнфоТЭК», Федеральной налоговой службы РФ, Казначейства РФ, ВорлдБанка, а также различные научные публикации по исследуемой тематике.

Результаты и обсуждение

Цены на нефть.

Ввиду особенностей развития, макроэкономической структуры и существующего экспортного потенциала экономики России, важнейшим фактором, влияющим на динамику макропоказателей, является цена на нефть. В марте 2012 г. стоимость барреля нефти марки Brent достигла своего пика (125,5 долл./бар.), а затем начала стремительно падать до отметки в 95,2 долл./бар. в связи с возникновением ряда макроэкономических шоков в Европе, усугублённых кризисом в Греции. Однако уже к началу 2013 г. цены стабилизировались до уровня 100 долл./бар.

В результате высоких цен на нефть в 2013 – 2014 гг. наметилась тенденция к превышению предложения над спросом, а в конце лета 2014 г. уже прослеживалось падение спроса со стороны главных потребителей – Европы, Китая и США [18]. Ситуацию усугубило и снижение цен по экспортным контрактам с Ираном и Саудовской Аравией, что в совокупности

спровоцировало резкий обвал цен на нефть на 65 % за полтора года (с 105,2 до 36,2 долл./бар.). В начале 2016 г. цены на нефть достигли многолетнего минимума, опустившись до 28,5 долл./бар. марки Urals (Рис 1).

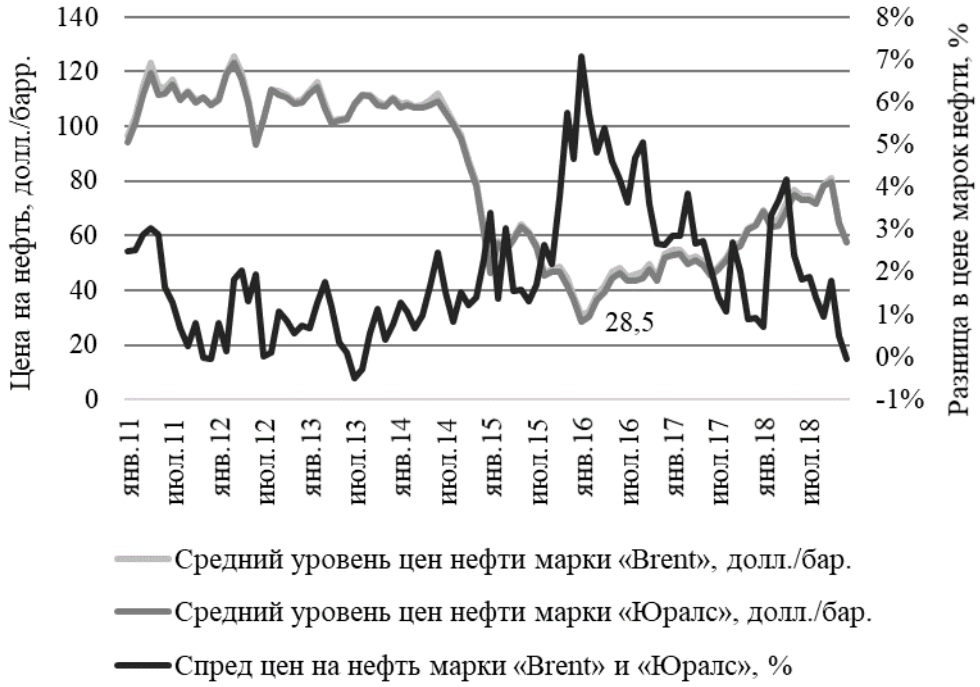


Рис. 1. Динамика цен на нефть марки «Urals» и «Brent», долл./барр
Fig. 1. Urals and Brent crude oil price dynamics, USD / bbl

В четвертом квартале 2016 г. члены ОПЕК и Россия договорились об ограничении добычи нефти, что способствовало сокращению излишков предложения и росту цен на углеводороды. В результате в октябре 2018 г. цены на нефть достигли отметки в 81,0 долл./бар.

Однако с октября нефть упала в цене почти на 30 долл./бар., что связывают с: «мягкими» санкциями США по отношению к Ирану; пессимистичными прогнозами ОПЕК и IEA; со снижением эффективности соглашения ОПЕК+ из–за сланцевой добычи и добычи странами, не участвующими в соглашении; сокращением спроса со стороны Китая и Индии.

Валютный курс.

Именно валютный курс определяет уровень импортных и экспортных цен, что в итоге отражается на состоянии производителей, потребителей, на федеральном бюджете и на торговом балансе страны. Курс валют в совокупности

с ценами на нефть определяют объемы накопления специализированных фондов и золотовалютных резервов государства, необходимых для обеспечения экономической безопасности и устойчивого развития экономики страны [19; 20].

В 2011 – 2014 гг. валютный курс колебался вокруг отметки 30 руб./долл., что связано со стабильным ростом цен на нефть и с политикой «валютного коридора», проводимой центральным банком. Однако в последующих периодах наблюдается существенное ослабление курса рубля по отношению к доллару США (с 36 руб./долл. до 76 руб./долл. в последующие полтора года (Рис. 2)).



Рис. 2. Динамика валютного курса и цен на нефть, руб./барр
Fig. 2. The dynamics of the exchange rate and oil prices, rubles per barrel

К ключевым факторам, повлиявшим на дестабилизацию валютного курса в период с 2014 по 2016 г., относят: (1) резкое падение мировых цен на нефть; (2) переход ЦБ РФ к политике «плавающего валютного курса»; (3) геополитическую напряженность, связанную с присоединением Крыма и с антироссийскими санкциями ЕС и США; (4) как следствие, отток денежных средств и иностранных инвестиций, снижение спроса на национальную валюту; (5) спекулятивный мотив крупнейших биржевых игроков и паника населения. Наибольшее влияние на девальвацию рубля оказал спад мировых цен на нефть,

что подтверждает симметричная динамика показателей в период с конца 2014 по 2016 г.

В то же время необходимо отметить, что спад курса рубля в совокупности с резким снижением мирового уровня цен на нефть смягчил спад нефтяных экспортных доходов в рублевом эквиваленте в структуре торгового баланса страны.

В третьем квартале 2016 г. ситуация стабилизировалась, однако ни курсу рубля, ни ценам на нефть не удалось достичь докризисных значений. С июля 2017 г. по июль 2018 г. рост цен на нефть сопровождается, напротив, синхронным увеличением валютного курса. Это позволило существенно увеличить поступления в бюджет в рублевом эквиваленте от экспорта продуктов нефтегазового сектора экономики страны.

Доходы федерального бюджета.

Нефтегазовые доходы остаются ключевым элементом в структуре доходной части федерального бюджета России. До 2014 г. прослеживался постоянный рост доли нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета, достигнув в 2014 г. своего исторического максимума – более 50 % от общего показателя (Рис. 3).



Рис. 3. Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета, трлн руб.
Fig. 3. Oil and gas revenues in the structure federal budget, trillion rubles

Рост показателя обеспечивался, во–первых, увеличением объема добычи и экспорта углеводородов, во–вторых, ростом цен на нефть, в–третьих, усилением фискальной нагрузки на нефтегазовый сектор.

В последние два года роль нефтегазовых доходов существенно выросла и почти достигла докризисного уровня. Это связано в первую очередь с ростом стоимости нефтяного сырья и продукции переработки на мировых рынках.

По итогам 2018 г. нефтегазовые доходы значительно возросли – более чем на 46 %, или 1,2 трлн руб. В результате доля нефтегазового комплекса за минувший год увеличилась с 39,6 до 46,4 %. Необходимо отметить, что ненефтегазовые доходы показали рост на 14,2 % [17]. Следовательно, долгосрочная цель снижения зависимости федерального бюджета от нефтегазовых доходов не достигается в первую очередь из–за высокой волатильности и положительной внешней конъюнктуры на нефтегазовых рынках. В прошлые годы снижение как доли нефтегазовых доходов в федеральном бюджете, так и абсолютного объема поступлений от нефтегазовой отрасли в первую очередь являлись следствием падения цен на нефть. При снижении цен на нефть в 2014 – 2015 гг. более чем в два раза объем бюджетных доходов отрасли снизился на 21 % в 2015 г. и на 18 % в 2016 г.

Структура нефтегазовых доходов вплоть до 2014 г. определялась соотношением НДПИ и экспортной пошлины на уровне 40:60, а после вступления в силу «налогового манёвра» к 2018 г. изменилось на 70:30 [18].

Введение «налогового манёвра» должно было способствовать обеспечению дополнительных поступлений в федеральный бюджет. Однако изменение параметров налоговой системы на фоне неблагоприятной ценовой конъюнктуры обострили отрицательные эффекты «налогового манёвра». Ввиду переноса налогового бремени с внешнего рынка на внутренний, произошло удорожание нефтяного сырья на нефтеперерабатывающих заводах, и, как следствие, произошел рост цен на нефтепродукты, который усугубил инфляционные процессы.

Монетарная политика.

Основные принципы денежно–кредитной политики в 2014 г. определились негативными процессами в российской экономике, связанными со сложной геополитической обстановкой, масштабным оттоком капитала и снижением цен на углеводороды. Для стабилизации курса и инфляционных ожиданий ЦБ повышал ключевую ставку процента с 5,5 % в январе до 17 % в декабре 2014 г., а в ноябре и вовсе упразднил действовавший механизм курсовой политики, отказавшись от валютного коридора и проведения регулярных интервенций. Так, монетарные власти перешли к плавающему валютному курсу, оставив за собой право проводить операции на внутреннем валютном рынке лишь в случае возникновения угроз для экономической стабильности.

Также Центральный Банк РФ перешел к политике инфляционного таргетирования – усиленной борьбе с инфляцией [19–20].

В течение 2016 г. ЦБ РФ дважды снижал ключевую ставку на 0,5 процентных пункта, в результате она достигла 10 % годовых. В условиях снижения инфляции и инфляционных ожиданий, наблюдавшихся в течение года, столь умеренное снижение ключевой ставки процента означало рост реальной ставки денежного рынка. Также следует учитывать, что в реальном выражении вплоть до 2016 г. процентные ставки в РФ оставались низкими, в том числе по сравнению с другими развивающимися странами.

Таким образом, после принятых ЦБ решений действительно наблюдается сокращение инфляции, однако политика монетарных властей идет в разрез с фискальной политикой.

Санкции.

Первые явные санкции со стороны Западных стран, введенные против России в марте 2014 г., имели скорее символический характер, нежели наносили настоящий удар по экономике страны. Решения о введении экономических санкций были приняты США и ЕС в середине марта и касались замораживания банковских счетов и активов ряда физических лиц РФ.

Под ограничения попали те отрасли и сектора экономики, от которых Россия была зависима в больше степени, и в которых была наиболее конкурентоспособна.

Ключевые санкции, веденные в отношении России, представлены в таблице 1 и касаются в первую очередь нефтегазового сектора, финансовой и банковской сфер и оборонно–промышленного комплекса.

Таким образом, в середине 2014 г. экономика России смогла испытать на себе два серьезных шока – введение ряда экономических санкций и резкое падение цен на нефть, что дало негативный синергетический эффект.

Таблица 1. Экономические санкции в отношении России, введенные в 2014г.
Table 1. Economic sanctions against Russia introduced in 2014

Отрасль	Перечень санкций
Нефть	• неявные санкции в виде значительного снижения цен на нефть на мировых рынках; • санкции в отношении отдельных компаний; • запрет на экспорт в Россию технологий нефтедобычи; • замораживание существующих и отказ от новых проектов.
Газ	• санкции в отношении отдельных компаний; • замораживание существующих и отказ от новых проектов.
Финансы	• отключение банковских структур России от международных платежных систем; • ограничение доступа к кредитным ресурсам; • замораживание финансовых активов российских юридических и физических лиц.
Оборона	• запрет на проведение операций с Россией по экспорту и импорту вооружений, • запрет на экспорт технологий, которые могут быть использованы в военных целях.

Санкции привели к кризису банковской системы в РФ, снижению её ликвидности, произошло снижение инвестиционных возможностей экономики. Сокращение экспорта нефтегазовой продукции и, как следствие, доходной части бюджета. Что же касается запрета на экспорт и импорт технологий, то его последствия должны сказаться немного позднее. Крупнейшие банковские организации (ВТБ, Сбербанк, Газпромбанк и др.) были лишены возможности

заимствования – то есть размещения долговых бумаг (со сроком обращения более 30 дней) на европейском рынке.

Заключение

Вопрос преодоления экономических шоков посредством стандартных инструментов фискальной и монетарной политик является крайне сложным и связанным с возможностью возникновения существенных рисков, особенно в условиях падения цен на нефть, жестких бюджетных ограничений и негативных ожиданий. При этом необходимо учитывать реалии, в которых оказалась Россия на сегодняшний день, а также негативные тренды в экономике.

В связи с проведённым статистическим анализом представляется очевидной необходимость умеренного использования инструментов монетарной политики и активное использование фискальной для стимулирования экономического роста в России, особенно при воздействии на систему таких внешних шоков, как резкий спад цен на нефть.

В рассматриваемых условиях, видится целесообразным проведение мягкой монетарной политики, активной фискальной, а также проведение программ, способствующих развитию промышленного, сельскохозяйственного производства внутри страны. Особое внимание по–прежнему стоит уделить диверсификации экономики, так как существенные потери экономика претерпела ввиду снижения мирового уровня цен на нефть (сокращение нефтегазовых доходов).

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Президента РФ № НШ–2571.2020.6 и № МК–1819.2020.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Банк России. Денежно–Кредитная политика. Официальный сайт [Эл.ресурс]. URL: https://www.cbr.ru/dkp/
2. Банк России. Денежно–кредитная и финансовая статистика. Официальный сайт [Эл.ресурс]. URL: https://www.cbr.ru/statistics/macro_itm/dkfs/
3. Васильева Н.Ф., Астахин Е.К., Федоров В.Р. Исследование влияния западных санкций на экономические показатели России // Корпоративная экономика. – 2016. – №5. – С. 67–81.

4. Газпромнефть. Официальный сайт [Эл.ресурс]. URL: http://ir.gazprom–neft.ru/ru/key–data/macroeconomics/taxation/ (дата обращения 12.05.2018)

5. Гордеев А.В. Последствия российского налогового маневра в условиях интеграции рынка нефти и нефтепродуктов государств – членов евразийского экономического союза // Финансовая аналитика: проблемы и решения. – 2016. – № 11. – С. 53–64.

6. Грудкина Т.И., Ловчикова Е.И., Артёмова Н.В., Чурсин С.С. Организационно–экономические проблемы влияния зарубежных санкций на субъекты рынка, импортозамещения и пути их решения // Экономика и предпринимательство. – 2015. – №4. – С. 121–135.

7. Гурвич Е.Т., Прилепский И.В. Влияние финансовых санкций на российскую экономику // Вопросы экономики. – 2016. – №17. – С. 33–41.

8. Дзагоева М.Р., Кайтмазов В.А., Икоев С.К. Влияние санкций на финансовый сектор российской федерации // Фундаментальные исследования. – 2015 – № 2 (часть 26). – С. 5860–5863

9. Ковалерова Л.А. Влияние финансовых санкций на развитие экспорта и импорта России в условиях ограничения бюджетных ресурсов // Вестник брянского государственного университета. – 2015. – №16. – С. 23–47.

10. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №5. – С. 24–27.

11. Кравченко А.А., Сергеева О.О. Влияние санкций на продовольственную безопасность России: вектор на импортозамещение // Наука и мир. – 2015. – №5. – С. 26–67.

12. Логинова И.В., Титаренко Б.А., Саяпин С.Н. Экономические санкции против России// Актуальные вопросы экономических наук. – 2015. – №3.

13. Нуреев Р.М. и др. Экономические санкции против России: ожидания и реальность: монография, 2017. – С.194

14. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.

15. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.

16. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.

17. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.

18. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

19. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго– и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.

20. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

REFERENCES

1. Bank Rossii. Denezhno–Kreditnaya politika. Oficial'nyj sajt [El.resurs]. URL: https://www.cbr.ru/dkp/

2. Bank Rossii. Denezhno–kreditnaya i finansovaya statistika. Oficial'nyj sajt [El.resurs]. URL: https://www.cbr.ru/statistics/macro_itm/dkfs/

3. Vasil'eva N.F., Astahin E.K., Fedorov V.R. Issledovanie vliyaniya zapadnyh sankcij na ekonomicheskie pokazateli Rossii // Korporativnaya ekonomika. – 2016. – №5. – S. 67–81.

4. Gazpromneft'. Oficial'nyj sajt [El.resurs]. URL: http://ir.gazprom–neft.ru/ru/key–data/macroeconomics/taxation/ (data obrashcheniya 12.05.2018)

5. Gordeev A.V. Posledstviya rossijskogo nalogovogo manevra v usloviyah integracii rynka nefti i nefteproduktov gosudarstv – chlenov evrazijskogo ekonomicheskogo soyuza // Finansovaya analitika: problemy i resheniya. – 2016. – № 11. – S. 53–64.

6. Grudkina T.I., Lovchikova E.I., Artyomova N.V., CHursin S.S. Organizacionno–ekonomicheskie problemy vliyaniya zarubezhnyh sankcij na sub''ekty rynka, importozameshcheniya i puti ih resheniya // Ekonomika i predprinimatel'stvo. – 2015. – №4. – S. 121–135.

7. Gurvich E.T., Prilepskij I.V. Vliyanie finansovyh sankcij na rossijskuyu ekonomiku // Voprosy ekonomiki. – 2016. – №17. – S. 33–41.

8. Dzagoeva M.R., Kajtmazov V.A., Ikoev S.K. Vliyanie sankcij na finansovyj sektor rossijskoj federacii // Fundamental'nye issledovaniya. – 2015 – № 2 (chast' 26). – S. 5860–5863

9. Kovalerova L.A. Vliyanie finansovyh sankcij na razvitie eksporta i importa Rossii v usloviyah ogranicheniya byudzhetnyh resursov // Vestnik bryanskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2015. – №16. – S. 23–47.

10. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – №5. – S. 24–27.

11. Kravchenko A.A., Sergeeva O.O. Vliyanie sankcij na prodovol'stvennuyu bezopasnost' Rossii: vektor na importozameshchenie // Nauka i mir. – 2015. – №5. – S. 26–67.

12. Loginova I.V., Titarenko B.A., Sayapin S.N. Ekonomicheskie sankcii protiv Rossii// Aktual'nye voprosy ekonomicheskih nauk. – 2015. – №3.

13. Nureev R.M. i dr. Ekonomicheskie sankcii protiv Rossii: ozhidaniya i real'nost': monografiya, 2017. – S.194

14. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – S. 20–30.

15. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – S. 15–21.

16. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – S. 1–9.

17. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – S. 1–8.

18. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 CHast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

19. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo– i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – S. 859–870.

20. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – T. 84. – S. 012012.

© Ю. А. Дзюба, 2020

УДК 330.15 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-087

ТРАНСПОРТНАЯ ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РЕГИОНОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Екатерина Андреевна Земнухова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, младший научный сотрудник, тел. (913) 201–77–07, e–mail: Ekaterina.zemnuhova@mail.ru

Михаил Владимирович Мишенин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e–mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

В статье рассматривается комплексный анализ нефтегазового комплекса регионов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Выявлены особенности структуры сырьевой базы – низкая степень разведанности и темпов воспроизводства запасов, несбалансированность по категориям запасов. Представлено состояние добычи нефти в регионе с дифференциацией по месторождениям, проанализировано современное состояние и перспективы расширения нефтепровода ВСТО.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, нефтегазовый комплекс, сырьевая база, экспорт нефти, трубопровод ВСТО, АТР, прогноз добычи.

TRANSPORT SECURITY OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF THE REGIONS OF EAST SIBERIA

Ekaterina A. Zemnukhova
Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, Junior Researcher, tel. (913) 201–77–07, e–mail: Ekaterina.zemnuhova@mail.ru

Mikhail V. Mishenin
Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave. 3, PhD in Economics, Senior Researcher, e–mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

The article considers a comprehensive analysis of the oil and gas complex of the regions of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia). The features of the structure of the raw material base were revealed – a low degree of exploration and the rate of reproduction of stocks, imbalance in categories of stocks. The state of oil production in the region with differentiation by field is presented, the current state and prospects of expansion of the ESPO pipeline are analyzed.

Key words: Eastern Siberia, oil and gas complex, raw material base, oil export, ESPO pipeline, Asia–Pacific, production forecast.

Введение

Нефтегазовый комплекс оказывает существенное влияние на экономику России. Нефтяная и газовая промышленности выступают гарантами

экономической стабильности, а также выполнения социальных обязательств государства на протяжении последних двадцати лет.

В настоящее время Россия располагает крупнейшим в мире потенциалом энергетических ресурсов, значительная часть которых сосредоточена в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока [1–3]. В последние годы добыча нефти в России устойчиво растёт, и главным источником роста является добыча нефти на востоке страны, обеспечивая ежегодно более 10 % [4]. Такой рост характеризуется выработанностью базовых месторождений региона – Ванкорского (Красноярский край), Верхнечонского (Иркутская область) и Талаканского (Республика Саха (Якутия)) [5, 6].

Учитывая высокую долю перспективных ресурсов в структуре сырьевой базы Восточной Сибири и Дальнего Востока, существуют предпосылки прироста запасов и открытия новых месторождений, которые станут основой устойчивого роста добычи нефти в регионе на долгосрочную перспективу.

Особенность сырьевой базы нефти на востоке страны

Одним из главных элементов устойчивого развития нефтегазового комплекса является поддержание воспроизводства сырьевой базы. Необходимо осуществлять действия в области регионального геологического изучения и лицензирования участков недр, одновременно с наращиванием добычи и экспорта нефти на востоке страны.

В настоящее время в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) сосредоточено более 14 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, это порядка 15 % НСР нефти России. Разведанные и предварительно оцененные запасы нефти в регионе превышают 3,5 млрд т [7]. Вместе с тем показатель степени разведанности составляет всего 12 %, в то время как в целом по стране – 37 %. Доля неоткрытых ресурсов в структуре сырьевой базы составляет около 75 %. Низкий уровень разведанности и высокая доля прогнозных и перспективных ресурсов создают мощный потенциал и вероятность открытия новых крупных месторождений [8] (рис.1). Одновременно это потребует

капитальных затрат в геологоразведочные работы, как со стороны компаний, так и государства.

Наибольшими НСР нефти среди регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока располагает Красноярский край (более 8,5 млрд т). Крупнейшими месторождениями края по суммарным запасам нефти являются Юрубчено–Тохомское, Ванкорское, Куюмбинское и Тагульское нефтегазоконденсатные месторождения.

Крупнейшими месторождениями Иркутской области являются Верхнечонское и месторождение им. Савостьянова. Однако запасы $АВС_1$ только Верхнечонского месторождения составляют 51 % всех запасов области, что является высокой концентрацией подготовленных к добыче запасов нефти в рамках одного месторождения.

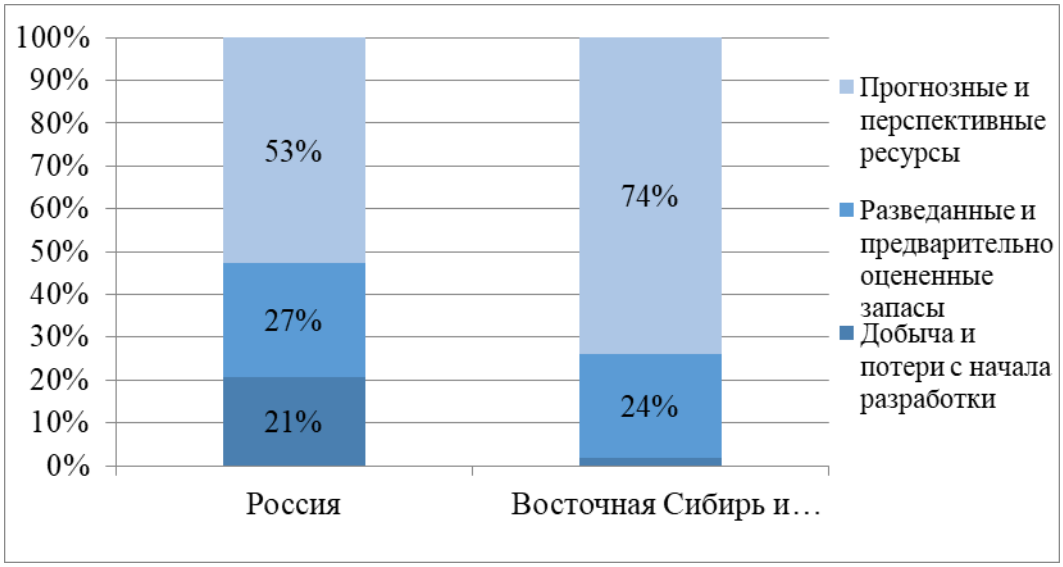


Рис.1. Степень разведанности начальных ресурсов нефти
Fig. 1. The degree of exploration of the initial oil resources

В Республике Саха (Якутия) наиболее крупными по запасам являются Среднеботуобинское и Талаканское нефтегазоконденсатные месторождения. Однако также значительные запасы нефти содержат Северо–Талаканское, Чаяндинское, Тымпучиканское и Верхневилючанское месторождения, что свидетельствует о довольно равномерном распределении запасов по объектам добычи и сокращает риски, связанные с концентрацией запасов в рамках малого

числа объектов разработки [8–10]. Добыча нефти в регионе в ближайшей перспективе станет постепенно снижаться. Необходимо открытие и подготовка к разработке новых крупных месторождений нефти, которые могли бы компенсировать падающую добычу на существующих месторождениях [9].

Особенности добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

Несмотря на изменение условий работы нефтегазового комплекса России, связанных с ухудшением ценовой конъюнктуры и введением санкций, в последние годы добыча нефти в России устойчиво растёт. В 2018 г. добыча нефти в России составила 555,8 млн т, что на 1,7 % выше показателя 2017 г. (прирост более 9 млн т). В течение 2009–2018 гг. основной прирост добычи нефти в России поддерживается за счёт освоения месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (рис. 2). Поэтому устойчивое развитие нефтегазового комплекса России в перспективе до 2030 г. будет в первую очередь зависеть от добычи нефти в регионах Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).



Рис. 2. Прирост добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)
Fig. 2. The increase in oil production in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)

Рост добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) начался с 2008 г., когда были введены в эксплуатацию магистральный

нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», спецморнефтепорт в Козьмино, подводящие и соединительные нефтепроводы. Это позволило нарастить добычу нефти в регионе с 1,4 млн т в 2008 г. до 55 млн т в 2018 г. (9,9% от добычи нефти в России). В том числе, объем добычи нефти в Иркутской области в 2018 г. составил 18,3 млн т, в Красноярском крае – 24,4 млн т, в Республике Саха (Якутия) – 12,3 млн т (рис.3) [11].

Развитие ресурсной базы и транспортной инфраструктуры расширяет список базовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Так, если в 2010 г. более 81 % добычи обеспечивалось за счет двух месторождений (Ванкорского и Талаканского), то в 2018 г. основу добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) составляют уже 7 месторождений: Ярактинское и Даниловское (11,9 %), Верхнечонское (15,2 %), Ванкорское (30,1 %), Сузунское (7,9 %), Талаканское (17,4 %), Среднеботуобинское (5,2 %) [8–11].

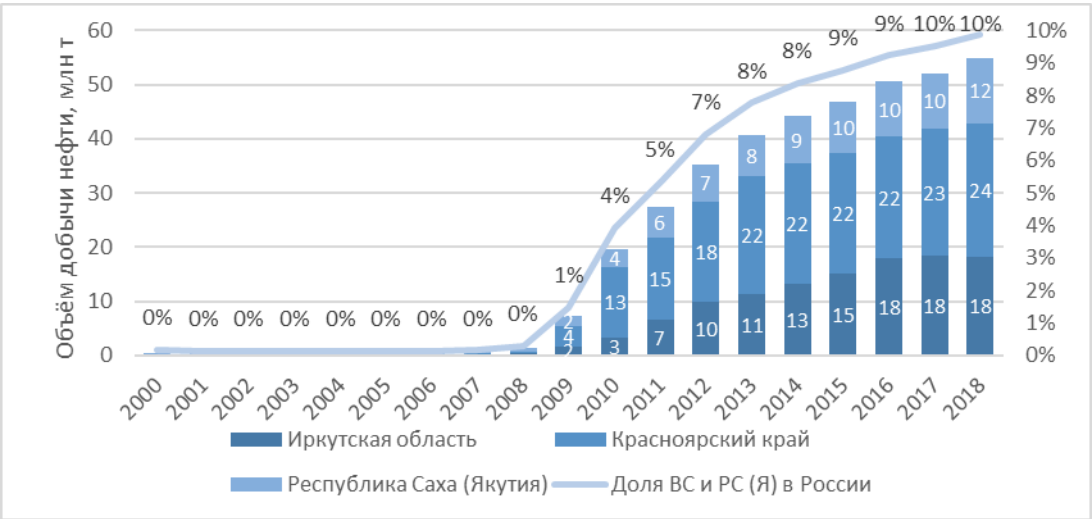


Рис. 3. Добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) по регионам

Fig. 3. Oil production in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) by region

Современное состояние трубопроводной инфраструктуры на востоке России

В 2018 г. произошел существенный рост объёма поставок нефти по системе ВСТО благодаря росту трубопроводных поставок нефти в Китай. По итогам года объем экспортных поставок нефти по ВСТО составил 59,6 млн т, что на 23,6 % больше, чем в предыдущем году. Учитывая, что общая добыча нефти в Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) составляет около 55 млн т, включая добычу в пределах Ванкоро–Сузунского узла, можно отметить, что загрузка экспортных мощностей ВСТО происходила за счет добычи нефти восточносибирских регионов.

В 2015–2017 гг. поставкам нефти в Китай в полном объёме препятствовали задержки по строительству инфраструктуры со стороны Китая и подготовки китайского НПЗ к приему российской нефти. Рост поставок нефти по системе ВСТО в 2018 г. стал возможен благодаря завершению работ по расширению китайского участка нефтепровода Сковородино–Дацин до проектной мощности 30 млн т в год. В результате объём экспортных поставок по данному направлению вырос с 16,5 млн т в 2017 г. до 28,3 млн т в 2018 г. В 2019 г. ожидается увеличить объём экспорта по нефтепроводу до 30 млн т.

Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» стала мощным стимулом интенсификации освоения ресурсного потенциала Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» связал нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с портами на Дальнем Востоке, а также непосредственно с потребителями в Азиатско–Тихоокеанском регионе (АТР).

Нефтепровод включает в себя участок ВСТО I «Тайшет–Сковородино» и отвод на Китай «Сковородино–Мохэ», далее магистральный нефтепровод продолжается по направлению ВСТО II «Сковородино–Козьмино». Общая протяженность нефтепровода составляет 4740 км.

Первая очередь строительства ВСТО (ВСТО I), реализованная на участке «Тайшет – Сковородино» мощностью 30 млн т в год введена в эксплуатацию в декабре 2009 г. Протяжённость трассы составляет 2 694 км. Уже в 2010 г

начались работы по расширению мощности нефтепровода до 50 млн т в год нефти. С 2016 г. ведется строительство дополнительных нефтеперекачивающих станций, которые позволили довести прокачку нефти по трубопроводу в 2018 г. до 66 млн т в год, к 2020 г. пропускную способность нефтепровода планировалось увеличить, однако в связи с пандемией 2020 г., вероятно, работы замедлятся.

Начиная с декабря 2010 г., организованы поставки нефти по нефтепроводу–отводу ВСТО по маршруту «Сковородино–Мохэ» в объёме 15 млн т в год. Протяженность нефтепровода до границы с КНР составляет 67 км, дальше маршрут следует по китайской территории до Дацина – 960 км.

В 2015 г. компанией «Транснефть» реализованы все технические мероприятия для увеличения поставок нефти в Китай до 20 млн т нефти.

В 2018 г. пропускная способность нефтепровода «Сковородино – Мохэ» доведена до 30 млн т нефти в год. Проект расширения пропускной способности нефтепровода реализован в соответствии с расширением первой очереди системы ВСТО [10].

Развитие нефтепроводной системы ВСТО является одной из приоритетных задач в формировании трубопроводной инфраструктуры в России и ключевым элементов развития нефтедобычи на Востоке страны. Кроме того, восточное направление остается премиальным по сравнению с западным направлением, в этих условиях нефтяные компании заинтересованы в сохранении и расширении присутствия в соответствии со своими добывающими возможностями. Однако темпы подготовки сырьевой базы компаниями–недропользователями на территории Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) существенно отстают от темпов строительства трубопроводной инфраструктуры, что создаёт риски простоя свободных мощностей, нарушение соглашений о поставке сырья на внутреннем и международном рынках.

Заключение

В настоящее время нефтедобыча в Республике Саха (Якутия) и на севере Иркутской области сконцентрирована, прежде всего в терригенном комплексе благоприятном для существующих методов разработки. Однако в пределах Небско–Ботуобинской нефтегазоносной области в последние годы растет объем прироста трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в карбонатном комплексе, разработка которого связана с применением инновационных технологий. В результате уже в ближайшее время в Восточной Сибири должен измениться характер нефтедобычи со значительным акцентом на разработку ТРИЗов.

По мере стабилизации и сокращения добычи нефти на Ванкорском, Верхнечонском и Талаканском месторождениях, необходимо подключение соседних месторождений, поэтому в настоящее время активно развивается транспортная инфраструктура освоения второй очереди месторождений Восточной Сибири.

Растёт объем переработки нефти в регионе в условиях модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Уровень загрузки производственных мощностей Ачинского НПЗ и Ангарского НХК, расположенных в соседних промышленно развитых и густонаселённых регионах (Красноярском крае и Иркутской области), находится на предельном уровне. Поэтому для удовлетворения растущего регионального и экспортного спроса необходимо либо расширение существующих мощностей, либо строительство новых.

Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми. В целом объем трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов. Современное состояние минерально–сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется относительно невысокими темпами воспроизводства жидких углеводородов.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке грантов № НШ–2571.2020.6, № МК–1459.2019.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Мишенин М.В., Проворная И.В. Современное состояние и перспективы добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 5 (168). – С. 60–68.

2. Филимонова И.В., Проворная И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Устойчивые тенденции изменения региональной структуры добычи нефти в России [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. – С. 1–16.

3. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Мишенин М.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А., Шумилова С.И., Дзюба Ю.А. Газовая промышленность России: долгосрочные тенденции и закономерности развития: Учебное пособие // ИПЦ НГУ – Новосибирск – 2019. – 58 с.

4. Филимонова И.В., Моисеев С.А., Кузнецова Е.Н., Горева А.В., Константинова Л.Н., Фомин А.М. Кто освоит новый регион? Анализ недрапользования в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 13 (457). – С. 8–17

5. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.

6. Филимонова И.В. Государственное стимулирование экономического развития нефтегазовых регионов // В сборнике: Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века сборник статей в 6–ти томах. под редакцией В.И. Клисторина, О.В. Тарасовой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск. – 2018. – С. 355–363.

7. Филимонова И.В. Нефтегазовый комплекс в социально–экономическом развитии регионов Восточной Сибири // В сборнике: Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века Сборник статей. В 6–ти томах. Под редакцией В.И. Суслова, Н.В. Горбачевой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск. – 2018. – С. 259–267.

8. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.

9. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Дякун А.Я., Мамахатов Т.М. // Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2. – № 1. – С. 43–60.

10. Проворная И.В., Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю. Региональная структура экспорта нефти из России с дифференциацией по направлениям поставок // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2019. – № 5. – С. 89–93.

11. Земнухова Е.А. Газификация регионов России как ключевое направление для формирования нового центра добычи и переработки газа // Трофимуковские чтения – 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. – 2019. – С. 328–331.

REFERENCES

1. Filimonova I.V., Nemov V.YU., Mishenin M.V., Provornaya I.V. Sovremennoe sostoyanie i perspektivy dobychi nefti v Vostochnoj Sibiri i Respublike Saha (YAkutiya) // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2019. – № 5 (168). – P. 60–68.

2. Filimonova I.V., Provornaya I.V., Komarova A.V., Zemnuhova E.A. Ustojchivye tendencii izmeneniya regional'noj struktury dobychi nefti v Rossii [Elektronnyj resurs] // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2019. – T. 14. – № 3. – P. 1–16.

3. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Nemov V.YU., Mishenin M.V., Komarova A.V., Zemnuhova E.A., SHumilova S.I., Dzyuba YU.A. Gazovaya promyshlennost' Rossii: dolgosrochnye tendencii i zakonomernosti razvitiya: Uchebnoe posobie // IPC NGU – Novosibirsk – 2019. – 58 p.

4. Filimonova I.V., Moiseev S.A., Kuznecova E.N., Goreva A.V., Konstantinova L.N., Fomin A.M. Kto osvoit novyj region? Analiz nedrapol'zovaniya v Vostochnoj Sibiri i Respublike Saha (YAkutiya) // Neftegazovaya vertikal'. – 2019. – № 13 (457). – P. 8–17

5. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – P. 20–30.

6. Filimonova I.V. Gosudarstvennoe stimulirovanie ekonomicheskogo razvitiya neftegazovyh regionov // V sbornike: Ekonomika Sibiri v usloviyah global'nyh vyzovov XXI veka sbornik statej v 6–ti tomah. pod redakciej V.I. Klistorina, O.V. Tarasovoj; Institut ekonomiki i organizacii promyshlennogo proizvodstva SO RAN. Novosibirsk. – 2018. – P. 355–363.

7. Filimonova I.V. Neftegazovyj kompleks v social'no–ekonomicheskom razvitii regionov Vostochnoj Sibiri // V sbornike: Ekonomika Sibiri v usloviyah global'nyh vyzovov XXI veka Sbornik statej. V 6–ti tomah. Pod redakciej V.I. Suslova, N.V. Gorbachevoj; Institut ekonomiki i organizacii promyshlennogo proizvodstva SO RAN. Novosibirsk. – 2018. – P. 259–267.

8. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

9. Filimonova I.V., Eder L.V., Dyakun A.YA., Mamahatov T.M. // Kompleksnyj analiz sovremennogo sostoyaniya neftegazovogo kompleksa Vostochnoj Sibiri i Dal'nego Vostoka // Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Ekologiya i prirodopol'zovanie. – 2016. – T. 2. – № 1. – P. 43–60.

10. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU. Regional'naya struktura eksporta nefti iz Rossii s differenciaciej po napravleniyam postavok // Naukoemkie tekhnologii razrabotki i ispol'zovaniya mineral'nyh resursov. – 2019. – № 5. – P. 89–93.

11. Zemnuhova E.A. Gazifikaciya regionov Rossii kak klyuchevoe napravlenie dlya formirovaniya novogo centra dobychi i pererabotki gaza // Trofimukovskie chteniya – 2019: Materialy Vserossijskoj molodezhnoj nauchnoj konferencii s uchastiem inostrannyh uchenyh. – 2019. – P. 328–331.

© Е.А. Земнухова, М.В. Мишенин, 2020

УДК 553.04 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-088

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО–СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ АРКТИКИ

Валерий Александрович Казаненков
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.г.–м.н., ведущий научный сотрудник, тел. +7(383) 363–91–92, e–mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Василий Юрьевич Немов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, к.э.н., старший научный сотрудник, тел. +7(383) 333–28–14, e–mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

Определены перспективные направления развития добычи углеводородного сырья в Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции на новых для хозяйственного освоения и еще слабо изученных глубоким бурением арктических территориях центральной и северной частей Гыданского полуострова, Енисей–Хатангского регионального прогиба, а также акватории южной части Карского моря с Обской и Тазовской губами. Выполнен ретроспективный анализ и обобщены геологические данные по открытым месторождениям рассматриваемой территории.

Ключевые слова: Западно–Сибирская нефтегазоносная провинция, Гыданский полуостров, Енисей–Хатангский региональный прогиб, Карское море, перспективные направления, прогноз добычи.

MAJOR DIRECTIONS AND TASKS OF OIL AND GAS SEARCHES IN WESTERN SIBERIA FOR NEXT DECADES

Valeriy A. Kazanenkov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Geology and Mineralogy), associate professor, leading researcher, phone: +7(383) 363–91–92, e–mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Vasiliy Yu. Nemov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Economics), junior researcher, phone: +7(383) 333–28–14, e–mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

The perspective directions for the development of oil production in the West Siberian oil and gas province are substantiated: new for economic development and still poorly studied by deep drilling in the central and northern parts of the Gydansky Peninsula, Yenisei–Khatanga regional trough, and the waters of the southern part Kara Sea with the Ob and Taz bays. A retrospective analysis was performed and the geological data on the open fields of the territory under consideration were summarized.

Key words: West Siberian oil and gas province, Gydansky peninsula, Yenisei–Khatanga regional trough, Kara Sea, promising areas, production forecast.

Введение

Западно–Сибирская нефтегазоносная провинция (ЗСНГП) является и в перспективе будет оставаться главным регионом добычи нефти и газа в России и мире. Провинция расположена на территории восьми субъектов РФ и занимает около 15 % территории России. В ЗСНГП разведано большое количество нефтяных и газовых месторождений, имеются хорошие перспективы для новых открытий, как в традиционных районах добычи (глубокопогруженные комплексы нижней и средней юры, доюрское основание и сложно построенные ачимовские толщи нижнего мела в северных и центральных районах внутренней области провинции), так и на новых для хозяйственного освоения еще слабо изученных глубоким бурением территориях центральной и северной частей Гыданского полуострова, Енисей–Хатангского регионального прогиба, а также акватории южной части Карского моря с Обской и Тазовской губами. Кроме того, особый интерес в последние годы представляют центральные районы Западной Сибири, где сосредоточены уникальные ресурсы нефти в баженовской свите.

Современная нефтяная и газовая промышленности России базируется, главным образом, на разведанных уникальных запасах нефти в ХМАО и природного газа в ЯНАО соответственно, что в значительной мере обеспечивает и будет обеспечивать, по крайней мере, до середины XXI века энергетическую безопасность, и, в определенной мере, экономические и геополитические интересы страны.

Однако, к настоящему времени в этом регионе сложилась ситуация, когда добыча, в первую очередь нефти, неуклонно снижается и ресурсная база восполняется запасами углеводородного сырья на уровне, не обеспечивающем расширенное воспроизводство. Это, в значительной степени, связано с недостаточными для воспроизводства объемами геологоразведочных работ и ухудшающимся качеством ресурсов. Поэтому в средне– и долгосрочной перспективе устойчивое развитие ЗСНГП будет определяться в первую очередь

параметрами расширенного воспроизводства ресурсно–сырьевой базы, научно–техническими инновациями в поиски, разведку и добычу сырья, уровнем инвестиций в традиционные и новые добывающие регионы.

Ретроспективный анализ освоения арктического региона

Низкая степень изученности территории в совокупности с большим ресурсным потенциалом дают основание выделить три основные области, которые в средне– и долгосрочной перспективе могут стать основой прироста запасов и поддержания стабильных уровней добычи в Западной Сибири – Енисей–Хатангская НГО, Гыданская НГО и акватория южной части Карского моря с Обской и Тазовской губами.

Енисей–Хатангская нефтегазоносная область. Геологические исследования, направленные на поиски углеводородов на территории в контуре современных границ Енисей–Хатангской НГО, начались еще в 30–е гг. прошлого века, с создания в 1935 г. Главным Управлением Северного морского пути Усть–Енисейской нефтеразведочной экспедиции.

В составе месторождений Енисей–Хатангской НГО выявлено 56 залежей в стратиграфическом интервале от средней юры по сеноманский ярус верхнего мела включительно. При этом отмечается четкая закономерность концентрации залежей по фазовому состоянию в отдельных стратиграфических интервалах. Так наибольшее количество газоконденсатных залежей и запасов в них приурочено к пластам валанжин–готерива суходудинской свиты. Все залежи с нефтяным насыщением расположены в основании мелового разреза в пластах берриас – нижнего валанжина нижнехетской свиты, непосредственно над нефтегазогенерирующей толщей верхней юры.

Такая закономерность определяет главный этаж нефтегазоносности недр Енисей–Хатангской НГО и ориентирует проведение поисковых работ на нефть в берриас – валанжинском разрезе, имеющим клиноформное строение. Так, согласно оценке, выполненной только для клиноформного комплекса на нераспределенном фонде недр, величина ресурсов $Д_1$ составляет: нефть – 1684,1

млн т (извлекаемые – 336,8 млн т), природный газ – 3800 млрд куб. м, газовый конденсат – 380 млн т (извлекаемые – 190,0 млн т) [1]. Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценке начальные геологические ресурсы (НСР) углеводородов, сконцентрированных в мезозойских отложениях Енисей–Хатангской НГО, составляют 11 млрд т, извлекаемые – 7 млрд т [2].

Одна из последних оценок ресурсов углеводородов Енисей–Хатангской НГО приведена в работе А.П. Афанасенкова. В этой работе, на основе обобщения результатов выполненного комплексного анализа, полученного ранее и в последние годы нового геолого–геофизического и геохимического материала, в уточненных границах области суммарные начальные геологические ресурсы углеводородов мезозойско–кайнозойского и палеозойского комплекса пород Енисей–Хатангской НГО оцениваются в 18 млрд т, из которых на долю нефти приходится 40 % [3].

На территории Гыданской НГО бурение глубоких скважин началось в 1973 г. В настоящее время на низком уровне остается изученность глубоким бурением среднеюрского комплекса пород – высокоперспективного в Ямальской, Надым–Пурской и Пур–Тазовской НГО [4–7]. Значительным вкладом в изучение мезозойского осадочного чехла центральных районов Гыданского полуострова является строительство Гыданской параметрической скважины № 130. В результате интерпретации полученных данных выделено два потенциально продуктивных горизонта в интервалах ачимовской толщи и средней юры. Результаты исследований кернового материала из юрской части разреза, свидетельствующие о перспективах поисков промышленных скоплений УВ в центральной части Гыданского полуострова приведены в работе [8].

Современная оценка НСР углеводородов Гыданской НГО, базирующаяся на комплексном региональном обобщении геологических, геохимических, литологических, петрофизических и других материалов, в том числе новых, полученных как недропользователями, так и в рамках программ параметрического бурения и сейсморазведочных работ, выполненных на

территории области по заказу Федерального агентства по недропользованию, составляет 31,8 млрд т, из которых доля нефти равна 30 % [3]. При этом согласно оценке 2003 г. НСР углеводородов Гыданской НГО составляли 9772,1 млн т, в том числе нефти – 938,1 млн т., природного газа – 8181,1 млрд куб. м и газового конденсата 652,8 млн т [9]. Таким образом, оценка НСР углеводородов Гыданской НГО за последние 15 лет выросла более, чем в 3 раза.

Планомерное изучение арктического шельфа России началось в 60–е гг. XX века, но особенно широкий размах оно приобрело в 70–е гг. после создания Северного морского научно–производственного объединения «Севморгео» [10–15].

В результате бурения параметрических и поисково–разведочных скважин на шельфе южной части Карского моря получены уникальные данные, которые дают представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности недр. Во всех пробуренных скважинах получены разной величины притоки нефти и газа и признаки углеводородного насыщения пород. Благоприятные общегеологические предпосылки территории южной части Карского моря сочетаются с прямыми признаками нефтегазоносности на островах и очевидными структурными связями с Западно–Сибирской НГП на прилегающей суше [2,16,17]. В настоящее время суммарные извлекаемые запасы углеводородов Предновоземельской и Южно–Карской НГО составляют 2,9 млрд т, в том числе нефти – 130 млн т, природного газа – 2,8 трлн куб. м, газового конденсата – 10,8 млн т.

Высокие перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений на территории южной части Карского моря подтвердились в 2014 г. бурением скважины ОАО «НК «Роснефть» на Университетской структуре, по результатам которого открыто крупное по запасам, многозалежное нефтегазовое месторождение Победа с газоносными пластами в верхнем и нижнем мелу и нефтеносными в средней и нижней юре. В 2018 г. компания ПАО «Газпром» на лицензионных участках в Южно–Карской НГО по результатам бурения двух

скважин открыло два новых месторождений газа, что также подтвердило перспективность газоносности меловых отложений на территории южной части Карского моря.

Этап активного проведения геологоразведочных работ на нефть и газ на акваториях Обской и Тазовской губ начался с 2000 г., что связано с созданием специально для выполнения этих работ и освоения месторождений углеводородов дочернего предприятия ОАО «Газпром» – ООО «Газфлот». Уже в результате бурения первых скважин на акватории Обской губы были открыты Каменномысское газовое месторождение и Северо–Каменномысское газоконденсатное месторождение и в дальнейшем Обское газовое месторождение.

В последующем на открытых месторождениях компания выполняла разведочное бурение, по результатам которого был осуществлен значительный прирост запасов и открыты новые залежи на Северо–Каменномысском месторождении в отложениях баррема и на Тота–Яхинском месторождении в отложениях сеномана на акватории Тазовской губы. Как следует из выше изложенного, на акваториях Обской и Тазовской губ в настоящее время не изученными глубоким бурением остаются нижнемеловые (берриасс–готерив) и юрские комплексы, которые являются продуктивными на окружающей суше в Надым–Пурской, Гыданской и Ямальской НГО. Полученные в последнее время новые геолого–геофизические материалы по акваториям Обской и Тазовской губ, в том числе детальной сейсморазведки, позволяют высоко оценить перспективность открытия новых крупных залежей углеводородов на подготовленных к глубокому бурению структурах, а также в нижнемеловых и юрских комплексах пород в контурах открытых месторождений [18].

Согласно опубликованным данным начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов для акваторий Обской и Тазовской губ составляют порядка 7,0 млрд т [19].

Анализ распределения начальных суммарных ресурсов углеводородов по нефтегазоносным комплексам для акваторий Обской и Тазовской губ приведен в работе Н.И. Тимонина [20]. Для этих территорий на сеноманские отложения приходится основная доля ресурсов свободного газа, второе место принадлежит альбским и аптским отложениям. Что же касается жидких углеводородов, то основная их доля сосредоточена в берриас–готеривских и нижнесреднеюрских отложениях [21]. Эти результаты прогноза полностью согласуются с выше приведенными данными по Карскому морю и подтверждают дифференциацию фазового состояния залежей углеводородов в разрезе.

Перспективные направления развития минерально–сырьевой базы арктического региона

Неравномерность степени геологической изученности территории Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции позволяет выделить три основных направления перспективных с точки зрения прироста запасов и организации будущей добычи нефти и газа в арктическом регионе.

Первое направление связано с поиском новых залежей и месторождений нефти и газа в практически не развитых в инфраструктурном плане и слабоизученных глубоким бурением арктических районах Западной Сибири, к которым в настоящее время относятся территории Гыданской и Енисей–Хатангской НГО (центральная и северная части Гыданского полуострова, Енисей–Хатангский региональный прогиб), а также акватория южной части Карского моря с Обской и Тазовской губами.

Второе направление связано с доизучением глубокопогруженных комплексов нижней и средней юры, доюрского основания и сложно построенной ачимовской толщи нижнего мела в северных и центральных районах внутренней области провинции. Кроме того, в центральных районах Западной Сибири, в первую очередь на территории ХМАО, значительные ресурсы нефти содержатся в баженовской свите («сланцевая нефть») [16].

Третье направление включает доизучение прибортовых зон юрско–мелового осадочного бассейна в пределах мегамоноклиз Внешнего пояса. Однако из–за существенного сокращения мощности потенциально продуктивных отложений и опесчанивания флюидоупоров ожидать крупных открытий на этой территории маловероятно. Данный тезис подтверждается размерами запасов месторождений (преимущественно газа), выявленных в настоящее время в Березовском нефтегазоносном районе (НГР) Приуральской НГО. В рамках этого же направления можно рассматривать доизучение верхнепротерозойско–палеозойского Предъенисейского осадочного бассейна на юго–востоке Западной Сибири, перспективы нефтегазоносности которого в настоящее время оцениваются неоднозначно [22].

Заключение

Наиболее перспективными направлениями развития минерально–сырьевой базы в арктическом регионе являются поиск новых залежей и месторождений нефти и газа в практически не развитых в инфраструктурном плане и слабоизученных глубоким бурением арктических районах Западной Сибири, а также доизучение глубокопогруженных комплексов нижней и средней юры, доюрского основания и сложно построенной ачимовской толщи нижнего мела в северных районах провинции. Доразведка и ввод в эксплуатацию уже открытых месторождений в пределах центральной и северной частей Гыданского полуострова, Енисей–Хатангского регионального прогиба, а также акватории южной части Карского моря с Обской и Тазовской губами позволит обеспечить добычу преимущественно природного газа на уровне до 100 млн куб. м в год, а с учётом открытия новых месторождений ежегодная добыча природного газа может превысить 150 млн куб. м.

В долгосрочной перспективе прогнозируемые объемы добычи газа будут определяться в основном внешним спросом и международной конъюнктурой цен на энергоносители, развитием газотранспортной инфраструктуры, воспроизводством ресурсно–сырьевой базы, научно–техническими

инновациями в разведку и добычу газа, уровнем инвестиций в традиционных и новых газодобывающих регионах.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Российского Фонда Фундаментальных исследований РФИ в рамках научного проекта № 20–010–00699, гранта № 18–310–20010 мол_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Исаев А.В., Девятов В.П., Карпухин С.М. Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности Енисей–Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 13–23.

2. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – №1. – С. 11–20.

3. Афанасенков А.П. Комплексирование геолого–геофизических исследований при оценке перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий РФ на примере северного обрамления Сибирской платформы // Геофизика. – 2018. – № 3. – С. 134–152.

4. Павленко Т.В. Перспективы юрского продуктивного комплекса Гыданской нефтегазоносной области по данным лабораторных исследований Гыданской скважины 130 // Вестник Пермского университета. – 2018. – Том 17. – № 2. – С. 177–186.

5. Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В. Сейсмогеологическая модель строения берриас–нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т.13. – №4. – С.32–39.

6. Ершов С.В., Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И. особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас–нижнеаптских отложений Гыданского полуострова (Российская Арктика) // Геология и геофизика. 2018. т. 59. № 11. с. 1870–1882.

7. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2006. – 261 с.

8. Никитин Б.А., Ровнин Л.И. Перспективы открытия новых месторождений и залежей газа и нефти на шельфе Карского моря // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 42–50.

9. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Зарипов С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 9–13.

10. Армишев А.М., Бро Е.Г., Десятков В.М. Результаты испытаний параметрических скважин на островах / Нефтегазоносность Баренцево–Карского шельфа (по результатам бурения на море и островах). – Л., 1988. – 58 с.

11. Грамберг И.С., Школа И.В., Бро Е.Г., Шеходанов В.А., Армишев А.М. Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей // Советская геология. – 1985. – № 1. – С. 95–98.

12. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д., и др. Зоны нефтегазонакопления окраин континентов. – М.: ООО «Геоинформ центр», 2002. – 432 с.

13. Долин Д.А., Иванов В.Л., Каминский В.Д. Российская Арктика – крупная минерально–сырьевая база страны (к 60–летию ВНИИОкеангеология) // Литосфера. – 2008. – № 4. – С. 76–92.

14. Соколов В.Н. Геология и перспективы нефтегазоносности арктической части Западно–Сибирской низменности // Тр.НИИГА. – вып.100. – Л., 1960. – 151 с.

15. Супруненко О.И., Вискунова К.Г., Суслова В.В. Основные результаты уточнения количественной оценки углеводородного потенциала западно–арктического шельфа России // Разведка и охрана недр. – 2005. – № 6. – С. 10–13.

16. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. – т. 58. – № 3–4. – С. 423–444.

17. Салманов Ф.К. Грамберг И.С., Клещев К.А., Дж. Грейс, Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Змановский Н.И. Нефть и газ Арктики – энергетика будущего // Геология нефти и газа. – 1994. – № 3. – С. 50–59.

18. Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Калита М.А., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю. Прогноз нефтегазоносности юрско–нижнемеловых отложений района Обской и Тазовской губ Карского моря // Вести газовой науки. – 2018. – № 3. – С.12–19.

19. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Суслова В.В. Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа России // Бурение и нефть. – 2008. – № 12. – С. 3–7.

20. Тимонин Н.И. На подступах к Ямалу // Нефть и капитал. – 2005. – №8. – С. 17–25.

21. Супруненко О.И., Устрицкий В.И., Зуйкова О.Н. и др. Геолого–геофизическое районирование севера Баренцево–Карского шельфа по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. – №4. – 2009. – С. 17–25.

22. Филиппов Ю.Ф. Геологическая модель Предъенисейского верхнепротерозой–палеозойского осадочного бассейна на юго–востоке Западно–Сибирской провинции // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 53–62.

REFERENCES

1. Isaev A.V., Devyatov V.P., Karpuhin S.M. Krinin V.A. Perspektivy neftegazonosnosti Enisej–Hatangskogo regional'nogo progiba // Geologiya nefti i gaza. – 2010. – № 4. – S. 13–23.

2. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtejn L.M., Kaminskij V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. Geologiya, resursy uglevodorodov shel'fov arkticheskih morej Rossii i perspektivy ih osvoeniya // Geologiya i geofizika. – 2010. – №1. – S. 11–20.

3. Afanasenkov A.P. Kompleksirovanie geologo–geofizicheskih issledovanij pri ocenke perspektiv neftegazonosnosti maloizuchennyh territorij RF na primere severnogo obramleniya Sibirskoj platformy // Geofizika. – 2018. – № 3. – S. 134–152.

4. Pavlenko T.V. Perspektivy yurskogo produktivnogo kompleksa Gydanskoj neftegazonosnoj oblasti po dannym laboratornyh issledovanij Gydanskoj skvazhiny 130 // Vestnik Permskogo universiteta. – 2018. – Tom 17. – № 2. – S. 177–186.

5. Bardachevskij V.N., SHestakova N.I., Ershov S.V. Sejsmogeologicheskaya model' stroeniya berrias–nizhneaptskih otlozhenij Gydanskogo poluostrova // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2018. – T.13. – №4. – S.32–39.

6. Ershov S.V., Bardachevskij V.N., SHestakova N.I. osobennosti stroeniya i korrelyaciya produktivnyh plastov berrias–nizhneaptskih otlozhenij Gydanskogo poluostrova (Rossijskaya Arktika) // Geologiya i geofizika. 2018. t. 59. № 11. s. 1870–1882.

7. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. Gydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov. – M.: OOO «Nedra–Biznescentr», 2006. – 261 s.

8. Nikitin B.A., Rovnin L.I. Perspektivy otkrytiya novyh mestorozhdenij i zalezhej gaza i nefti na shel'fe Karskogo morya // Geologiya nefti i gaza. – 2000. – № 5. – S. 42–50.

9. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S., Zaripov S.M. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Gydanskogo poluostrova severa Zapadnoj Sibiri // Nauka i TEK. – 2012. – № 3. – S. 9–13.

10. Armishev A.M., Bro E.G., Desyatkov V.M. Rezul'taty ispytanij parametricheskih skvazhin na ostrovah / Neftegazonosnost' Barencevo–Karskogo shel'fa (po rezul'tatam bureniya na more i ostrovah). – L., 1988. – 58 s.

11. Gramberg I.S., SHkola I.V., Bro E.G., SHekhodanov V.A., Armishev A.M. Parametricheskie skvazhiny na ostrovah Barenceva i Karskogo morej // Sovetskaya geologiya. – 1985. – № 1. – S. 95–98.

12. Grigorenko YU.N., Mirchink I.M., Belonin M.D., i dr. Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov. – M.: OOO «Geoinform centr», 2002. – 432 s.

13. Dolin D.A., Ivanov V.L., Kaminskij V.D. Rossijskaya Arktika – krupnaya mineral'no–syr'evaya baza strany (k 60–letiyu VNIIOkeangeologiya) // Litosfera. – 2008. – № 4. – S. 76–92.

14. Sokolov V.N. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti arkticheskoj chasti Zapadno–Sibirskoj nizmennosti // Tr.NIIGA. – vyp.100. – L., 1960. – 151 s.

15. Suprunenko O.I., Viskunova K.G., Suslova V.V. Osnovnye rezul'taty utochneniya kolichestvennoj ocenki uglevodorodnogo potenciala zapadno–arkticheskogo shel'fa Rossii // Razvedka i ohrana nedr. – 2005. – № 6. – S. 10–13.

16. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.YU., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvorcov M.B., Solov'ev M.V., Surikova E.S. Istoriya tektonicheskogo razvitiya arkticheskih territorij i akvatorij Zapadno–Sibirskoj neftegazonosnoj provincii // Geologiya i geofizika. – 2017. – t. 58. – № 3–4. – S. 423–444.

17. Salmanov F.K. Gramberg I.S., Kleshchev K.A., Dzh. Grejs, SHpil'man V.I., Myasnikova G.P., Zmanovskij N.I. Neft' i gaz Arktiki – energetika budushchego // Geologiya nefti i gaza. – 1994. – № 3. – S. 50–59.

18. Astaf'ev D.A., Tolstikov A.V., Kalita M.A., Naumova L.A., Kabalin M.YU. Prognoz neftegazonosnosti yursko–nizhnemelovyh otlozhenij rajona Obskoj i Tazovskoj gub Karskogo morya // Vesti gazovoj nauki. – 2018. – № 3. – S.12–19.

19. Kaminskij V.D., Suprunenko O.I., Suslova V.V. Sostoyanie i perspektivy osvoeniya uglevodorodnyh resursov kontinental'nogo shel'fa Rossii // Burenie i neft'. – 2008. – № 12. – S. 3–7.

20. Timonin N.I. Na podstupah k YAmalu // Neft' i kapital. – 2005. – №8. – S. 17–25.

21. Suprunenko O.I., Ustrickij V.I., Zujkova O.N. i dr. Geologo–geofizicheskoe rajonirovanie severa Barencevo–Karskogo shel'fa po dannym sejsmorazvedki // Geologiya nefti i gaza. – №4. – 2009. – S. 17–25.

22. Filippov YU.F. Geologicheskaya model' Pred"enisejskogo verhneproterozoj paleozojskogo osadochnogo bassejna na yugo vostoke Zapadno Sibirskoj provincii // Geologiya nefti i gaza. – 2018. – № 4. – S. 53–62.

© В.А. Казаненков, В.Ю. Немов, 2020

УДК 504.03 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-089

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НАКОПЛЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА В ПРЕДЕЛАХ ТЕРРИТОРИИ КОМСОМОЛЬСКОЙ ЗОЛОТОИЗВЛЕКАТЕЛЬНОЙ ФАБРИКИ

Татьяна Дмитриевна Калгашкина
Новосибирский государственный университет, 630090, Российская Федерация, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел. 89617237419, e–mail: tatyanakalgashkina@yandex.ru

Ирина Викторовна Проворная
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e–mail: ProvornayaIV@gmail.com

В работе применен метод укрупненной оценки для определения экономической оценки накопленного экологического ущерба в пределах Комсомольской золотоизвлекательной фабрики. Авторами была рассчитана экономическая оценка экологического ущерба водным и земельным ресурсам, наносимого хозяйственной деятельностью завода. Результатом работы является определение суммарной оценки экологического ущерба от деятельности Комсомольской золотоизвлекательной фабрики, которая составляет 458 182 тыс. руб.

Ключевые слова: экономическая оценка экологического ущерба, Комсомольская золотоизвлекательная фабрика, метод укрупненной оценки ущерба

ECONOMIC ASSESSMENT OF ACCUMULATED ENVIRONMENTAL DAMAGE WITHIN THE TERRITORY OF THE KOMSOMOL GOLD PLANT

Tatyana D. Kalgashkina
Novosibirsk State University, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russian Federation, student, phone: 89617237419, e–mail: tatyanakalgashkina@yandex.ru

Irina V. Provornaya
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in Economics, Senior Researcher, e–mail: ProvornayaIV@gmail.com

In this work, the method of integrated assessment is used to determine the economic assessment of accumulated environmental damage within the Komsomol gold recovery plant. Authors did the economic assessment of environmental damage to water and land resources caused by the plant's economic activities was calculated. The result of the work is the determination of the total assessment of environmental damage from the activities of the Komsomol gold recovery factory, which is 458,182 thousand rubles.

Key words: economic evaluation of environmental damage, the Komsomol gold plant, the method of aggregated damage assessment

Введение

В настоящее время экологические проблемы причислены к категории «глобальных», и общественность в полной мере осознала их важность, специалисты со всех областей человеческой деятельности начинают активно искать возможные пути их решения. Множество усилий и финансовых ресурсов ежегодно тратится на составление политических программ, введение природоохранных норм и экологических стандартов, разработку экологически чистых продуктов и внедрение энергосберегающих технологий и т.д. Экологи и экономисты со всего мира пытаются оценить экологический ущерб природной среде, который наносит хозяйственная и производственная деятельность человека, проанализировать структуру и качественные характеристики экологического состояния территорий, сделать прогнозы по их дальнейшему развитию и дать рекомендации по сведению негативных воздействий человека на окружающую среду к минимуму.

В качестве объекта исследования в данной работе была выбрана Комсомольская золотоизвлекательная фабрика, на которой с помощью цианирования перерабатывались золото–арсенопирит–кварцевых руды и производилось доизвлечение золота из сурьмяных кеков. В 2019 году сотрудникам лаборатории геоэлектрохимии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН удалось измерить основные химические характеристики Комсомольского хвостохранилища, расположенного в пределах территории фабрики. Интерес к предприятию с точки зрения его экономической значимости территории для Сибирского Федерального округа, его территориальная близость, острота стоящих перед регионом экологических проблем и доступность данных предопределили выбор данного объекта в качестве исследуемого и сделали возможным проведение оценки ущерба, наносимого хозяйственной деятельностью завода и разработку экономически обоснованного плана работ по его ликвидации и восстановлению природного комплекса территории.

Целью данной статьи является экономическая оценка влияния добывающей и производственной деятельности Комсомольской золотоизвлекательной фабрики.

В соответствии с поставленной целью были выдвинуты следующие задачи:

– Провести обзор российских и зарубежных методологических подходов к экономической оценке накопленного экологического ущерба.

–Рассмотреть методический подход к оцениванию накопленного экологического ущерба по укрупненному методу.

– Дать экономическую оценку накопленного экологического ущерба в пределах Комсомольской зоолотоизвлекательной фабрики.

Обзор методологических подходов к экономической оценке накопленного экологического ущерба

Говоря о методах оценки, можно сказать, что подходы к оцениванию отличаются при рассмотрении их в контексте разных стран. В основной части отечественной литературы преимущественно преобладают следующие пять методов расчета экономической оценки экологического ущерба: метод прямого счета, метод оценки ущерба по монозагрязнителю, метод обобщенных косвенных оценок, метод производственной функции, укрупненный метод.

Метод, основанный на прямом счете (реципиентный подход). Суть этого метода заключается в получении общей оценки путем суммирования оценок экологического ущерба, выраженного в денежной форме, от действия загрязнителя на конкретных реципиентов (население, объекты ЖКХ, сельско–хозяйственные угодья, животные и растения, лесные ресурсы, элементы промышленности и транспорта, рыбные ресурсы, рекреационные ресурсы и другие) [7].

Вследствие высоких требований к объему и качеству информации, метод прямого счета редко находит свою реализацию на практике. Более простым и более часто используемым методом является «метод расчета по монозагрязнителю». Формула расчета экономической оценки экологического

ущерба при использовании данного метода выглядит следующим образом (формула 2) [2].

Третий подход к оцениванию экономического ущерба – метод обобщенных косвенных оценок. Этот метод исходит из того, что общая оценка складывается из трех составляющих–оценок ущерба от загрязнения атмосферы, гидросферы, и литосферы (формула 3) [5].

Четвертым методом в нашем анализе является метод производственной функции. Суть его довольно проста: так как любое производство можно понимать как результат действия совокупности производственных факторов (капитала, природных ресурсов, труда и т.д.), то и ущерб, который наносится производству через негативное воздействие на каждый из факторов, можно рассчитать как сумму ущербов факторам, выраженную в денежной форме [9].

Последний метод – метод укрупненной оценки ущерба является более совершенным, так как он является усовершенствованной интеграцией некоторых ранее перечисленных методик. Вследствие этого, метод укрупненной оценки ущерба имеет очень широкую практику применения, расчетные формулы специально разрабатываются ведомствами по оценке экологического ущерба и платежам, он официально регламентирован Министерством природных ресурсов и экологии России. Именно с его применением и была осуществлена экономическая оценка ущерба в данной работе.

В западных странах большую популярность получили методы оценки, связанные с теориями внешних экстерналий. Всю совокупность зарубежных методов оценки трудно классифицировать по какому–либо одному признаку, поэтому в зарубежной литературе нередко можно встретить следующие классификации:

– в зависимости от количества этапов оценивания [11; 13]: прямой подход, косвенный подход.

– в зависимости от степени объективности оценки [10]: методы выявленных предпочтений, методы заявленных предпочтений.

Методический подход к оцениванию накопленного экологического ущерба по укрупненному методу

Официально признанным методом экономической оценки экологического ущерба на территории Российской Федерации является метод укрупненной оценки, разработанный Президиумом Академии наук СССР в 1983 году. Согласно методике укрупненной оценки ущерба, экономическая оценка экологического ущерба представляет собой сумму оценок ущербов, нанесенных каждой из составляющих биосферы, умноженных на поправочные коэффициенты, учитывающие степень достоверности укрупненного метода (формула 1) [5]:

$$U = \alpha U_{\text{атм}} + \beta U_{\text{поч}} + \gamma U_{\text{вод}} \quad (1)$$

$U_{\text{атм}}$ – удельный экономический ущерб, причиняемый выбросом загрязнений в атмосферный воздух, руб./год;

$U_{\text{вод}}$ – удельный экономический ущерб, причиняемый сбросом загрязнений в водные источники, руб./год;

$U_{\text{поч}}$ – удельный экономический ущерб от нарушения и загрязнения земельных ресурсов, руб./год;

α, β, γ – поправочные коэффициенты, определяемые как соотношение между показателем ущерба, установленного методом укрупненного счета, и показателем ущерба, определенного методом прямого счета.

Иногда в формулу также включают экономический ущерб от загрязнения недр, от размещения отходов в окружающей среде, и так далее.

Каждый из отдельных элементов имеет множество способов расчета. Рассмотрим один из них.

Начнем с оценки ущерба, возникающего при сбросе загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты [3; 9]. Величину этого ущерба можно оценить:

$$U_{\text{вод}} = U_{\text{уд}}^{\text{вод}} * G * M \quad (2)$$

$U_{\text{уд}}^{\text{вод}}$ – удельный экономический ущерб от сбросов сточных вод в водоемы, руб.;

G – некоторая постоянная, принимающая различные значения в зависимости от экологической значимости региона;

M – приведенная масса сброса вредных веществ данным источником в водоемы водохозяйственного участок за год, т./год.

Приведенную массу сброса веществ можно рассчитать следующим образом:

$$M = \sum_{i=1}^{N} A_i m_i \qquad (3)$$

i – вид загрязнителя;

N – число загрязнителей;

A_i – показатель относительной опасности загрязнителя i–го вида, т./т.;

m_i – общая масса сброса i–го загрязнителя источником за год, т./год.

Величина m_i рассчитывается:

$$m_i = V_i C_i \qquad (4)$$

C_i – показывает концентрацию i–го загрязнителя в стоках источника, мг/л;

V_i – объем годового сброса стоков в водоем, м3/год.

Если сброс происходит в разные типы водоемов, то коэффициент расчет m_i:

$$m_i = \sum_{j=1}^{K} m_{ij} \qquad (5)$$

J – тип водоема;

K – общее число типов водоемов.

Показатель относительной опасности загрязнителя принято определять как следующее соотношение:

$$A_i = 1/\text{ПДК}_i \qquad (6)$$

ПДК_i– предельно допустимая концентрация i–го вещества в воде водных объектов. Значения ПДК для разных типов веществ закреплены на законодательном уровне.

Оценка экологического ущерба от загрязнения земельных ресурсов и почв. Теперь можно перейти к рассмотрению оценки величины ущерба, причинённого почвенным территориальным зонам. При оценке экологического ущерба от загрязнения земельных ресурсов учитывались параметры: площадь территории, загрязнённой i–м веществом, степень загрязнения i–м веществом, глубина загрязнения, коэффициент экологической значимости земельных ресурсов региона, норматив стоимости земель в регионе. Экологический ущерб от загрязнения земли рассчитывался по [3]:

$$U_{\text{почв}} = \text{Н} \cdot k_{\text{э}} \cdot \sum_{i=1}^{N} S_i \cdot k_{\text{з}i} \cdot k_{\text{г}i}, \quad (7)$$

Н – стоимость земель поселения в регионе, руб./кв.м;

S_i – площадь территории, загрязнённой i–м веществом, кв. м;

$k_{\text{з}i}$ – коэффициент, характеризующий степень загрязнения i–м веществом;

$k_{\text{г}i}$ – коэффициент, характеризующий глубину загрязнения i–м веществом;

$k_{\text{э}}$ – коэффициент экологической значимости земельных ресурсов региона;

N – количество загрязняющих веществ.

$k_{\text{з}i}$ – коэффициент, характеризующий степень загрязнения i–м веществом.

Результаты

Первоначально в данной работе была проведена оценка экологического ущерба от загрязнения водных ресурсов в пределах территории Комсомольского золотоизвлекательного завода, представленных техногенным озером. Исходные данные о степени загрязнения были получены от сотрудников лаборатории геоэлектрохимии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Пробы были взяты из рыжего озера «Берком».

Исходные данные представляли собой информацию о концентрации различных тяжелых металлов в водах озера хвостохранилища.

С учетом предоставленных данных о том, что уровень воды, как и концентрация веществ в озере, остаются постоянными на протяжении всех лет, когда проводились измерения, а фильтрационные потери озера для данной местности по данным геологов принимаются равными 40 % от объема озера, то

можно говорить о том, что условная скорость поступления веществ в озеро может быть взята как скорость этих фильтрационных потерь. Скорость поступления веществ, вычисляется как произведение объема озера на процент фильрационнных потерь, что составляет величину, равную 30 000*0,4 = 12 000 куб.м/год.

Исходя из данных о скорости поступления загрязняющих веществ и гигиенических нормативов ГН 2.1.5.1315–03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно–питьевого и культурно–бытового водопользования» были определены показатели относительной опасности A_i веществ и рассчитана приведенная масса М.

Численное значение удельного ущерба $U_{уд}^{вод}$ для водных ресурсов Кемеровской области, относящихся к водному бассейну р. Обь, приток Иртыш, определялось исходя из значения этого показателя, указанного в «Методике определения предотвращенного экологического ущерба», утверждённой Председателем Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды В.И.Даниловым–Данильяном 30 ноября 1999 г [3]. В 1999 г., согласно нормативным документам, удельный ущерб оценивался в 10 616,5 руб./усл. т. Для оценки удельного ущерба по состоянию на 2019 г. использовался метод приведения к современной стоимости. С учётом динамики инфляции за период 1999–2019 гг., удельный ущерб для водных ресурсов составил $U_{уд}^{вод}$= 126 720.67 руб./усл.т.

В расчёте экономического ущерба применено значение коэффициента экологической значимости для водных объектов Кемеровской области на уровне G=1,16.

Результаты расчётов оценки экологического ущерба от загрязнения водных ресурсов по формуле, приведенной во второй главе, дали общую оценку в 293 845 тыс. руб.

При оценке экологического ущерба от загрязнения земельных ресурсов учитывались параметры: площадь территории, загрязнённой i–м веществом, степень загрязнения i–м веществом, глубина загрязнения, коэффициент экологической значимости земельных ресурсов региона, норматив стоимости земель в регионе.

Исходные данные представляли собой концентрацию тяжелых металлов в почве на глубине 20 см в пределах территории Комсомольского хвостохранилища.

Стоимость земельного участка определялась согласно Постановлению Администрации Кемеровской области «Об утверждении средних уровней кадастровой стоимости земельных участков в составе земель населенных пунктов Кемеровской области по муниципальным районам (городским округам)» с учётом показателей инфляции. Так, стоимость земли, предназначенной для размещения производственных и административных зданий на территории поселка городского типа Комсомольск, расположенного в Тисульском районе, где находится завод, составляет 228.78 руб./кв.м. [8]. Площадь территорий, подвергаемых загрязнению со стороны завода составляет 146 000 кв.м.

Уровень загрязнения i–м веществом определялся исходя из степени превышения концентрации i–го вещества в почве над уровнем ПДК. Позже для каждого вещества определялся коэффициент загрязнения.

По данным экологов, глубина загрязнения характеризуется уровнем в 20 см, что соответствует коэффициенту глубины загрязнения $k_{\text{г}i}$=1. Значение коэффициента экологической значимости региона принято $k_{\text{э}}$ =1,2.

Результаты расчётов оценки экологического ущерба от загрязнения земельных ресурсов показали, что в результате попадания загрязняющих веществ в результате деятельности Комсомольского золотоизвлекательного завода территории нанесён экологический ущерб на сумму 164 337 тыс. руб.

Суммарная оценка экологического ущерба от деятельности Комсомольской золотоизвлекательной фабрики – 458 182 тыс. руб.

Заключение

На небольшой территории Кузбасса сосредоточено более полутора тысяч производственных предприятий. По уровню выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду область стоит на восьмом месте в рейтинге самых «грязных» областей России. Многолетняя эксплуатация территории отраслями тяжелой индустрии привели к формированию на ней значительного экологического ущерба.

В данной работе была построена имитационная модель, позволяющая произвести экономическую оценку экологического ущерба в пределах территории Комсомольской золотоизвлекательной фабрики, расположенной в Кемеровской области Сибирского Федерального Округа. Была рассчитана оценка ущерба, наносимого предприятием по отдельным водным объектам, находящимся вблизи предприятия – ее величина составила 293,8 млн. руб., а также почвенным слоям – 164 млн. руб. По результатам расчетов с использованием построенной модели можно заключить, что суммарная оценка экологического ущерба в пределах Комсомольской золотоизвлекательной фабрики на 2019 год составила 458,2 млн руб., что составляет значительную величину. Ведь даже несмотря на более высокие средние траты администрации области на нужды экологии (1% ВРП, что намного больше в сравнении со средним значением по регионам России и общей долей расходов на экологию в федеральном бюджете, равной 0,71 %), доля требуемых средств для покрытия нанесенного ущерба слишком велика.

Полученная модель может быть применима на практике при принятии решения о снижении или ликвидации экологического ущерба, наносимого природной среде производственной деятельностью предприятия. Также на ее основе может быть рассчитана стоимость проведения необходимых экологических мероприятий (рекультивация земель, установка очистительных

сооружений и фильтров и другие и дана экономическая оценка целесообразности реализации данных экологических инвестиционных проектов.

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта № 18–310–20010 мол а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гигиеническая оценка качества почвы населенных мест. Методические указания. МУ 2.1.7.730–99. (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 7 февраля 1999 г.). Минздрав России. Москва, 1999. [Электронный ресурс] URL:https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294849/4294849837.htm (дата обращения 09.03.2019).

2. Глушкова В.Г., Макар С.В.,. Экономика природопользования: учебник для академического бакалавриат–е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2016.

3. Методика определения предотвращенного экологического ущерба, утверждена Председателем Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды В.И.Даниловым–Данильяном 30 ноября 1999 г.

4. Мкртчян Г. М., Лиманова Е. Г. Экономика природопользования: Курс лекций. – Новосибирск: Изд–во СО РАН, 2008. – 261 с

5. Николайкин Н.И., Н. Е. Николайкина, О. П. Мелехова. Экология: Учеб. для вузов 3–е изд., стереотип. — М.: Дрофа, 2004. – 624 с.

6. Официальный сайт администрации Тисульского района [Электронный ресурс] – URL: http://kemoblast.ru/tisul/ (04.02.2020)

7. Пахомова Н.В., Рихтер К.К. Экономика природопользования и экологический менеджмент: учебное пособие. – С–Петербург: Изд–во СПГУ, 2003. – 220с

8. Решение об утверждении результатов государственной кадастровой оценки земель населенных пунктов Кемеровской области. от 25.11.2015 (с изменениями на 25 января 2019 года), 2019 [Электронный ресурс] URL: http://docs.cntd.ru/document/430691500 (дата обращения 09.03.2019).

9. Яковлева Е.Н., Н. Н. Яшалова, В. М. Васильцова, О. Н. Домот; под. ред. Васильцовой В. М. Экономика природопользования: учебное пособие. – Москва: Кнорус, 2017. – 284 с.

10. Mavsar R., Varela E., Gouriveau, F., Herreros, F. Methods and tools for socio–economic assessment of goods and services provided by Mediterranean forest ecosystems // Project Report for Component 2 of the project “Optimized production of goods and services by Mediterranean forest ecosystems in the context of global changes”, 2016. – 19c.

11. National Research Council. Perspectives on Biodiversity: Valuing Its Role in an Everchanging World. Washington, DC: The National Academies Press, 1999. С. 90–115. [Электронный ресурс]. URL: http://bookre.org/reader?file=1136350 (дата обращения 22.02.2019)

12. Pearce, D. Valuing biological diversity: issues and overview. In: OECD: Valuation of Biodiversity Benefits. Selected studies. Paris, OECD, 2001. – С. 27–44. [Электронный ресурс]. URL: https://www.cbd.int/financial/values/g–valueunepguide.pdf (дата обращения 22.02.2019).

13. Rabl, A., Spadaro, J., & Holland, M.. Tools for environmental impact and damage assessment. In How Much Is Clean Air Worth?: Calculating the Benefits of Pollution Control Cambridge: Cambridge University Press, 2014. – С. 21–62 [Электронный ресурс].

URL:https://www.researchgate.net/publication/292988575_How_Much_is_Clear_Air_Worth_Calculating_the_Benefits_of_Pollution_Control (дата обращения 23.02.2019)

REFERENCES

1. Gigienicheskaya ocenka kachestva pochvy naselennyh mest. Metodicheskie ukazaniya. MU 2.1.7.730–99. (utv. Glavnym gosudarstvennym sanitarnym vrachom RF 7 fevralya 1999 g.). Minzdrav Rossii. Moskva, 1999. [Elektronnyj resurs] URL:https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294849/4294849837.htm (data obrashcheniya 09.03.2019).

2. Glushkova V.G., Makar S.V., Ekonomika prirodopol'zovaniya: uchebnik dlya akademicheskogo bakalavriat–e izd., pererab. i dop. – M.: Izdatel'stvo YUrajt, 2016.

3. Metodika opredeleniya predotvrashchennogo ekologicheskogo ushcherba, utverzhdena Predsedatelem Gosudarstvennogo komiteta Rossijskoj Federacii po ohrane okruzhayushchej sredy V.I.Danilovym–Danil'yanom 30 noyabrya 1999 g.

4. Mkrtchyan G. M., Limanova E. G. Ekonomika prirodopol'zovaniya: Kurs lekcij. – Novosibirsk: Izd–vo SO RAN, 2008. – 261 s

5. Nikolajkin N.I., N. E. Nikolajkina, O. P. Melekhova. Ekologiya: Ucheb. dlya vuzov 3–e izd., stereotip. — M.: Drofa, 2004. – 624 s.

6. Oficial'nyj sajt administracii Tisul'skogo rajona [Elektronnyj resurs] – URL: http://kemoblast.ru/tisul/ (04.02.2020)

7. Pahomova N.V., Rihter K.K. Ekonomika prirodopol'zovaniya i ekologicheskij menedzhment: uchebnoe posobie. – S–Peterburg: Izd–vo SPGU, 2003. – 220s

8. Reshenie ob utverzhdenii rezul'tatov gosudarstvennoj kadastrovoj ocenki zemel' naselennyh punktov Kemerovskoj oblasti. ot 25.11.2015 (s izmeneniyami na 25 yanvarya 2019 goda), 2019 [Elektronnyj resurs] URL: http://docs.cntd.ru/document/430691500 (data obrashcheniya 09.03.2019).

9. YAkovleva E.N., N. N. YAshalova, V. M. Vasil'cova, O. N. Domot; pod. red. Vasil'covoj V. M. Ekonomika prirodopol'zovaniya: uchebnoe posobie. – Moskva: Knorus, 2017. – 284 s.

10. Mavsar R., Varela E., Gouriveau, F., Herreros, F. Methods and tools for socio–economic assessment of goods and services provided by Mediterranean forest ecosystems // Project Report for Component 2 of the project “Optimized production of goods and services by Mediterranean forest ecosystems in the context of global changes”, 2016. – 19s.

11. National Research Council. Perspectives on Biodiversity: Valuing Its Role in an Everchanging World. Washington, DC: The National Academies Press, 1999. S. 90–115. [Elektronnyj resurs]. URL: http://bookre.org/reader?file=1136350 (data obrashcheniya 22.02.2019)

12. Pearce, D. Valuing biological diversity: issues and overview. In: OECD: Valuation of Biodiversity Benefits. Selected studies. Paris, OECD, 2001. – S. 27–44. [Elektronnyj resurs]. URL: https://www.cbd.int/financial/values/g–valueunepguide.pdf (data obrashcheniya 22.02.2019).

13. Rabl, A., Spadaro, J., & Holland, M.. Tools for environmental impact and damage assessment. In How Much Is Clean Air Worth?: Calculating the Benefits of Pollution Control Cambridge: Cambridge University Press, 2014. – S. 21–62 [Elektronnyj resurs]. URL:https://www.researchgate.net/publication/292988575_How_Much_is_Clear_Air_Worth_Calculating_the_Benefits_of_Pollution_Control (data obrashcheniya 23.02.2019)

© Т.Д. Калгашкина, И.В. Проворная, 2020

УДК 338.001.36 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-090

РОЛЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В СТРУКТУРЕ ТОПЛИВНО–ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА РОССИИ И МИРА

Владислав Дмитриевич Кожевин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)330–28–07, e–mail: kozhevl@mail.ru

В последние годы наблюдается быстрое развитие возобновляемых источников энергии, которое, однако, имеет ряд индивидуальных региональных ограничений, представленных неценовыми факторами: непрозрачность институтов, отсутствие достаточных технологий для интеграции ВИЭ в сеть, лоббирование интересов владельцев традиционной генерации и другие. В статье анализируются факторы, влияющие на потребление ВИЭ в трех кластерах стран.

Ключевые слова: ВИЭ, ТЭК, цены на нефть, энергетические рынки.

THE ROLE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE STRUCTURE OF THE FUEL ECONOMY ENERGY BALANCE OF RUSSIA AND THE WORLD

Vladislav D. Kozhevin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (383)330–28–07, e–mail: kozhevl@mail.ru

In recent years there has been a rapid development of renewable energy sources, which, however, has a number of individual regional restrictions, represented by non–price factors: the lack of transparency of institutions, the lack of sufficient technologies for integrating renewable energy into the network, lobbying the interests of owners of traditional generation, etc. The article analyzes the factors that affect the consumption of renewable energy in three clusters of countries.

Key words: RES, energy sector, oil prices, energy markets.

Введение

Согласно Renewables 2017 Global status report возобновляемые источники энергии (ВИЭ) становятся все более конкурентоспособными с точки зрения затрат по сравнению с традиционной тепловой генерацией и вырабатывают более 26 % мирового производства электроэнергии. Чистый прирост мощностей для возобновляемых источников энергии был выше, чем для ископаемых видов топлива и ядерной энергии вместе взятых, начиная с 2015 года, и в настоящее время ВИЭ составляют более одной трети общемировой установленной мощности [1, 2].

Объектом исследования являются возобновляемые источники энергии в топливно–энергетическом балансе стран.

Цель исследования – формирование рекомендаций для стран, входящих в различные кластеры, на основе модели потребления ВИЭ. Задачи исследования включают: 1) анализ основных тенденций потребления ВИЭ; 2) выявление факторов, влияющих на уровень и динамику потребления ВИЭ на основе эконометрической модели панельных данных и кластерного анализа; 3) рекомендации для директивных органов и энергетических компаний в области управления ВИЭ. Научная новизна исследования заключается в выявлении основных факторов, влияющих на потребление ВИЭ в рамках различных кластеров стран, включая институциональные особенности стран, уровень цен на нефть, безопасность ископаемого топлива и уровень технологического развития; построении многофакторной модели на основе установленных и систематизированных показателей с последующей проверкой значимости факторов и выработкой рекомендаций для стран. Разработка подхода к использованию предложенных факторов (цены на ископаемое топливо–второе отставание цен на нефть, обеспеченность ископаемым топливом – отношение производства к потреблению углеводородов, уровень развития институциональной сферы – индекс восприятия коррупции, уровень развития технологий – доля НИОКР в структуре ВВП) при анализе их влияния на потребление ВИЭ была представлена в нашей предыдущей работе [3, 4]. В данной статье был расширен этот анализ и применена разработанная модель к нескольким кластерам наблюдаемых стран.

Методы и материалы

Для целей работы применялся подход анализа панельных данных.

$$x_{it} = Z_{it} \propto_{it} + \gamma_t + f_i + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

Z_{it} – вектор–строка наблюдений за факторами,

f_i – индивидуальные особенности, не зависящие от времени,

γ_t– индивидуальные эффекты, относящиеся ко времени, но постоянные по индивидуумам,

ε_{it} – независимые, одинаково распределенные с.в. (как по индивидуумам, так и по времени) с 0 мат. ожиданием и дисперсией σ_ε^2 .

Для выбора между моделями сквозной регрессии, с фиксированными и случайными эффектами были использованы тесты Вальда, Бреуша–Пагана и Хаусмана.

Для стран была применена кластеризация по следующим переменным: ВВП на душу населения, доля НИОКР в ВВП, потребление возобновляемых источников энергии, отношение производства к потреблению углеводородов, индекс прозрачности и их сочетание. Для формирования сопоставимых и наблюдаемых на протяжении всего исследуемого периода кластеров была предложена следующая мера: если кластер существенно не изменится в 2016 году по сравнению с 2011 годом, то будет выбран именно такой способ кластеризации. В рамках каждого полученного кластера применялась разработанная модель потребления ВИЭ и сравнивалась с общей моделью [5, 6] для всей выборки стран. С помощью разработанного кластерного подхода были выявлены отличительные признаки кластера, позволяющие корректировать модель потребления возобновляемых источников энергии и их прогнозирование с учетом государственной принадлежности к тому или иному кластеру.

Для построения модели были выбраны 37 развитых и развивающихся стран: 21 из Европы, 3 из Северной Америки, 1 из бывшего СССР, 2 из Ближнего Востока, 1 из Африки, 2 из Южной Америки и 7 из Азиатско–Тихоокеанского региона. Эти данные были собраны из банка данных ОЭСР, Всемирного банка, статистического обзора BP World energy 2017 и индекса восприятия коррупции Transparency International. Исследуемый период наблюдения приходится на период с 2006 по 2016 год.

Результаты

Была доказана значимость модели, которая стала основой для расчета групповых моделей в рамках кластерного подхода:

$$ln(RESC) = \alpha 1 \times ln(PC) + \alpha 2 \times ln(Oil) + \alpha 3 \times ln(CI) + \alpha 4 \times ln(RDGDP) \quad , (2)$$

где RESC потребление ВИЭ,

Oil – второй лаг цен на нефть,

PC – отношение производства к потреблению углеводородов,

CI – индекс коррупции,

RDGDP – доля НИОКР в ВВП страны.

Кластеризация проводилась по пяти кластеризующим переменным: ВВП на душу населения, доля НИОКР в ВВП, потребление возобновляемых источников энергии в ТВт, отношение производства к потреблению нефти и газа и индекс прозрачности. С помощью программного обеспечения R–Studio было установлено и оценено 25 групп кластеризации с помощью приведенной выше модели. Был выбран кластер с самыми высокими значениями коэффициента детерминации и F–статистики: индекс прозрачности, отношение добычи к потреблению нефти и газа и потребление ВИЭ в ТВ. Была проведена еще одна дополнительная проверка качества кластеров: состав кластеров в 2016 году существенно не изменился по сравнению с 2011 годом, поэтому была выбрана выборка кластеризации 2016 года. Норвегия была исключена из выборки из–за чрезвычайно высокого отношения добычи к потреблению нефти и газа, что оказало чрезмерное влияние на формирование кластеров.

Таким образом, Группа 1 состоит из Аргентины, Чили, Чехии, Испании, Греции, Венгрии, Израиля, Италии, Южной Кореи, Мексики, Польши, Португалии, Румынии, России, Словакии, Турции, Тайваня, Южной Африки.

Группа 2 состоит из Австралии, Австрии, Бельгии, Канады, Швейцарии, Германии, Дании, Финляндии, Франции, Великобритании, Ирландии, Японии, Нидерландов, Новой Зеландии, Сингапура, Швеции.

Группа 3 состоит из Китая и США.

На основе данных по странам мира и отношения потребления ВИЭ ко всему потреблению как зависимой переменной были построены три модели для всех трех групп стран: объединенная регрессия, модель с фиксированными эффектами и модель со случайными эффектами. Наиболее подходящая модель выбрана по тестам Вальда, Бреша–Пагана и Хаусмана и оценена для всех кластеров (табл.1).

Таблица 1. Оценка разработанной модели для 3 кластеров из 36 стран
Table 1. Assessment of the developed model for 3 clusters from 36 countries

Оценки коэффициентов	Кластер 1	Кластер 2	Кластер 3
α1	0.36*^^	‘0.21*	1.12**
α2	1.17***	‘0.87***	0.13
α3	1.21*^^	–0.18	0.66
α4	0.93*^^	‘0.40	6.58***
Коэффициент детерминации	0.52	0.58	0.96
Тип модели	Фиксированные эффекты	Фиксированные эффекты	Фиксированные эффекты
***, **, * Оценка коэффициента значима на 1%–м, 5%–м и 10%–м уровне соответственно			

В Кластере 1 уровень коррупции влияет на потребление возобновляемых источников энергии негативно. Доля НИОКР в ВВП в большинстве стран Кластера 1 низкая и, таким образом, сдерживает масштабное внедрение возобновляемые источники энергии в энергетическую структуру стран. 2–й лаг цен на нефть оказывает наиболее существенное влияние на потребление ВИЭ, причем основным заменителем ВИЭ являются углеводороды: в настоящее время они дешевле и проще в использовании. Другое дело, что страны уже имеют традиционную топливную инфраструктуру, которую достаточно сложно сократить и заменить из–за запаздывания отдачи инвестиций и недостаточно развитой системы энергоснабжения от ВИЭ. Тем не менее, когда цены на нефть растут, страны пытаются снизить затраты на использование дорогих видов топлива и уменьшить свое присутствие в энергетическом балансе [7, 8].

Для Кластера 2 также наблюдается сильное влияние цен на нефть на потребление ВИЭ, в то время как остальные показатели не оказывают существенного влияния: эта группа стран имеет высокую прозрачность экономик и долю НИОКР в ВВП, большинство из них развиты и стремятся к изменениям и развитию энергетической инфраструктуры [9, 10].

Только две ведущие экономики мира – США и Китай, представляют Кластер 3. В отличие от остальных, цены на нефть и индекс коррупции не влияют на потребление ВИЭ. Основными показателями здесь являются соотношение производства к потреблению углеводородов и доля НИОКР в ВВП. Огромный масштаб этих двух экономик и государственная поддержка значительно смягчают влияние коррупции на возобновляемые источники энергии [11, 12]. Более того, изменение цен на нефть никак не влияет на потребление ВИЭ, в первую очередь, из–за того что потребление углеводородов в этих странах происходит из обрабатывающего сектора экономики, для которого инфраструктура ВИЭ в настоящее время недостаточно развита. При любых ценах на нефть бизнес–процессы должны выполняться. Ключевым выводом здесь является стремление диверсифицировать источники энергии и снизить экологическое воздействие использования углеводородов.

Обсуждение и заключение

Для стран с низким уровнем прозрачности и недостаточными расходами на НИОКР жизненно важно сосредоточиться на этих областях экономической жизни. Более прозрачные институты и готовность экономики к быстрым инновациям будут способствовать развитию технологий использования возобновляемых источников энергии в странах и, соответственно, их потреблению. Это справедливо для большинства стран из группы 1. В странах из группы 2 такие проблемы решаются. Только совместное развитие институтов прозрачности и НИОКР обеспечит максимальные результаты в потреблении ВИЭ. На данный момент в России оказывается поддержка ВИЭ, однако нет существенных инвестиций в НИОКР со стороны государства, которое только

начинает развитие этой отрасли в рамках ДПМ и скромных программ развития генерации до 2040 года. Законодательная база также развивается, но сдерживает развитие малой розничной генерации (поставка в сеть по оптовым, а не розничным ценам), оставляя экономические возможности развития лишь для крупных компаний и удаленных районов [13–15].

Для стран с высокой зависимостью от добычи и потребления углеводородов правильным решением будет диверсификация энергетического баланса и сосредоточение внимания на производстве мощностей ВИЭ, особенно на накопителях энергии и внедрении возобновляемых источников энергии в инфраструктуру и экономику энергетического сектора. Значительная зависимость стран от цен на углеводороды свидетельствует об их невозможности в настоящий момент отказаться от потребления ископаемых видов топлива, несмотря на бурное развитие возобновляемых источников энергии. Сокращение традиционных источников энергии станет возможным только в результате модернизации инфраструктуры в пользу возобновляемых источников энергии. Соответственно, необходимо более глубокое внедрение возобновляемых источников энергии в технологические, политические, экономические и социальные институты страны.

Для успешно развивающихся промышленно развитых стран особое внимание к НИОКР и НИОКР в области развития возобновляемых источников энергии, в частности, окажет наибольшее влияние на увеличение их потребления и доли в энергетическом балансе страны. США по сравнению с группой 2 оказываются более продвинутыми в правовых и экономических вопросах ВИЭ, что обеспечивает целевое финансирование высокотехнологичных проектов возобновляемой энергетики и определяет их лидирующие позиции в потреблении ВИЭ.

Энергетические компании, заинтересованные в развитии возобновляемых источников энергии, должны сосредоточиться на совместной работе с государством и предлагать хотя бы социально выгодные проекты, особенно в

странах с низкой прозрачностью институтов [16]. В большинстве стран–лидеров по потреблению ВИЭ ключевые шаги предпринимает государство, убежденное в перспективах использования возобновляемых источников энергии. Компании должны обеспечить развитие технологий возобновляемой энергетики за счет финансирования НИОКР и технологий их внедрения. Наконец, энергетические компании должны быть готовы к периодам низких цен на ископаемое топливо, когда потребление ВИЭ может снизиться, успевая получать поддержку от государств, заинтересованных в снижении издержек роста цен на топливо, особенно в странах, где существует значительная потребность в импорте углеводородов. Уже сейчас новые ВИЭ проекты оказываются выгоднее традиционной генерации на определенных удаленных территориях без подключения к общей энергосети [17].

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта № НШ–2571.2020.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.
2. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
3. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.
4. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.
5. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.
6. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.
7. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.

8. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность Сибирского федерального округа на этапе смены парадигмы развития // В сборнике: Институциональная трансформация экономики: пространство и время Сборник докладов V Международной научной конференции: в 2–х томах. – 2017. – С. 139–145.

9. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

10. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго–и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.

12. Eder L.V. World energy market in the conditions of low oil prices, the role of renewable energy sources / L.V. Eder, I.V. Provornaya, I.V. Filimonova, V.D. Kozhevin, A.V. Komarova // Energy Procedia. – 2018. – Vol 153. – P.112–117. [Electronic resource.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

14. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012011

15. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – Т. 84. – С. 012010.

16. REN21. 2017. Renewables 2017 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.ren21.net/wp–content/uploads/2019/05/GSR2017_Full–Report_English.pdf (дата обращения: 20.03.2020).

17. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012012.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – № 5. – P. 24–27.

2. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – P. 48–57.

3. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – P. 20–30.

4. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

5. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – P. 1–9.

6. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – P. 1–8.

7. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – P. 41–49.

8. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Neftyanaya promyshlennost' Sibirskogo federal'nogo okruga na etape smeny paradigmy razvitiya // V sbornike: Institucional'naya transformaciya ekonomiki: prostranstvo i vremya Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii: v 2–h tomah. – 2017. – P. 139–145.

9. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – P. 3–14.

10. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 Chast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo–i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – P. 859–870.

12. Eder L.V. World energy market in the conditions of low oil prices, the role of renewable energy sources / L.V. Eder, I.V. Provornaya, I.V. Filimonova, V.D. Kozhevin, A.V. Komarova // Energy Procedia. – 2018. – Vol 153. – P. 112–117. [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218308804?via%3Dihub (data obrashcheniya: 20.03.2020).

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

14. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012011

15. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – T. 84. – P. 012010.

16. REN21. 2017. Renewables 2017 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.ren21.net/wp–content/uploads/2019/05/GSR2017_Full–Report_English.pdf (data obrashcheniya: 20.03.2020).

17. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012012.

© В.Д. Кожевин, 2020

УДК 338.1 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-091

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ И МИРА

Арина Эдуардовна Линк
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел. (913)788–66–16, e–mail: link.arina@yandex.ru

Михаил Владимирович Мишенин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3 кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e–mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

В исследовании впервые сравниваются отечественные и зарубежные компании нефтегазового сектора и выявляются отличительные особенности каждой группы. Результаты расчетов показали, что на прибыль любой крупной нефтегазовой компании влияют выручка, себестоимость продукции и размеры налоговых отчислений. Более того, для деятельности нефтегазовых компаний имеет значение ставка рефинансирования страны, в которой данная компания зарегистрирована.

Ключевые слова: нефтедобывающие компании, эффективность, панельные данные, чистая прибыль, сравнительный анализ, прогнозирование

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF OIL–PRODUCING COMPANIES IN RUSSIA AND THE WORLD

Arina E. Link
Novosibirsk State University, 1, Pirogov St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, phone: (913)788–66–16, e–mail: link.arina@yandex.ru

Mikhail V. Mishenin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in Economics, Senior Researcher, e–mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

The study compares domestic and foreign companies in the oil and gas sector for the first time and identifies the distinctive features of each group, The results of calculations showed that the profit of any large oil and gas company is affected by revenue, cost of production and the amount of tax deductions. Moreover, the refinancing rate of the country where the company is registered is important for the activities of oil and gas companies.

Key words: oil and gas companies, efficiency, panel data, net profit, comparative analysis, forecast.

Введение

В настоящее время развитие экономики России обусловлено стабильностью работы нефтегазового комплекса. Налоговые поступления нефтегазовых

компаний формируют почти половину доходов федерального бюджета, а валютная выручка от продажи углеводородов составляет 63 % стоимостной структуры экспорта страны. Помимо этого, нефтегазовый комплекс имеет важное значение для мирового сообщества в целом, так как на данный момент почти 60 % мирового потребления энергии приходится на нефть и газ. Именно поэтому важной задачей является поддержание устойчивого развития нефтегазовой отрасли, успешность которой во многом зависит от экономико–финансового положения крупных корпораций. Вместе с тем наблюдается ряд отраслевых тенденций (изменение законодательства, структуры мирового энергетического рынка, экономической и геополитической ситуации и др.), влияющих на устойчивость компаний отрасли [1–4].

Чтобы не допустить ухудшения финансово–экономических показателей компаний, необходима адекватная и своевременная корректировка стратегических задач и планов. Поэтому актуальным является проведение комплексного анализа нефтегазовой отрасли и выявление факторов, влияющих на показатели экономической эффективности нефтегазовых компаний России, а также их сравнение с тенденциями на мировом рынке [7–9]. Так как конечным результатом финансовой деятельности компаний является прибыль и большинство показателей экономической эффективности компании так или иначе связаны с размером получаемой прибыли компании, то представляется необходимым провести анализ факторов, влияющих на данный показатель деятельности компаний нефтегазового комплекса. Более того, актуальным на сегодняшний день является прогнозирование последствий для крупнейших нефтегазовых компаний от падения цен на нефть после выхода России из сделки ОПЕК+ [5, 10].

Вопросами изучения экономической эффективности развития предприятий и стратегического управления деятельностью компаний в разные периоды занимались как зарубежные, так и отечественные исследователи. Основополагающим показателем, зародившим другие понятия экономической

эффективности, стала прибыль. Особое внимание вопросам экономической сущности понятий «прибыль» и «рентабельность» уделяли основоположники политической экономии Давид Рикардо и Адам Смит. Они считали источником прибыли производство. Д. Рикардо определяет прибыль как разницу между стоимостью товара и издержками труда и капитала в производстве. Представитель классической школы Карл Маркс основой прибыли обозначает прибавочную стоимость, которая выступает в форме результата «работы» капитала [8, 11].

В российской экономике известны работы ученых Н.А. Цаголова (Курс политической экономии, 1973), В.С. Немчинова (Общественно необходимые затраты труда, себестоимость и рентабельность. Методы определения стоимости и отклонения цен от стоимости, 1963), А.М. Бирмана (Финансы предприятий и отраслей народного хозяйства, 1970), В.А. Медведева (Социалистическое производство: Политико–экономическое исследование, 1981). Свою точку зрения на предмет прибыли высказывают отечественные экономисты Г.В. Савицкая. (Экономический анализ, 2005), Э.А. Маркарьян, Г.П. Герасименко, С.Э. Маркарьян (Экономический анализ хозяйственной деятельности, 2005) и В.В Ковалев в своей статье (О показателях прибыли, 2007). Такие авторы как Чалдаева Л.А., Чинаева Т.И., Богопольский А.С. (Анализ финансово–экономических показателей, характеризующих деятельность организаций нефтегазовой отрасли, 2020) указывают на то, что важным показателем для оценки деятельности организации является рентабельность, представляющая собой относительную величину, которая выражает прибыльность предприятия. Максудова Ф.С. в своей статье пишет о том, что на прибыль влияют различные внешние и внутренние факторы [16, 17].

В связи с важностью поддержания высоких показателей прибыли для каждой компании, целью данного исследования является выявление значимых факторов, влияющих на прибыль крупнейших нефтегазовых компаний; выявление специфики российских нефтегазовых компаний по сравнению с

мировыми тенденциями в нефтегазовой отрасли и дальнейшее предоставление рекомендаций компаниям. Более того, в связи с последними событиями и падением цен на нефть представляется важным построить краткосрочные прогнозы прибыли отрасли в целом. Для достижения данных целей были поставлены следующие задачи: анализ факторов, влияющих на прибыль нефтедобывающих компаний с использованием анализа панельных данных; сравнительный анализ на основе полученных результатов отечественных и зарубежных компаний; прогнозирование на основе регрессионного анализа возможных последствий падения цен на нефть для прибыли нефтегазовой отрасли в России [12–15].

Методы и материалы

Исследование осуществляется с помощью анализа панельных данных. Панельные данные хороши тем, что учитывают как временные ряды, так и многомерность данных (то есть данные по отдельным экономическим единицам учитываются индивидуально) [18–19].

В ходе работы строятся модели зависимости чистой прибыли от различных макроэкономических, микроэкономических, институциональных и дополнительных факторов. Проверяется базовая модель панельных данных, с учетом фиксированных и случайных индивидуальных эффектов.

Линейная (базовая) модель панельных данных выглядит следующим образом:

$$y_{it} = x_{it}^{T}\,\beta + u_{it} \qquad (1)$$

где: i – индекс объекта, t – индекс момента времени, β – вектор коэффициентов регрессии, x_{it}^{T} – транспонированный вектор наблюдений над k независимыми переменными [19] (табл. 1).

Для исследования были выбраны следующие отечественные компании: Роснефть, Лукойл, Газпром, Татнефть, Газпромнефть, Сургутнефтегаз, Новатек, Русснефть; и зарубежные компании: Petrobras, Chevron, ExxonMobile, Conoco Phillips, Total, CNPC, PetroChina, BP, Eni, Royal Dutch Shell, Equinor.

Анализ эффективности нефтедобывающих компаний проводился на линейной основе модели как для отечественных, так и для зарубежных компаний.

Таблица 1. Алгоритм анализа эффективности нефтедобывающих компаний
Table 1. Algorithm for analyzing the effectiveness of oil and gas companies

№ Этапа	Название	Суть
Этап 1	Выбор компаний	Для анализа выбираются крупнейшие вертикально–интегрированные нефтегазовые компании в России и за рубежом.
Этап 2	Выбор факторов для анализа данных	Конечная цель исследования – выявление значимых факторов, влияющих на чистую прибыль компаний, и прогнозирование на этой основе отечественных и зарубежных компаний. В связи с этим для анализа были выбраны следующие показатели компаний: выручка, финансовый рычаг, себестоимость продукции, затраты на ООС, затраты на соц. сферу, объем ВВП, ставка рефинансирования.
Этап 3	Сбор данных	Из источников, находящихся в открытом доступе (в том числе годовые финансовые консолидированные отчетности) отбираются необходимые для расчетов статистические данные компаний с 2009 по 2018 гг.
Этап 4	Выбор подходящей модели	В ходе работы поочередно строятся значимые базовая, с фиксированными, с индивидуальными эффектами модели панельных данных.
Этап 5	Тестирование модели	Для определения подходящей модели проводятся F–тест, тест Хаусмана, тест Бреуша–Пагана.
Этап 6	Сравнение моделей	Результаты анализа для отечественных и зарубежных компаний сравниваются между собой, выявляются общие значимые факторы, а также различные факторы, влияющие на чистую прибыль компаний.
Этап 7	Прогнозирование прибыли	На основе полученной модели с учетом влияния значимых факторов и использованием регрессионного анализа, учитывая недавнее падение цен на нефть на 50% строится краткосрочный прогноз динамики прибыли для для нефтегазовой отрасли России.

Результаты

В ходе исследования было построено три модели зависимости прибыли от различных факторов с использованием линейной модели панельных данных: для крупнейших российских, для крупнейших зарубежных нефтегазовых компаний и для всех компаний вместе с целью выделения различных и общих характеристик. В качестве факторов были выбраны институциональные

(примерная оценка себестоимости продукции экономические затраты на единицу добычи), микроэкономические (выручка, финансовый рычаг, социальные затраты, затраты на охрану окружающей среды, взятые с годовым лагом и налоговое бремя), макроэкономические (ВВП страны, в которой зарегистрирована компания и ставка рефинансирования в данной стране) переменные. Результаты расчетов и полученные коэффициенты связи представлены в табл. 2.

Для каждой модели приведены полученные коэффициенты, размеры стандартных отклонений, а также полученный коэффициент детерминации и F–статистика. Все модели значимы и их можно интерпретировать.

Видно, что на размер прибыли как отечественных, так и зарубежных компаний влияют выручка, себестоимость продукции и налоговое бремя, но при этом у российских компаний наблюдается значимость отношения заемных средств к собственным, которые в свою очередь учитывались с годовым лагом. Для зарубежных компаний имеют важность размеры затрат на охрану окружающей среды и объемы ВВП страны, в которой компания зарегистрирована. Если рассматривать модель с учетом всех крупнейших нефтегазовых компаний мира, то статистика говорит нам о влиянии выручки, себестоимости продукции, налогового бремени и ставки рефинансирования.

Таблица 2. Результаты исследования влияния факторов на прибыль компаний
Table 2. The results of studies of the influence of factors on company profits

Фактор	Российские компании		Зарубежные компании		Все крупнейшие компании	
	Значение	*Ст. откл.*	Значение	*Ст. откл.*	Значение	*Ст. откл.*
Ln(Выручка)	1,260***	(0,206)	2,443***	(0,365)	1,318***	(0,209)
Ln(Себестоимость)	–0,433**	(0,212)	–1,235**	(0,370)	–1,191***	(0,272)
Ln(Леверидж)	–0,450***	(0,142)	0,522	(0,607)	–0,699***	(0,227)
Ln(Затраты на ООС)	–0,069	(0,129)	–0,191*	(0,109)	–0,034	(0,079)
Ln(Соц.затраты)	–0,064	(0,078)	0,113	(0,143)	0,088	(0,096)
Ln(налоговое бремя)	0,561***	(0,225)	1,478***	(0,221)	1,277***	(0,187)

Продолжение таблицы 2
Continuation of table 2

Ln(ВВП)	–	–	0,591**	(0,250)	0,289	(0,210)
Ln(ставка рефинанс)	–	–	–	–	0,568***	(0,163)
Константа	–3,151**	(1,392)	–26,378***	(5,220)	–8,342***	(3,360)
Наблюдения	72		99		171	
R2	0,765		0,512		0,404	
Корр. R2	0,744		0,474		0,375	
F–статистика	35,345***		13,626***		13,741***	

*p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

Результаты прогнозирования суммарной прибыли для российских нефтедобывающих компаний в предположении падения цен на нефть на 50 % с использованием полученной линейной модели панельных данных представлены на рисунке 1. Видно, что после резкого падения цен на нефть в 2020 году, прогнозируемая прибыль в 2,5 раза меньше предыдущего года, а чистая рентабельность немного падает и ее значение достигает 10 %.

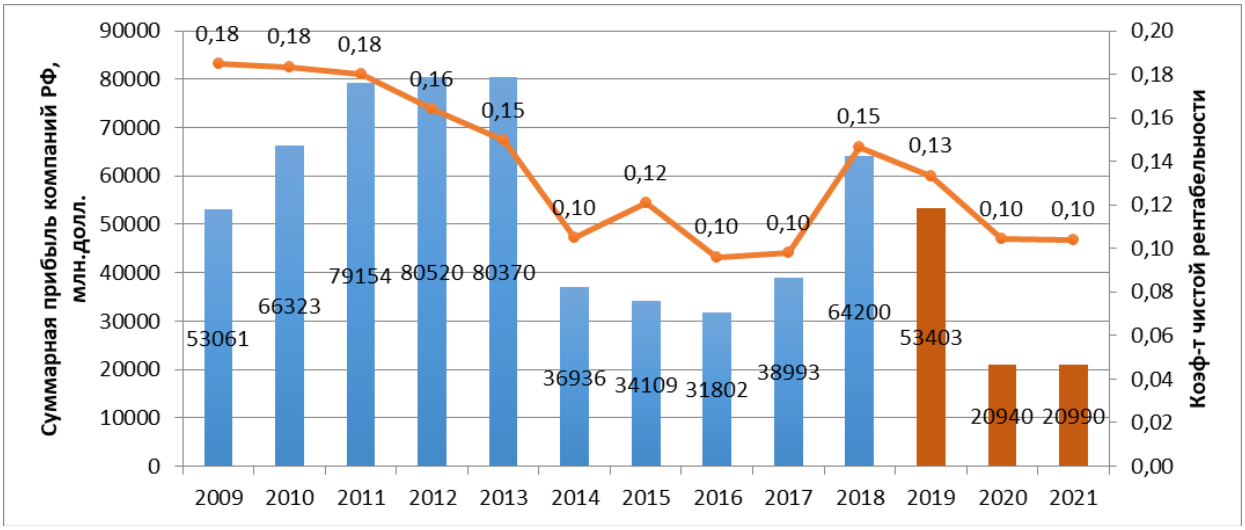


Рис.1. Прогнозные значения прибыли для 2019–2021гг.
Fig. 1. Forecasted profit margins for 2019–2021

Обсуждение

В соответствии с полученными результатами вне зависимости от того, какая группа компаний исследуется, на размер прибыли всегда влияют размер выручки, налогового бремени и себестоимость производства, что согласуется с общепринятой теорией формирования прибыли. Чем больше объем

производства у компании, тем масштабнее ее деятельность, и значительнее объемы продаж и, соответственно, выручка, откуда напрямую следует размер прибыли. Себестоимость продукции в свою очередь отрицательно влияет на чистую прибыль компании, так как чистая прибыль – это выручка компании за вычетом затрат на производство и налогов и др. Все эти факты логично вытекают из исследований.

Теперь обратим внимание на менее очевидные результаты. На прибыль отечественных компаний отрицательно влияет уровень левериджа компаний. Вообще сила финансового рычага зависит от соотношения заемных средств к собственным: чем больше заемных средств, тем больше суммы процентных платежей за использование этих ресурсов и соответственно выше риск потери финансовой устойчивости. Из этого следует, что изменение структуры активов компании потенциально влияет на динамику прибыли предприятия. Если ставка процента по кредитам выше, чем рентабельность активов, то использование заемного капитала оказывается убыточным для компании. В России же ставки по кредитам в разы выше, чем в большинстве развитых и развивающихся стран мира и этим объясняется отрицательная зависимость.

Для зарубежных компаний на 5 % уровне значимости оказался ВВП страны, в которой конкретная компания зарегистрирована. Так как выборка иностранных компаний составлена из крупнейших нефтедобывающих компаний разных стран, исследование влияния объемов ВВП страны вполне оправдано. Данный показатель положительно влияет на размер прибыли. Данная связь объясняется тем, что объемы валового внутреннего продукта в целом отражают общий экономический фон страны. Чем больше ВВП, тем больше экономическая активность населения и, соответственно, объемы инвестиций в компании данной страны растут. Так как растут инвестиции, то отсюда логично вытекают экстенсивный и интенсивный рост компаний, более того растет покупательная способность людей, и вследствие этого прибыль компаний увеличивается. Также для прибыли зарубежных компаний на 10 % уровне значимости находятся

затраты на охрану окружающей среды. Значимость можно объяснить мировыми тенденциями в нефтегазовой отрасли. Согласно исследованию Марининой О.А. и Беломестновой Е.О. (Оценка активности нефтегазовых компаний в области корпоративной социальной ответственности, 2017) в последнее десятилетие уровень инвестиций на охрану окружающей среды вырос, однако несмотря на это в России уровень затрат на О.О.С. остается значительно ниже, чем в США и странах Европы. Поэтому объяснимо отрицательное влияние данного вида инвестиций только на прибыль зарубежных компаний. Но несмотря на отрицательное влияние таких инвестиций на финансовый результат компаний, рост экологической ответственности позитивно отражается на общей репутации предприятия и как следствие привлекает дополнительных инвесторов и способствует устойчивому развитию.

В общей модели на размеры прибыли компании положительно влияет ключевая ставка процента, взятая с лагом в один год. Согласно макроэкономической теории, чем выше ставка процента, тем меньше стимулов инвестировать в основной капитал, и соответственно уровень инвестиционной активности населения падает вместе с производством, и как следствие должна наблюдаться отрицательная зависимость прибыли от ставки процента. Однако, согласно статистическим исследованиям, на практике такая закономерность далеко не всегда выполняется, так как ключевая ставка является лишь ориентиром для множества остальных ставок, которые в действительности влияют на бизнес. Данный результат мы можем наблюдать и в вышеизложенных результатах.

В соответствии с прогнозами при условии того, что нефть в 2020–2021 годах будет колебаться вокруг 30 долларов за баррель (что в два раза меньше цен в 2018–2019 гг.), суммарная прибыль восьми крупнейших нефтедобывающих компаний сократится на 60 % уже в 2020 году. Такие прогнозы весьма неутешительны, однако в связи со сложившейся ситуацией на рынке не удивительны.

В дальнейшем стоит подробнее рассмотреть значимость инвестиций в охрану окружающей среды на деятельность отечественных компаний, так как несмотря на дополнительные затраты компаний, увеличение данной статьи расходов поможет следовать мировым тенденциям устойчивого развития нефтегазовых компаний России в долгосрочном периоде.

Заключение

Каждой компании для устойчивого роста необходимо должным образом формулировать стратегические цели корпорации с целью увеличения уровня экономической эффективности. В свою очередь базовым показателем эффективности является прибыль компании, и поэтому исследование факторов, влияющих именно на этот показатель, является необходимым для успешного планирования каждой фирмы. Анализ панельных данных позволил выделить наиболее значимые факторы, влияющие на размер прибыли как для крупнейших отечественных нефтедобывающих компаний, так и для зарубежных. Исследование показало, что для прибыли каждой крупной нефтегазовой компании значимыми являются такие факторы, как выручка и себестоимость создаваемой продукции. Помимо этого, безусловно важным является размер выплачиваемых налогов. Данные результаты подтверждают теоретические основы эффективного управления финансами фирмы. Наиболее интересными результатами представляется неэффективность использования силы финансового рычага для увеличения финансовой результативности российских нефтедобывающих компаний и значимость инвестиций на охрану окружающей среды у зарубежных компаний, что согласовывается с мировыми тенденциями исследования устойчивого развития компаний. Таким образом, во–первых, эффективным для стимулирования эффективности отечественных компаний является снижение процентных ставок по заемным средствам. Во–вторых, следуя политике устойчивого развития, несмотря на отрицательное влияние инвестиций на показатель прибыли, крупным компаниям стоит увеличить расходы в сферу охраны окружающей среды. Это поможет повлиять на

репутацию компании, привлечь новых инвесторов, и как следствие увеличить свою капитализацию. Более того, с использованием полученной зависимости прибыли от других факторов прогнозирование на два года вперед показало, что при падении цен на нефть вдвое, ожидаемая прибыль уменьшится в 2,5 раза.

В данном исследовании пришлось столкнуться с ограничением по количеству факторов, которые возможно включить в модель, в том числе из–за того, что исследование корреляционной матрицы факторов показало необходимость исключения других потенциально–значимых факторов, таких как объемы добычи нефти, капитальные затраты и объемы экспорта. Исследование может быть усовершенствовано путем включения в анализ иных факторов институционального и макроэкономического характера. Несмотря на существующие ограничения, данное исследование помогло выявить ключевые параметры зависимости прибыли, опираясь на которые можно составить некоторые практические рекомендации для увеличения эффективности нефтедобывающих компаний России и мировой нефтегазовой отрасли в целом.

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта № НШ–2571.2020.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коломак, Е.А., Панельные данные: методы эконометрического анализа : учебное пособие / Е.А. Коломак ; М–во образования и науки Рос. Федерации, Новосиб. гос. ун–т, Экон. фак. – Новосибирск: Редакционно–издательский центр НГУ, 2011.
2. Конторович А.Э., Ёлкина И.В., Лившиц В.Р. Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 4. – С. 30–43.
3. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.
4. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
5. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.

6. Суслов В.И. Эконометрия – продвинутый уровень: учебное пособие: для студентов высших учебных заведений / В.И. Суслов, Н.М. Ибрагимов, А.А. Цыплаков; М–во образования Рос.Федерации, Новосиб. гос. ун–т, Экон. фак. – Новосибирск; Новосибирский государственный университет, 2010. – 166 с. (49 экз.)

7. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.

8. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.

9. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.

10. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Самсонова О.С. Разработка методики оценки синергетического эффекта от развития трубопроводной системы при освоении месторождений Восточной Сибири // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2018. – № 2. – С. 3–9.

11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

12. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность Сибирского федерального округа на этапе смены парадигмы развития // В сборнике: Институциональная трансформация экономики: пространство и время Сборник докладов V Международной научной конференции: в 2–х томах. – 2017. – С. 139–145.

13. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго–и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.

14. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.

15. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

16. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012011

17. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

18. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012012.

19. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – Т. 84. – С. 012010.

REFERENCES

1. Kolomak, E.A., Panel'nye dannye: metody ekonometricheskogo analiza: uchebnoe

posobie / E.A. Kolomak ; M–vo obrazovaniya i nauki Ros. Federacii, Novosib. gos. un–t, Ekon. fak. – Novosibirsk: Redakcionno–izdatel'skij centr NGU, 2011.

2. Kontorovich A.E., YOlkina I.V., Livshic V.R. Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2003. – № 4. – P. 30–43.

3. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – № 5. – P. 24–27.

4. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – P. 48–57.

5. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – P. 20–30.

6. Suslov V.I. Ekonometriya – prodvinutyj uroven': uchebnoe posobie: dlya studentov vysshih uchebnyh zavedenij / V.I. Suslov, N.M. Ibragimov, A.A. Cyplakov; M–vo obrazovaniya Ros.Federacii, Novosib. gos. un–t, Ekon. fak. – Novosibirsk; Novosibirskij gosudarstvennyj universitet, 2010. – 166 p. (49 ekz.)

7. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

8. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – P. 1–9.

9. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – P. 1–8.

10. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Samsonova O.S. Razrabotka metodiki ocenki sinergeticheskogo effekta ot razvitiya truboprovodnoj sistemy pri osvoenii mestorozhdenij Vostochnoj Sibiri // Transport: nauka, tekhnika, upravlenie. Nauchnyj informacionnyj sbornik. – 2018. – № 2. – P. 3–9.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – P. 3–14.

12. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.Yu., Provornaya I.V. Neftyanaya promyshlennost' Sibirskogo federal'nogo okruga na etape smeny paradigmy razvitiya // V sbornike: Institucional'naya transformaciya ekonomiki: prostranstvo i vremya Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii: v 2–h tomah. – 2017. – P. 139–145.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo–i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – P. 859–870.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – P. 41–49.

15. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 Chast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

16. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // V sbornike: IOP

Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012011

17. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

18. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012012.

19. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – T. 84. – P. 012010.

© А.Э. Линк, М.В. Мишенин, 2020

УДК 002.2:51+001.89 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-092

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НАУКОМЕТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЫЯВЛЕНИЯ НАУЧНЫХ ФРОНТОВ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Николай Алексеевич Мазов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, Новосибирск, пр. Акад. Коптюга, д. 3, кандидат технических наук, заведующий ИАЦ, тел.: +7(383)333–22–16, e–mail: MazovNA@ipgg.sbras.ru

Вадим Николаевич Гуреев
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, Новосибирск, пр. Акад. Коптюга, д. 3, кандидат педагогических наук, старший научный сотрудник ИАЦ, тел.: +7(383)333–22–16, e–mail: GureyevVN@ipgg.sbras.ru

В настоящем докладе представлен библиометрический подход к выявлению научных фронтов в исследовательских организациях, основанный на многофакторном анализе потока публикаций сотрудников. На примере геофизики предложена и апробирована модель более точной тематической кластеризации публикаций научной организации на основе рубрикатора ГРНТИ. На основе метаданных из выделенных по ГРНТИ кластеров публикаций представлены алгоритмы составления запросных профилей в наукометрическую базу данных для последующего определения научных фронтов.

Ключевые слова: библиометрия, научные фронты, научные публикации, контент–анализ, анализ цитирования, Web of Science.

SCIENTOMETRIC MODELLING EXPERIENCE FOR THE DETECTION OF RESEARCH FRONTS IN GEOPHYSICS

Nikolay A. Mazov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 3, Koptyug st., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Engineering), head of the IAC, phone: +7(383)333–22–16, e–mail: MazovNA@ipgg.sbras.ru

Vadim N. Gureyev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 3, Koptyug st., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Education), IAC Senior Researcher, phone: +7(383)333–22–16, e–mail: GureyevVN@ipgg.sbras.ru

This report presents a bibliometric approach to identifying research fronts in scientific organizations, based on a multiplex analysis of the flow of publications of authors from the analyzed organization. A model for more accurate subject clustering of publications of a scientific organization based on the GRNTI classification is proposed and tested using the example of geophysics research area. Based on metadata from the publication clusters allocated by GRNTI, algorithms for compiling query profiles in a scientometric database for further detection of research fronts are presented.

Key words: bibliometrics, research fronts, publications, content analysis, citation analysis, Web of Science.

Введение

Выбор приоритетных направлений исследований и выявление научных фронтов имеют важное значение для успешного развития и повышения конкурентоспособности научных организаций, университетов и страны в целом. Данная цель достигается либо путем дорогостоящих экспертиз современного состояния развития в той или иной научной области, либо с привлечением библиометрических методов обработки больших массивов информации; реже – с использованием обоих подходов одновременно. Следует отметить, что в большинстве исследований, использующих библиометрические подходы, проводится ретроспективная оценка публикаций за определенный период с целью подведения промежуточных итогов по тому или иному направлению. Другой частой задачей, решаемой с помощью библиометрии, является информационное сопровождение научных исследований. Значительно меньше публикаций посвящено выявлению научных фронтов [1–4].

В докладе, продолжающем наши исследования в данной области [5], на примере геофизики представлена одна из перспективных методик выявления научных фронтов на основе библиометрических подходов, включая редко применяемый метод контент–анализа, что позволяет при минимальных временных и финансовых затратах на основе наукометрических показателей провести подробный анализ эффективных и малоэффективных направлений научной деятельности организации и сопоставить данные с показателями других организаций на национальном и международном уровнях.

Методы и материалы

Для анализа использовались научные статьи сотрудников Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), индексируемые в базе данных Web of Science Core Collection за 10–летний период: с 2009 по 2018 гг. В качестве вспомогательной базы данных использовались «Труды сотрудников ИНГГ СО РАН» [6] – библиографическая

реферативная база данных, которая подготавливается информационно–аналитическим центром института с 2006 г. и включает в себя библиографические метаописания обо всех печатных и электронных публикациях сотрудников института в отечественной и иностранной литературе. В качестве тематического рубрикатора публикаций использовался Государственный рубрикатор научно–технической информации – ГРНТИ (http://grnti.ru/). Обработка библиографических метаданных проводилась с использованием программного обеспечения SciMAT [7].

Результаты

В работе применялись два основных библиометрических метода – анализ цитирования и контент–анализ, совокупное использование которых показало хорошие результаты при решении вопросов информационного сопровождения научных исследований [8]. Основное внимание было уделено контент–анализу, поскольку он позволяет провести «интеллектуальный» автоматизированный поиск в наукометрических базах данных. Фактологической базой исследования стали публикации сотрудников ИНГГ СО РАН, для которой был проведен поиск приоритетных направлений деятельности или выявление научных фронтов.

Первая задача включала группировку публикаций организации по направлениям ее научной деятельности. Кластеризация может проводиться с различных позиций. В качестве основных критериев могут использоваться:

- деление по лабораториям;
- научные программы и проекты;
- тематические индексы, указанные в публикациях (например, УДК, ГРНТИ, MSC classification, JEL classification и др.);
- классификаторы наукометрических баз данных (например, Web of Science Categories), что, однако, представляется менее точным подходом ввиду того, что эти классификаторы базируются на тематических направлениях журналов, но не публикаций.

В качестве основного критерия тематической кластеризации мы выбрали кластеризацию на основе рубрикатора ГРНТИ, у которого несколько преимуществ перед вышеизложенными возможными подходами: наибольшее соответствие тематике научных исследований в российских организациях; относительная простота присвоения трехуровневых кодов; использование индексов ГРНТИ большинством научных библиотек, в том числе библиотек отдельных научных организаций.

На уровне Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, взятого за фактологическую основу для исследований в области геофизики, была сформирована отдельная база данных из 1176 научных статей, индексируемых в Web of Science Core Collection, за десятилетний период, с 2008 по 2018 гг. Статьи были сгруппированы по 18 крупным тематическим кластерам (рубрики ГРНТИ 1–го и 2–го уровней) и 59 детальным кластерам (рубрики ГРНТИ 3–го уровня), которые необходимы для более детального анализа научных фронтов. Кластеры с числом статей менее 10 не учитывались, поскольку часто эти малые области в профиле организации отстоят достаточно далеко от ядерных областей института и являются периферийными. Таким образом, был создан исследовательский профиль института (рис. 1).

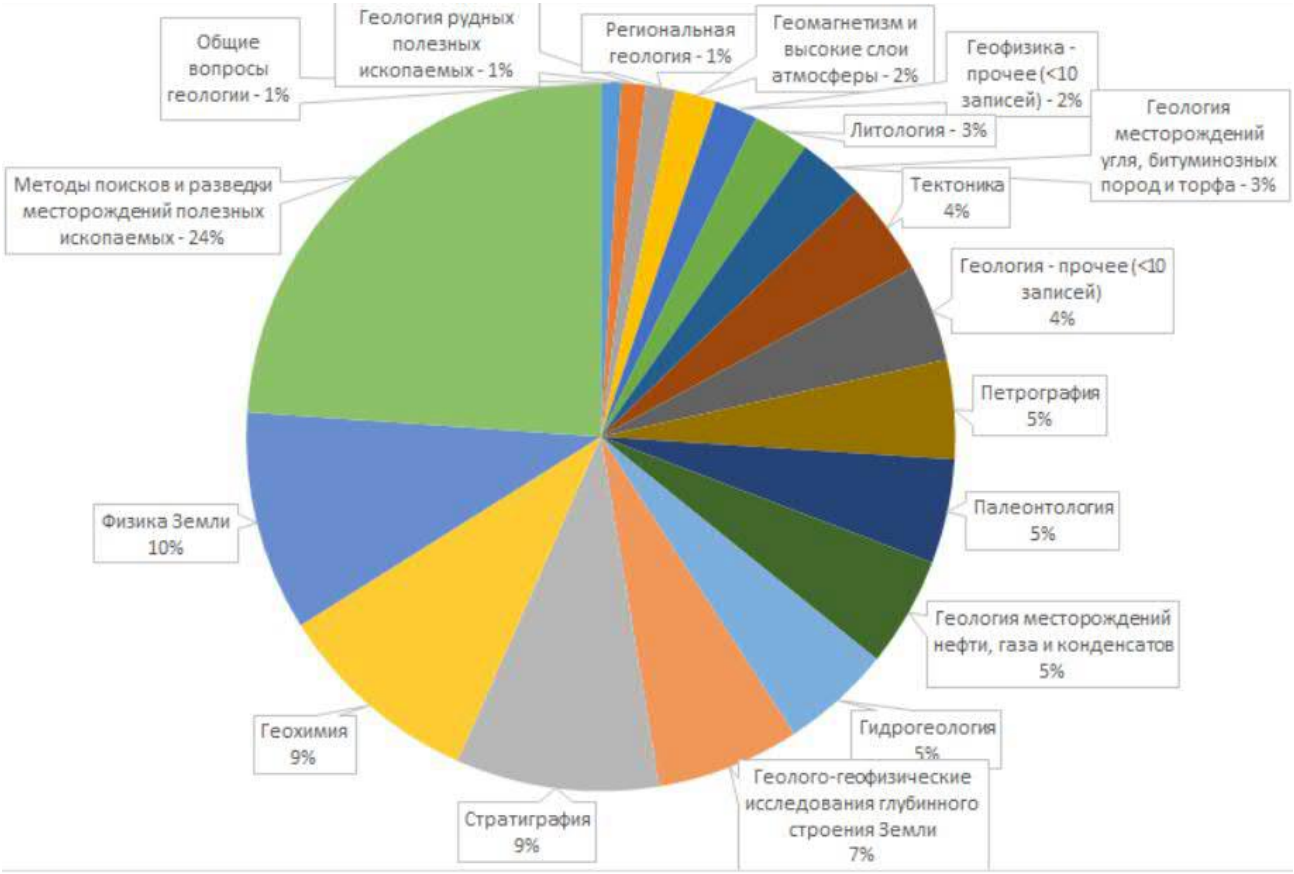


Рис. 1. Исследовательский профиль организации (на примере Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН) на основе тематического рубрикатора ГРНТИ

Fig. 1. The research profile of the organization (for example, the Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS) based on the thematic rubricator of SRSTI

Второй задачей является извлечение в полуавтоматическом режиме из публикаций научной группы, выделенных на основе какого–либо из вышеназванных критериев, точных последовательностей ключевых слов, точно и объективно отражающих тематику исследований внутри кластера. Для наибольшего соответствия после ряда экспериментальных исследований мы остановили свой выбор не на авторских ключевых словах, а на терминах KeyWords Plus – алгоритмически назначаемых публикациям ключевых словах в базе данных Web of Science [9, 10]. Они показали ряд преимуществ перед авторскими ключевыми словами и в наибольшей мере подходят для библиометрических исследований, относящихся к выявлению научных фронтов

[11]. Фактически KeyWords Plus представляют собой ранжированный нормированный список наиболее часто встречающихся одиночных терминов и словосочетаний из заглавий статей в их пристатейных списках литературы. Важным представляется тот факт, что даже при субъективном предпочтении автором одной ссылки другому источнику, тематика ссылки, выраженная в заглавии цитируемой статьи и поэтому попавшая в список KeyWords Plus, в большинстве случаев сохраняется. Это делает использование KeyWords Plus более объективным и предпочтительным перед использованием авторских ключевых слов.

Далее из последовательностей KeyWords Plus, присвоенных публикациям каждого из выделенных нами тематических кластеров, был сформирован поисковый запрос в Web of Science, в результате чего был получен набор международных публикаций строго аналогичной тематики. Исходя из того, что последовательность ранжированных по частоте встречаемости KeyWords Plus по сути являет собой краткий пересказ всей статьи, ее аннотацию, в поисковом запросе по ключевым словам объективно отражается сама тематика исследований, заявленная авторами в своих статьях. В результате такого запроса мы получаем группы статей идентичной тематики, но из других организаций и стран, с которыми проводятся последующие сравнения для обнаружения приоритетных направлений организации и выявления научных фронтов.

Отметим, что совокупное использование ключевых слов KeyWords Plus в качестве запроса применяется впервые, доказательством чему служит отсутствие операторов поиска по KeyWords Plus в инструментарии расширенного запроса (Advanced Search) базы данных Web of Science. Разработчики системы предполагают использование KeyWords Plus лишь в поле Topic простого поиска. Оператор поиска по KeyWords Plus (KP=(запросные слова)) в сложном запросе для настоящего исследования был найден путем аналитического подбора.

Основное преимущество предлагаемого метода заключается в тематической точности поиска, релевантности результатов, отсутствии

информационного шума, автоматизации извлечения ключевых слов и построения запроса, а также в объективности подхода, поскольку в создании запроса не требуется участия экспертов. В комплексном поисковом запросе мы использовали совокупность всех извлеченных ключевых слов, их последовательность, связанную строгими операторами, в результате чего получили группы родственных статей с аналогичными наборами ключевых слов, что доказывало их строгую пертинентность исходному запросу. Схематически организация поискового запроса представлена на рис. 2.



Рис. 2. Схема построения запроса по ключевым словам KeyWords Plus в базе данных Web of Science
Fig. 2. The scheme for constructing a query using Keywords Plus keywords in the Web of Science database

Предварительный анализ полученных данных показал недостаточность использования лишь ключевых слов, поскольку в полученный список статей по геофизике попадали статьи из смежных дисциплин. Информационный шум давали так называемые «стоп–слова» или ключевые слова KeyWords Plus из тех статей, где их было слишком мало. Алгоритмы выявления ключевых слов позволяют системе индексировать до 99 терминов, но лишь до 10 терминов включаются в метаданные статьи. Однако в случаях с малым числом

пристатейных ссылок количество индексируемых терминов пропорционально сокращается. Результаты анализа показали, что наибольший шум давали статьи с одним или двумя ключевыми словами, а также общенаучные понятия или географические термины, которые могут встречаться в ключевых словах публикаций по любой научной дисциплине.

Чтобы решить эту проблему, к поисковому запросу были добавлены предметные категории Web of Science Categories, которые также автоматически назначаются каждой индексируемой в базе данных статье. Категории Research Areas, несмотря на схожесть с Web of Science Categories, давали более размытые результаты и поэтому не использовались. Было проверено два варианта формирования запроса – к ключевым словам каждой из статей добавлялись предметные категории этой же статьи; ко всей совокупности ключевых слов из всех статей организации добавлялась вся совокупность предметных категорий из тех же статей организации. Наилучшие результаты были получены при запросе второго типа.

Формализованная запись сформированного запроса имеет следующий вид.

Пусть $C = \{D_1, \dots, D_i\}$ – множество документов пользователей библиотеки, отраженных в базе данных. Запросный профиль Q для поиска документов, релевантных множеству *C*, должен выглядеть следующим образом:

$$Q = P(D_1) + P(D_2) + \cdots + P(D_i),$$

где «+» – это операция логического «или» («OR»), а $P(D_i)$ – запросный профиль для i–го документа.

Каждый документ D_i в свою очередь может быть представлен терминами KeyWords Plus (KWP) и Web of Science Categories (WC) следующим образом:

$$D_i = \left\{KWP_1^i, \dots, KWP_{m_i}^i\right\}$$

$$D_i = \left\{WC_1^i, \dots, WC_{l_i}^i\right\}.$$

Тогда запросный профиль для документа D_i имеет вид:

$$P(D_i) = \left(KWP_1^i \& \dots \& KWP_{m_i}^i\right) \& \left(WC_1^i \& \dots \& WC_{l_i}^i\right),$$

где m_i – количество ключевых слов для документа D_i, а l_i – количество Web of Science Categories для документа D_i. Таким образом, полный запросный профиль Q выглядит следующим образом:

$$Q = \left((KWP_1^1 \& \dots \& KWP_{m_1}^1) OR \dots OR (KWP_1^n \& \dots \& KWP_{m_n}^n)\right) \& \left((WC_1^1 \& \dots \& WC_{l_1}^1) OR \dots OR \& (WC_1^n \& \dots \& WC_{l_n}^n)\right).$$

Дальнейший многофакторный анализ полученной расширенной группы международных публикаций, задействующий также анализ цитирования, и сравнение этой группы с публикациями исходной организации, позволят определить кластер наиболее эффективных и приоритетных разработок научной организации, выявить новые нестандартные подходы к решению научных задач, провести поиск научных фронтов в области научной деятельности организации. Анализ публикуемости и цитируемости, основанный на абсолютных и долевых значениях, позволит определить место разработок анализируемой организации в общемировом потоке или провести сравнительный анализ между отечественными организациями, что является предметом наших дальнейших исследований.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта 19–011–00531.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Fajardo–Ortiz D., Lopez–Cervantes M., Duran L., Dumontier M., Lara M., Ochoa H., Castano V.M. The emergence and evolution of the research fronts in HIV/AIDS research // PLoS One. – 2017. – V. 12. – № 5.
2. Huang M.H., Chang C.P. A comparative study on three citation windows for detecting research fronts // Scientometrics. – 2016. – V. 109. – № 3. – P. 1835–1853.
3. Ma V.C., Liu J.S. Exploring the research fronts and main paths of literature: a case study of shareholder activism research // Scientometrics. – 2016. – V. 109. – № 1. – P. 33–52.
4. MacDonald K.I., Dressler V. Using Citation Analysis to Identify Research Fronts: A Case Study with the Internet of Things // Science and Technology Libraries. – 2018. – V. 37. – № 2. – P. 171–186.
5. Мазов Н.А., Гуреев В.Н. Определение позиций научных направлений организации в мире: библиометрический аспект // Сборник докладов 23–й Международной конференции и выставки «Информационные технологии, компьютерные системы и издательская продукция для библиотек» (LIBCOM–2019) (18–22 ноября 2019 г., Суздаль). – М.: ГПНТБ России, 2019. – С. 24–26.

6. Труды сотрудников ИНГГ СО РАН. – 2020. – Электронный ресурс. – Режим доступа: http://ibc.ipgg.nsc.ru (дата обращения 16.02.2020).

7. Cobo M.J. Lopez–Herrera A.G., Herrera–Viedma E., Herrera F. SciMAT: A new science mapping analysis software tool // Journal of the American Society for Information Science and Technology. – 2012. – V. 63. – № 8. – P. 1609–1630.

8. Гуреев В.Н., Мазов Н.А. Тематика публикаций организации как основа формирования объективного и оптимального репертуара научной периодики // Научно–техническая информация. Серия 1: Организация и методика информационной работы. – 2013. – № 10. – С. 30–39.

9. Garfield E., Sher I.H. KeyWords–Plus(™) – Algorithmic Derivative Indexing // Journal of the American Society for Information Science. – 1993. – V. 44. – № 5. – P. 298–299.

10. Garfield E. KeyWords Plus – ISI's Breakthrough Retrieval Method. 1. Expanding Your Searching Power on Current–Contents on Diskette // Current Contents. – 1990. – V. 32. – P. 5–9.

11. Zhang J., Yu Q., Zheng F.S., Long C., Lu Z.X., Duan Z.G. Comparing keywords plus of WOS and author keywords: A case study of patient adherence research // Journal of the Association for Information Science and Technology. – 2016. – V. 67. – № 4. – P. 967–972.

REFERENCES

1. Fajardo–Ortiz D., Lopez–Cervantes M., Duran L., Dumontier M., Lara M., Ochoa H., Castano V.M. The emergence and evolution of the research fronts in HIV/AIDS research // PLoS One. – 2017. – V. 12. – № 5.

2. Huang M.H., Chang C.P. A comparative study on three citation windows for detecting research fronts // Scientometrics. – 2016. – V. 109. – № 3. – P. 1835–1853.

3. Ma V.C., Liu J.S. Exploring the research fronts and main paths of literature: a case study of shareholder activism research // Scientometrics. – 2016. – V. 109. – № 1. – P. 33–52.

4. MacDonald K.I., Dressler V. Using Citation Analysis to Identify Research Fronts: A Case Study with the Internet of Things // Science and Technology Libraries. – 2018. – V. 37. – № 2. – P. 171–186.

5. Mazov N.A., Gureev V.N. Opredelenie pozicij nauchnyh napravlenij organizacii v mire: bibliometricheskij aspekt // Sbornik dokladov 23–j Mezhdunarodnoj konferencii i vystavki «Informacionnye tekhnologii, komp'yuternye sistemy i izdatel'skaya produkciya dlya bibliotek» (LIBCOM–2019) (18–22 noyabrya 2019 g., Suzdal'). – M.: GPNTB Rossii, 2019. – S. 24–26.

6. Trudy sotrudnikov INGG SO RAN. – 2020. – Elektronnyj resurs. – Rezhim dostupa: http://ibc.ipgg.nsc.ru (data obrashcheniya 16.02.2020).

7. Cobo M.J. Lopez–Herrera A.G., Herrera–Viedma E., Herrera F. SciMAT: A new science mapping analysis software tool // Journal of the American Society for Information Science and Technology. – 2012. – V. 63. – № 8. – P. 1609–1630.

8. Gureev V.N., Mazov N.A. Tematika publikacij organizacii kak osnova formirovaniya ob"ektivnogo i optimal'nogo repertuara nauchnoj periodiki // Nauchno–tekhnicheskaya informaciya. Seriya 1: Organizaciya i metodika informacionnoj raboty. – 2013. – № 10. – S. 30–39.

9. Garfield E., Sher I.H. KeyWords–Plus(™) – Algorithmic Derivative Indexing // Journal of the American Society for Information Science. – 1993. – V. 44. – № 5. – P. 298–299.

10. Garfield E. KeyWords Plus – ISI's Breakthrough Retrieval Method. 1. Expanding Your Searching Power on Current–Contents on Diskette // Current Contents. – 1990. – V. 32. – P. 5–9.

11. Zhang J., Yu Q., Zheng F.S., Long C., Lu Z.X., Duan Z.G. Comparing keywords plus of WOS and author keywords: A case study of patient adherence research // Journal of the Association for Information Science and Technology. – 2016. – V. 67. – № 4. – P. 967–972.

© Н.А. Мазов, В.Н. Гуреев, 2020

УДК 620.9 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-093

КЛАССИФИКАЦИЯ ЭТАПОВ РАЗВИТИЯ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО–ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА С УЧЁТОМ ФАКТОРА ЭКОЛОГИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ

Василий Юрьевич Немов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. +7(383) 333–28–14, e–mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

В статье представлен комплексный анализ развития мирового энергетического рынка, выделены ключевые этапы и дана их отличительная характеристика. Выявлены устойчивые тенденции каждого из этапов с учётом динамики и структуры изменения топливно–энергетического баланса на уровне макрорегионов и отдельных стран. Показано, что динамика и структура использования различных энергоносителей является неравномерной на всем продолжении развития человеческого общества. Особое внимание уделено проблеме экологизации экономики, исследованию причин и последствий роста выбросов CO2, влиянию на экономику.

Ключевые слова: топливно–энергетический баланс, экологизация экономики, нефтегазовый комплекс, энергоэффективность.

CLASSIFICATION OF STAGES OF DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY BALANCE STRUCTURE TAKING INTO ACCOUNT THE ECONOMIC ECOLOGIZATION FACTOR

Vasiliy Yu. Nemov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Economics), junior researcher, phone: +7(383) 333–28–14, e–mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

The article presents a comprehensive analysis of the development of the global energy market, highlights the key stages and gives their distinctive characteristics. Steady tendencies of each stage are revealed taking into account the dynamics and structure of changes in the fuel and energy balance at the level of macroregions and individual countries. It is shown that the dynamics and structure of the use of various energy carriers is uneven throughout the continuation of the development of human society. Particular attention is paid to the greening of the economy, the study of the causes and consequences of increased CO2 emissions, the impact on the economy.

Key words: fuel and energy balance, greening the economy, oil and gas complex, energy efficiency.

Введение

Развитие глобальной энергетики за всю историю человечества характеризуется непрерывным ростом производства и потребления энергии. Это связано не только с ростом численности населения, но также и с улучшением

качества жизни, развитием отраслей промышленности и сферы услуг. Характерной чертой развития энергетики в XX веке было значительное расширение спектра потребляемых энергоносителей. Этому способствовало развитие технологий в сферах использования энергии (создание парового двигателя, двигателя внутреннего сгорания, фотоэлектрических преобразователей), поиска и разведки ресурсов, добычи и транспортировки ископаемых энергоносителей, а также использование энергоносителей в качестве сырья для производства товаров народного потребления [1–4]. Неравномерный характер этих процессов ведет к изменчивости структуры ТЭБ.

На динамику структуры топливно–энергетического баланса влияют множество факторов, которые можно разделить на природно–климатические, экономические, технологические, геологические [5–7]. В настоящее время перед мировым энергетическим комплексом стоит сложная задача обеспечения растущего спроса на энергетические ресурсы и одновременно сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Таким образом, на современном этапе развития экономики добавился ещё один важный фактор, влияющий на структуру ТЭБ – экологический. Причем для отдельных стран этот фактор становится определяющим в формировании структуры ТЭБ.

Исследователи уделяют особое внимание взаимосвязи между развитием экономики и показателями загрязнения воздуха на уровне отдельных отраслей экономики. Так, в исследовании Marin and Mazzanti используются панельные данные за 1990–2007 гг., подтверждающие взаимосвязь с ростом экономики [8]. Развитие сферы услуг, как правило, сопровождается более выраженным снижением нагрузки на окружающую среду, чем рост обрабатывающей промышленности. Аналогичный пример наблюдается в статье Darkoh, где рассматриваются тенденции мировой торговли, связь между торговлей, окружающей средой и экономическим ростом. В работе York анализ панельных данных, охватывающих 86 стран мира, подтвердил, что численность населения

тем больше влияет на выбросы CO2, чем выше уровень урбанизации и меньше средний размер домохозяйств [9].

Методы и данные

В статье применены аналитические методы исследования динамики и структуры мирового рынка нефти на основе современных концептуальный подходов, статистических методов обработки данных, прежде всего временных рядов. Материал изложен на основе работ, проведенных авторами и сравнительного анализа результатов исследования отечественных и зарубежных авторов. Для выявления взаимосвязи показателей, авторами применены методы графического моделирования, а также методы систематизации и классификации данных.

В качестве информационной базы использованы источники The U.S. Energy Information Administration’s (EIA) и BP Statistical Review of World Energy.

Результаты

Динамика и структура использования различных энергоносителей на протяжении последних 150 лет была крайне неравномерной. Можно выделить несколько этапов, для которых характерно доминирование и быстрое развитие различных источников энергии [10–13].

До 1900 г. – доминирование угля в структуре ТЭБ. В 1900–1950 гг. при доминирующем положении угля начинается быстрое наращивание использования нефти. Рост спроса на нефть обусловлен развитием технологий добычи, транспорта, переработки нефти; использованием двигателя внутреннего сгорания; увеличением числа транспортных средств; увеличением объема производства продукции в нефтехимической промышленности.

С 1950–х гг. постепенно возрастает роль газа, что связано с развитием технологий добычи, транспорта, использования газа; большей экологической эффективностью топлива; большей экономической эффективностью относительно угля.

С 1970 г. происходит расширение использования возобновляемой энергии (атомной и гидроэнергии). В 1970–х гг резко расширилась доля газа в структуре ТЭБ. С 2000 гг. идет резкое наращивание использования альтернативной энергетики.

В настоящее время в структуре потребления энергетических ресурсов доминируют нефть (33,6 %) и уголь (27,2 %). Однако, несмотря на рост потребления нефти и угля, их совокупная доля в структуре энергопотребления устойчиво сокращается в пользу альтернативных энергоносителей (Рис. 2.3).

Росту межтопливной конкуренции способствуют: развитие технологий по добыче и транспортировке углеводородов, что позволяет включать в разработку новые территории и расширить границы рынка; удешевление производства и государственная поддержка развития возобновляемых источников энергии; проблема роста эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу. В результате высокими темпами растет доля природного газа, солнечной и ветряной энергетики [14–16].

В 2018 г., несмотря на снижение темпов роста мировой экономики, ускорился рост спроса на энергоносители. Этот рост может быть обусловлен климатическими условиями, в частности большим количеством наиболее холодных и наиболее теплых дней. Более всего этот рост отразился на природном газе, спрос на который вырос на 5,3 %, что является самым высоким темпом за последние 30 лет. По итогам 2018 г. на природный газ пришлось 23,9 % от суммарного потребления энергоносителей. Распространение природного газа в качестве энергоносителя обусловлено ростом его доступности благодаря вводу новых мощностей СПГ, а также меньшим вредным воздействием на окружающую среду относительно угля и нефти. Больше всего потребление газа выросло в США (78 млрд куб.м), Китае (43 млрд куб.м) и России (13 млрд куб.м) [17–19].

В 2013–2016 гг. в мире наблюдалась тенденция к сокращению потребления угля. Это связано с падением спроса на уголь в Китае, на долю которого

приходится более 50 % мирового потребления. Однако в 2017 г. произошла стабилизация мирового потребления угля, а в 2018 г. его потребление выросло на 1,4 %. Это связано с возрастающим потреблением угля в Индии, Индонезии, Казахстане. В то же время в странах Северной Америки, Европе сохраняется устойчивая тенденция к снижению потребления этого энергоносителя.

В 2018 г. доля нефти в структуре мирового энергопотребления составила 33,6 %, что на 0,6 % меньше, чем в предыдущем году. Потребление нефти относительно прошлого года выросло на 1,2 %. Наибольший прирост потребления нефти пришёлся на Китай (31 млн т), США (18 млн т) и Индию (12 млн т).

Обсуждение

На современном этапе особое внимание уделяется минимизации воздействия человечества на изменение климата и соответственно росту эффективности использования ресурсов и снижению эмиссии парниковых газов. Однако в странах существуют различные концепции к решению этой задачи. В Европе в период 1990–2018 гг. выбросы CO_2 сократились на 23 % при росте экономики на 61 %. К 2030 г. поставлена цель сократить эмиссию вдвое от уровня 2018 г., а к 2050 г. страны Европы должны стать «климатически нейтральным» с нулевым выбросом парниковых газов. Для достижения этой цели планируется реализация крупных инвестиционных программ в сфере реновации зданий, потребляющих около 40 % энергии и отраслях промышленности, вносящих наибольший вклад в эмиссию парниковых газов [20]. Особое внимание уделяется закрытию угольных электростанций, сокращению потребления нефтепродуктов на транспорте. Основными энергоносителями в структуре ТЭБ должны стать возобновляемые источники энергии, атомная энергетика, а также в среднесрочной перспективе – природный газ как наиболее эффективная альтернатива углю. В долгосрочной перспективе природный газ должен быть замещен на возобновляемый и низкоуглеродистый газ – биометан и низкоуглеродистый водород.

В России также подготовлена стратегия по сокращению выбросов парниковых газов, однако в базовом сценарии она предполагает сохранение ведущей роли ископаемых энергоносителей в структуре ТЭБ. Так, согласно проекту «Стратегии долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.», подготовленным Минэкономразвития, предложено два сценария низкоуглеродного развития и два сценария с сохранением низких темпов роста энергоэффективности и внедрения наилучших доступных технологий. В соответствии со стратегией, в базовом сценарии к 2050 г. уровень выбросов должен составить 64 % от уровня 1990 г. или 126 % от уровня 2017 г., при том, что ВВП к 2050 г. вырастет на 241 % относительно уровня 2017 г. Сдерживание эмиссии парниковых газов должно происходить за счет принятия новых мер по масштабному внедрению энерго– и ресурсосберегающих технологий во всех отраслях экономики, кардинальному снижению потерь энергии, росту производства электроэнергии на ВИЭ и сокращению удельного расхода ископаемого топливо на производство энергии.

Снижение доли угля и нефти в структуре ТЭБ – наиболее эффективный путь снижения эмиссии парниковых газов. Так потенциал сокращения выбросов парниковых газов за счет эффекта замещения угля газом в производстве электроэнергии оценивается в 17 %, за счет замещения ископаемого топлива возобновляемыми источниками энергии – 16 % [21, 22].

Однако в силу инфраструктурных ограничений и других особенностей развития экономики России вопрос замещения углеводородов в структуре топливно–энергетического баланса не являлся критическим в течение всей новейшей истории. Так до 2012 г. рост эмиссии CO_2, вызванный ростом благосостояния населения и ростом промышленного производства, компенсировался снижением энергоемкости экономики. Однако в последующие периоды потенциал снижения энергоемкости за счет изменения структуры экономики был исчерпан. Вклад фактора «рост благосостояния общества» в прирост эмиссии CO_2 за период 2000–2015 гг. оценивается в 931,9 млн т. Вклад

снижения энергоемкости в динамику эмиссии CO_2 за тот же период оценивается в –784,8 млн т. Нулевая динамика эмиссии CO_2 в последние годы связана с замедлением экономического роста. Однако при возобновлении роста экономики без изменений структуры ТЭБ, совершенствования технологий в сфере выработки тепловой и электрической энергии, низком темпе внедрения энергосберегающих технологий в последующие периоды ожидается значительный рост эмиссии парниковых газов.

Заключение

Динамика и структура использования различных энергоносителей является неравномерной на всем продолжении развития человеческого общества. Однако в течение последних 150 лет изменения, происходящие в структуре топливно–энергетического баланса, существенно ускорились. Это происходит благодаря ускорению научно–технического прогресса, развитием отраслей промышленности и сферы услуг. В XX веке на структуру ТЭБ в странах мира оказывали определяющее влияние климатические, экономические, технологические, геологические факторы. В XXI веке особое внимание уделяется минимизации воздействия человечества на изменение климата и соответственно росту эффективности использования ресурсов и снижению эмиссии парниковых газов. В некоторых странах это определяет стратегию экономического развития. Таким образом, на современном этапе добавился ещё один важный фактор, влияющий на структуру ТЭБ – экологический.

Наибольшее влияние экологический фактор влияет на экономику и структуру ТЭБ в странах Европы. Так Европе планируется реализация крупных инвестиционных программ в сфере реновации зданий и отраслях промышленности, вносящих наибольший вклад в эмиссию парниковых газов. Особое внимание уделяется закрытию угольных электростанций, сокращению потребления нефтепродуктов на транспорте. Основными энергоносителями в структуре ТЭБ должны стать возобновляемые источники энергии, атомная энергетика, а также в среднесрочной перспективе – природный газ как наиболее

эффективная альтернатива углю. В долгосрочной перспективе природный газ должен быть замещен на возобновляемый и низкоуглеродистый газ – биометан и низкоуглеродистый водород.

В России согласно «Стратегии долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.» сдерживание эмиссии парниковых газов должно происходить за счет принятия новых мер по масштабному внедрению энерго– и ресурсосберегающих технологий во всех отраслях экономики, кардинальному снижению потерь энергии, росту производства электроэнергии на ВИЭ и сокращению удельного расхода ископаемого топливо на производство энергии. Однако, согласно базовому варианту «Стратегии…» до 2030 г. прогнозируется рост эмиссии парниковых газов до 132 % от уровня 2017 г., а к 2050 г. эмиссия должна сократиться до 126 % от уровня 2017 г. Наиболее эффективный путь снижения эмиссии парниковых газов – замещение угля газом в производстве электроэнергии (потенциал сокращения эмиссии – 17 %) и замещение ископаемого топлива возобновляемыми источниками энергии (16 %). Низкие показатели сокращения эмиссии парниковых газов в России обусловлены недостаточным уровнем развития технологий в сфере выработки тепловой и электрической энергии из ископаемых энергоносителей, низким темпом внедрения энергосберегающих технологий при производстве энергоемких видов промышленной продукции, высоким уровнем энергопотерь при обслуживании жилых и общественных зданий. Однако наибольший сдерживающий эффект на снижение эмиссии парниковых газов в долгосрочной перспективе оказывает сохранение ведущей роли ископаемых энергоносителей в структуре ТЭБ.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта № МК–1819.2020.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.
2. Конторович А.Э., Ёлкина И.В., Лившиц В.Р. Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 4. – С. 30–43.
3. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
4. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.
5. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.
6. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.
7. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.
8. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Самсонова О.С. Разработка методики оценки синергетического эффекта от развития трубопроводной системы при освоении месторождений Восточной Сибири // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2018. – № 2. – С. 3–9.
9. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.
10. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность Сибирского федерального округа на этапе смены парадигмы развития // В сборнике: Институциональная трансформация экономики: пространство и время Сборник докладов V Международной научной конференции: в 2–х томах. – 2017. – С. 139–145.
11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.
12. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.
13. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго–и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.
14. Энергоэффективность в России: скрытый резерв. Группа Всемирного банка и ЦЭНЭФ, 2008
15. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

16. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012012.

17. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012011

18. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – Т. 84. – С. 012010.

19. Marin G., Mazzanti M.. The evolution of environmental and labor productivity dynamics // Journal of Evolutionary Economics, 2013, vol. 23, issue 2, P. 357–399

20. R. York, E.A. Rosa, T. Dietz. Footprints on the Earth: The Environmental Consequences of Modernity // American Sociological Review 68 (2)

21. Romanovskaya A.A., Korotkov V.N., Polumieva P.D., Trunov A.N., Vertyankina V.Yu., Karaban R.T. Greenhouse gas fluxes and mitigation potential for managed lands in the Russian Federation // Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. — 2019.

22. The European Green Deal Investment Plan and JTM explained [Electronic resource]. – Mode of access : https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_24 (дата обращения: 10.04.2020)

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – № 5. – S. 24–27.

2. Kontorovich A.E., YOlkina I.V., Livshic V.R. Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2003. – № 4. – S. 30–43.

3. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – S. 48–57.

4. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – S. 20–30.

5. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – S. 15–21.

6. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – S. 1–9.

7. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – S. 1–8.

8. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Samsonova O.S. Razrabotka metodiki ocenki sinergeticheskogo effekta ot razvitiya truboprovodnoj sistemy pri osvoenii mestorozhdenij Vostochnoj Sibiri // Transport: nauka, tekhnika, upravlenie. Nauchnyj informacionnyj sbornik. – 2018. – № 2. – S. 3–9.

9. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – S. 41–49.

10. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Neftyanaya promyshlennost' Sibirskogo federal'nogo okruga na etape smeny paradigmy razvitiya // V sbornike: Institucional'naya transformaciya ekonomiki: prostranstvo i vremya Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj nauchnoj

konferencii: v 2–h tomah. – 2017. – S. 139–145.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – S. 3–14.

12. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 Chast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo–i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – S. 859–870.

14. Energoeffektivnost' v Rossii: skrytyj rezerv. Gruppa Vsemirnogo banka i CENEF, 2008

15. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

16. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012012.

17. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012011

18. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – T. 84. – P. 012010.

19. Marin G., Mazzanti M.. The evolution of environmental and labor productivity dynamics // Journal of Evolutionary Economics, 2013, vol. 23, issue 2, P. 357–399

20. R. York, E.A. Rosa, T. Dietz. Footprints on the Earth: The Environmental Consequences of Modernity // American Sociological Review 68(2).

21. Romanovskaya A.A., Korotkov V.N., Polumieva P.D., Trunov A.N., Vertyankina V.Yu., Karaban R.T. Greenhouse gas fluxes and mitigation potential for managed lands in the Russian Federation // Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. — 2019.

22. The European Green Deal Investment Plan and JTM explained [Electronic resource]. – Mode of access: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_24 (data obrashcheniya: 10.04.2020)

© В.Ю. Немов, 2020

УДК 338.012 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-094

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАВКИ ДИСКОНТИРОВАНИЯ ДЛЯ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Данна Бектасовна Ниязбекова
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел. (913)959–24–44, e–mail: d.niiazbekova@g.nsu.ru

Анна Владимировна Комарова
ИЭОПП СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Лаврентьева, 17, кандидат экономических наук, младший научный сотрудник, тел. (383)363–28–14, a.komarova@g.nsu.ru

Целью работы является обоснование расчета ставки дисконтирования и оценка факторов, влияющих на нее, для компаний нефтегазовой отрасли. По результатам исследования были рассчитаны и сравнены ставки дисконтирования для девяти компаний нефтегазовой отрасли тремя способами: модель оценки финансовых активов (CAPM), модель средневзвешенной стоимости капитала (WACC) и кумулятивный метод. Проведен эконометрический анализ ставки дисконтирования.

Ключевые слова: ставка дисконтирования, нефтегазовая отрасль, эконометрический анализ, методы расчета ставки дисконтирования, влияние санкций на нефтегазовую отрасль.

EVALUATION OF THE DISCOUNT RATE FOR OIL AND GAS COMPANIES

Danna B. Niyazbekova
Novosibirsk State University, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, phone: +(913)959–24–44, e–mail: d.niiazbekova@g.nsu.ru

Anna V. Komarova
IEIE SB RAS, 17, Ac. Lavrentyev Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Economics), researcher, phone: +(383)363–28–14, e–mail: a.komarova@g.nsu.ru

The aim of the work is to justify the calculation of the discount rate and assess the factors affecting it for oil and gas companies. Based on the results of the study, discount rates for nine oil and gas companies were calculated and compared in three ways: the financial asset valuation model (CAPM), the weighted average cost of capital model (WACC), and the cumulative method. An econometric analysis of the discount rate is carried out.

Key words: discount rate, oil and gas industry, econometric analysis, methods for calculating the discount rate, the impact of sanctions on the oil and gas industry.

Введение

Учет ставки дисконтирования является одним из самых актуальных и сложных вопросов, который возникает при финансовой оценке любого инвестиционного проекта. Учитывая достаточно долгий срок реализации инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли, обусловленный

геологическими, технологическими и финансово–экономическими особенностями разработки месторождения, большое значение имеет обоснованность выбора ставки дисконтирования как одного из универсальных и комплексных показателей учета риска проекта. За последние несколько лет в нефтегазовой отрасли складывается неблагоприятная макроэкономическая конъюнктура и международно–политическая ситуация, происходят значительные изменения (к их числу можно отнести секторальные санкции). Данные изменения приводят к возникновению дополнительных рисков для нефтегазовых компаний. Поэтому возникает необходимость оценки влияния данных изменений на компании нефтегазовой отрасли, в частности на их ставку дисконтирования, а также определения других значимых факторов, влияющих на нее.

Целью данной работы является выбор и обоснование метода вычисления ставки дисконтирования для компаний нефтегазовой отрасли и оценка факторов, влияющих на нее.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– рассчитать ставки дисконтирования для компаний нефтегазовой отрасли тремя способами и сравнить полученные результаты;

– оценить влияние на ставку дисконтирования факторов экономической и геополитической ситуации.

Методы и данные

Методами исследования служат сбор и систематизация данных о деятельности российских нефтегазовых компаний, а также различные виды анализа: финансовый, статистический, регрессионный и сравнительный.

Теоретической базой являются труды отечественных и зарубежных авторов. Значительной информационной базой для проведения анализа служат отчётности нефтегазовых компаний, данные независимых инвестиционных компаний и информационных агентств, официальная статистика ЦБ РФ, Министерства Энергетики РФ [1–13].

Для расчета были использованы следующие три модели расчета ставки дисконтирования: CAPM, WACC и кумулятивный способ [14–27]. Для эконометрического анализа в качестве зависимой переменной, выбрана ставка дисконтирования компаний нефтегазовой отрасли, рассчитанная по методу оценки средневзвешенной стоимости капитала (WACC). В качестве объясняющих переменных для регрессионной моделей выбраны производственные и финансовые показатели нефтегазовых компаний, а также санкции, выступающие в роли фиктивной переменной.

Регрессионный анализ и тестирование моделей проводилось с помощью эконометрического пакета STATA 14. При оценке регрессионных моделей был использован метод наименьших квадратов (МНК). Модели были построены на панельных данных и тестировались на корректность с помощью тестов Вальда, Бреуша–Пагана, Уайта, также были проведены тесты на мультиколлинеарность, ошибки спецификации и автокорреляцию, выполнен регрессионный анализ модели сквозной регрессии, модели с фиксированными эффектами и модели со случайными эффектами.

Результаты

Для компаний были рассчитаны ставки дисконтирования за 2018 год (табл. 1), согласно трем способам, описанным ранее.

Таблица 1. Значения ставок дисконтирования для компаний нефтегазовой отрасли, рассчитанных тремя способами, %

Table 1. The values of discount rates for oil and gas companies, calculated in three ways,%

Компания	CAPM	WACC	CUMULATIVE
Газпром	15,14	12,89	15,94
Лукойл	12,79	10,10	20,12
Роснефть	13,82	10,00	18,61
Сургутнефтегаз	11,89	11,65	16,15
Татнефть	13,78	12,40	18,09
Новатэк	12,75	11,34	18,68
Славнефть	9,95	9,00	22,20
Русснефть	11,31	9,72	22,30
Башнефть	11,35	9,83	21,39

Для эконометрического анализа была использована ставка дисконтирования, рассчитанная по методу WACC, в дополнение к расчетам значений ставки дисконтирования по методу WACC, представленным в таблице 1 были выполнены аналогичные расчеты за период 2008–2017 гг.

В результате была получена следующая регрессионная зависимость (рис. 1).

Далее было проведено тестирование модели. По результатам всех тестов модель оказалась статистически состоятельной. Также была проведена оценка моделей со случайными и фиксированными индивидуальными эффектами.

По результатам тестов статистически значимой была выбрана модель со случайными эффектами. Этого и следовало ожидать, поскольку для исследования выбиралась не полная выборка из нефтегазовых компаний, а лишь ее часть.

Табл. 2. Коэффициенты сквозной, с фиксированными эффектами и случайными эффектами регрессионных моделей
Table 2. Pass–through coefficients, with fixed effects and random effects of regression models

Переменная	Сквозная регрессия	Модель с фиксированными эффектами	Модель со случайными эффектами
sanctions	–0,3343276	–0,4004239	0,2239812
prod	–0,0198921	–0,234739	–0,22825
equitycapital	–0,0797864	–0,104556	–0,988055
dividens	–0,000093	–0,0000541	–0,0000562
CAPEX	0,001742	–0,0022733	–0,000725
operatingmargin	0,1628654	–0,000392	–0,0117835
cons	18,25254	20,10191	19,36246

В результате регрессионное уравнение, соответствующее модели со случайными эффектами, выглядит следующим образом (1):

$$discount\ rate = -0{,}022825prod - 0{,}0988055equitycapital - 0{,}000725CAPEX - 0{,}0117835operatingmargin + 19{,}36246 \quad (1)$$

(

Обсуждение

Итоговое значение ставки дисконтирования, рассчитанной по методу CAPM, зависит исключительно от значения рыночного коэффициента β, так как остальные показатели являются постоянными для всех компаний. То

обстоятельство, что данный метод опирается на единственный показатель – поведение акций компаний на рынке ценных бумаг является его крупным недостатком. При этом это довольно простой и часто используемый метод.

Уровень ставки дисконтирования по методу WACC определяется, преимущественно, долей собственного капитала в структуре активов компании. Ставка тем выше, чем больше доля собственных средств в общей структуре капитала компании. Дополнительным фактором, влияющим на значение ставки, является стоимость собственного капитала компании (CAPM). Степень корреляции между оценками по модели CAPM и WACC высока (74%).

Кумулятивный метод часто опирается на экспертные оценки и слабо математизирован, поэтому результаты могут значительно отличаться. Однако у данного подхода есть крупный плюс, он позволяет оценить геологические риски. Большое количество параметров модели обуславливает высокие значения ставок в целом и значительный разброс значений. Значения ставок варьируют от 15,94% у Газпрома до 22,3 % у Русснефти и характерную направленность увеличения ставки от крупных компаний, к более мелким. Это распределение закономерно, так как при фиксированной безрисковой ставке премия за риск должна быть больше у компании, которая является менее надежной.

Стоит заметить, что общее распределение ставок дисконтирования CAPM выше, чем по модели WACC.

При сравнении результатов метода CAPM и кумулятивного можно выделить два ключевых момента:

– результаты методов для одних и тех же компаний могут значительно отличатся при использовании различных методов (для компаний Русснефть и Славнефть значения отличаются почти в 2 раза). Это обстоятельство объясняется с позиции методики построения ставки дисконтирования по кумулятивному методу и влиянием уровня ожидаемой рыночной доходности на результаты метода CAPM.

– разнонаправленная тенденция изменения ставок среди компаний: для

кумулятивного увеличение ставок от крупных компаний к мелким и обратная тенденция для метода оценки капитальных активов. Эта тенденция характерна и для распределения по модели WACC.

Что касается эконометрического исследования, то согласно его результатам на 5% уровне значимости в модели сквозной регрессии незначимым оказалась такая переменная как санкции. Данный факт, можно объяснить отложенным влиянием санкций на нефтегазовую отрасль. Отсутствие доступа к новым технологическим разработкам и неразвитость собственной системы разработки в области технологий нефтедобычи на фоне роста добычи трудно извлекаемых ресурсов начнёт оказывать неизбежное влияние на отрасль к 2025 году [28]. Несмотря на санкции со стороны Западных стран, действующие с 2014 года и низкую ценовую конъюнктуру на мировом рынке [29–31], добыча нефти в России, в период с 2013 по 2018 годы, выросла на 6 % по данным Министерства энергетики РФ. Такой динамики удалось достичь за счет существенных инвестиций прошлых лет, введенных налоговых льгот и девальвации национальной валюты. Впрочем, интересно, что косвенно санкции могли найти свое частичное выражение в отрицательном влиянии доли собственного капитала. В настоящее время увеличение добычи нефти возможно за счет тех видов нефти, для которых нужны санкционные технологии, и отсутствие доступа к этим технологиям вынуждает российские компании самостоятельно заниматься разработкой данных методов, что трудновыполнимо без привлечения дополнительных заемных средств.

Заключение

В сложившейся ситуации наиболее приемлемым для применения на практике методом оказывается кумулятивный метод, однако для получения корректных значений необходимо проанализировать структуру надбавок за риск, так как сумма надбавок составляет большую величину, кроме того, целесообразным будет изменить не только абсолютное значение надбавок, но и относительно их распределение. Сделать наиболее значимыми специфические

отраслевые факторы риска, и снизить влияние некоторых других факторов. Результаты регрессионного анализа оказались вполне ожидаемыми и понятными для интерпретации. Небольшой размер выборки для проведения регрессионного анализа объясняется сложностью сбора данных, отсутствием единой базы данных по всем необходимым показателям. Теоретическая значимость исследования состоит в развитии подходов расчету ставки дисконтирования нефтегазовых компаний. Практическая значимость заключается в выявлении факторов, влияющих на ставку дисконтирования, воздействие на которые позволит менеджменту повысить эффективность деятельности компании и увеличить ее инвестиционную привлекательность. Новизна исследования заключается в проведении эмпирического анализа для выявления факторов, влияющих на ставку дисконтирования компаний нефтегазовой отрасли. В дальнейшем развитии данной работы возможно с включением в регрессионную модель дополнительных факторов.

Благодарности

Статья выполнена по плану НИР ИЭОПП СО РАН, проект XI.170. 1.1. (0325–2019–0007) «Инновационные и экологические аспекты структурной трансформации…» № АААА–А17–117022250127–8.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Значения кривой бескупонной доходности государственных облигаций. [Электронный ресурс]. URL: https://cbr.ru/hd_base/zcyc_params/.
2. Министерство энергетики РФ. [Электронный ресурс]. URL: https://minenergo.gov.ru/.
3. Бета–коэффициенты российских акций. [Электронный ресурс]. URL: https://ru.investing.com/.
4. Официальный сайт ПАО «Газпром». [Электронный ресурс]. URL: https://www.gazprom.ru/.
5. Официальный сайт ПАО «Лукойл». [Электронный ресурс]. URL: http://www.lukoil.ru/.
6. Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть». [Электронный ресурс]. URL: http://www.rosneft.ru/.
7. Официальный сайт ПАО «Сургутнефтегаз». [Электронный ресурс]. URL: http://www.surgutneftegas.ru/.
8. Официальный сайт ПАО «Татнефть». [Электронный ресурс]. URL:

https://www.tatneft.ru/.

9. Официальный сайт ПАО «Новатэк». [Электронный ресурс]. URL: http://www.novatek.ru/.

10. Официальный сайт ПАО «Славнефть». [Электронный ресурс]. URL: http://www.slavneft.ru/.

11. Официальный сайт ПАО «Русснефть». [Электронный ресурс]. URL: https://russneft.ru/.

12. Официальный сайт ПАО «Башнефть». [Электронный ресурс]. URL: http://www.bashneft.ru/.

13. Коэффициенты покрытия процентов и спред дефолта компании. [Электронный ресурс]. URL: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm.

14. Sharpe, W.F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk // The Journal of Finance, 1964. – №19(3). – P. 425–442.

15. Полтева Т. В. Ставка дисконтирования как ключевой элемент в оценке эффективности инвестиционных проектов // Молодой ученый. – 2016. – №29. – С. 477–482.

16. Барамия Н. Э. Основные методы определения ставки дисконтирования при оценке стоимости бизнеса // Молодой ученый. – 2017. – №21. – С. 192–195.

17. Бабоян Е.С. основные подходы к определению ставки дисконтирования // Вестник современных исследований. – 2018. – №11(26). – С. 118–122.

18. Барышев М.А. Ставка дисконтирования для оценки инвестиционного проекта: понятие, необходимость применения и методы расчета // Вестник Белгородского университета кооперации, экономики и права. – 2011. – №2(38). – С. 286–289.

19. Ивахно О.Е., Симонова Н.Ю. Методы определения ставки дисконтирования при принятии инвестиционных решений в современных условиях. – 2015. – С.376–379.

20. Камнев И.М., Жулина А.Ю. Методы обоснования ставки дисконтирования // Проблемы учёта и финансов. – 2012. – №2(6). – С.35.

21. Лазарев А. В., Пострелова А. В. Ставка дисконтирования с учетом риска и методы ее определения // Молодой ученый. – 2013. – №6. – С. 373–376.

22. Солодов А.К. О сфере применения показателя WACC как инструмента финансовых расчетов// Аудит и финансовый анализ. – 2013. – №6. – С.1.

23. Теплова Т.В., Геталова А.С. Работа на заемном капитале. Оптимум долговой нагрузки компании: от теоретических концепций к практическим модельным обоснованиям (часть 2) // Управление корпоративными финансами. – 2013. – №5(59). – С. 262–279.

24. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Бабиков А. Обоснование выбора ставки дисконтирования при оценке инвестиционных проектов нефтегазового комплекса // Экологический вестник России. – 2014. – №1. – С. 1–10.

25. Фирцева С.В., Щербакова Е.Н., Корпусова Н.С. Обоснование расчета ставки дисконтирования при оценке эффективности инвестиционных проектов // Экономика: вчера, сегодня и завтра. – 2018. – №10А(8). – С. 488–496.

26. Чихирников А.М. Определение ставки дисконтирования методом кумулятивного построения // Азимут научных исследований: экономика и управление. – 2015. – №3(12). – С.86–90.

27. Ямалетдинова Г.Х. Обзор методов оценки ставки дисконтирования в инвестиционном анализе// Экономика и экологический менеджмент. – 2011. – №2. – С.300–312.

28. Егий М.С., Дебердиева Е.М. Отложенное влияние санкций на нефтегазовую отрасль // Студенческий электронный научный журнал. – 2019. – № 25(69).

29. Липатников В.С., Кирсанова К.А. Оценка влияния неблагоприятной экономической и геополитической ситуации на стоимость российских нефтегазовых компаний // Управленческие науки. – 2018 . – №8(2). – С. 30–43.

30. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.

31. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России. Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

REFERENCES

1. Znacheniya krivoj beskuponnoj dohodnosti gosudarstvennyh obligacij. [Elektronnyj resurs]. URL: https://cbr.ru/hd_base/zcyc_params/.

2. Ministerstvo energetiki RF. [Elektronnyj resurs]. URL: https://minenergo.gov.ru/.

3. Beta–koefficienty rossijskih akcij. [Elektronnyj resurs]. URL: https://ru.investing.com/.

4. Oficial'nyj sajt PAO «Gazprom». [Elektronnyj resurs]. URL: https://www.gazprom.ru/.

5. Oficial'nyj sajt PAO «Lukojl». [Elektronnyj resurs]. URL: http://www.lukoil.ru/.

6. Oficial'nyj sajt PAO «NK «Rosneft'». [Elektronnyj resurs]. URL: http://www.rosneft.ru/.

7. Oficial'nyj sajt PAO «Surgutneftegaz». [Elektronnyj resurs]. URL: http://www.surgutneftegas.ru/.

8. Oficial'nyj sajt PAO «Tatneft'». [Elektronnyj resurs]. URL: https://www.tatneft.ru/.

9. Oficial'nyj sajt PAO «Novatek». [Elektronnyj resurs]. URL: http://www.novatek.ru/.

10. Oficial'nyj sajt PAO «Slavneft'». [Elektronnyj resurs]. URL: http://www.slavneft.ru/.

11. Oficial'nyj sajt PAO «Russneft'». [Elektronnyj resurs]. URL: https://russneft.ru/.

12. Oficial'nyj sajt PAO «Bashneft'». [Elektronnyj resurs]. URL: http://www.bashneft.ru/.

13. Koefficienty pokrytiya procentov i spred defolta kompanii. [Elektronnyj resurs]. URL: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm.

14. Sharpe, W.F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk // The Journal of Finance, 1964. – №19(3). – P. 425–442.

15. Polteva T. V. Stavka diskontirovaniya kak klyuchevoj element v ocenke effektivnosti investicionnyh proektov // Molodoj uchenyj. – 2016. – №29. – S. 477–482.

16. Baramiya N. E. Osnovnye metody opredeleniya stavki diskontirovaniya pri ocenke stoimosti biznesa // Molodoj uchenyj. – 2017. – №21. – S. 192–195.

17. Baboyan E.S. osnovnye podhody k opredeleniyu stavki diskontirovaniya // Vestnik sovremennyh issledovanij. – 2018. – №11(26). – S. 118–122.

18. Baryshev M.A. Stavka diskontirovaniya dlya ocenki investicionnogo proekta: ponyatie, neobhodimost' primeneniya i metody rascheta // Vestnik Belgorodskogo universiteta kooperacii, ekonomiki i prava. – 2011. – №2(38). – S. 286–289.

19. Ivahno O.E., Simonova N.YU. Metody opredeleniya stavki diskontirovaniya pri prinyatii investicionnyh reshenij v sovremennyh usloviyah. – 2015. – S.376–379.

20. Kamnev I.M., ZHulina A.YU. Metody obosnovaniya stavki diskontirovaniya // Problemy uchyota i finansov. – 2012. – №2(6). – S.35.

21. Lazarev A. V., Postrelova A. V. Stavka diskontirovaniya s uchetom riska i metody ee opredeleniya // Molodoj uchenyj. – 2013. – №6. – S. 373–376.

22. Solodov A.K. O sfere primeneniya pokazatelya WACC kak instrumenta finansovyh raschetov// Audit i finansovyj analiz. – 2013. – №6. – S.1.

23. Teplova T.V., Getalova A.S. Rabota na zaemnom kapitale. Optimum dolgovoj nagruzki kompanii: ot teoreticheskih koncepcij k prakticheskim model'nym obosnovaniyam (chast' 2) // Upravlenie korporativnymi finansami. – 2013. – №5(59). – S. 262–279.

24. Filimonova I.V., Eder L.V., Babikov A. Obosnovanie vybora stavki diskontirovaniya pri ocenke investicionnyh proektov neftegazovogo kompleksa // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2014. – №1. – S. 1–10.

25. Firceva S.V., SHCHerbakova E.N., Korpusova N.S. Obosnovanie rascheta stavki diskontirovaniya pri ocenke effektivnosti investicionnyh proektov // Ekonomika: vchera, segodnya i zavtra. – 2018. – №10A(8). – S. 488–496.

26. CHihirnikov A.M. Opredelenie stavki diskontirovaniya metodom kumulyativnogo postroeniya // Azimut nauchnyh issledovanij: ekonomika i upravlenie. – 2015. – №3(12). – S.86–90.

27. YAmaletdinova G.H. Obzor metodov ocenki stavki diskontirovaniya v investicionnom analize// Ekonomika i ekologicheskij menedzhment. – 2011. – №2. – S.300–312.

28. Egij M.S., Deberdieva E.M. Otlozhennoe vliyanie sankcij na neftegazovuyu otrasl' // Studencheskij elektronnyj nauchnyj zhurnal. – 2019. – № 25(69).

29. Lipatnikov V.S., Kirsanova K.A. Ocenka vliyaniya neblagopriyatnoj ekonomicheskoj i geopoliticheskoj situacii na stoimost' rossijskih neftegazovyh kompanij // Upravlencheskie nauki. – 2018 . – №8(2). – S. 30–43.

30. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – S. 41–49.

31. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii. Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 CHast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

© Д.Б. Ниязбекова, А.В. Комарова, 2020

УДК 330.15 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-095

ПОДХОДЫ К ВЫЯВЛЕНИЮ РЕСУРСНОГО ПРОКЛЯТИЯ

Александр Юрьевич Новиков
Новосибирский государственный университет, 630090, Российская Федерация, г. Новосибирск, ул. Пирогова 1, студент, тел. (952)948–99–89, e–mail: a.novikov2@g.nsu.ru

Анна Владимировна Комарова
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, Проспект Ак. Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. +(383)363–28–14, komarovaav@ipgg.sbras.ru

В данной статье рассмотрены различные методики выявления «ресурсной зависимости» и «ресурсного проклятия», и составлена их классификация. С помощью многофакторных регрессий на данных по регионам России за 2017 год показано, что первоначально используемый подход к анализу дает отрицательный результат, а современные методики говорят о распространении ресурсного проклятия по отдельным каналам, т.е. однозначно сказать об отсутствии проклятия в России нельзя.

Ключевые слова: ресурсная зависимость, ресурсное проклятие, эффективность управления

APPROACHES TO IDENTIFICATION OF A RECOURCE CURSE

Alexander Yu. Novikov
Novosibirsk State University, 1 Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russian Federation, student, phone: (952)948–99–89, e–mail: a.novikov2@g.nsu.ru

Anna V. Komarova
IPGG SB RAS, 3, Ac. Koptuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D. (Economics), senior researcher, phone: +(383)363–28–14, e–mail: komarovaav@ipgg.sbras.ru

This article discusses various techniques for identifying "resource dependence" and "resource curse", and compiles their classification. We use multivariate regressions and data about Russian regions for 2017. It was shown that the initially used approach to analysis gives a negative result, but modern methods gives other results, the resource curse spreads through separate channels. It is impossible to say unequivocally about the absence of a curse in Russia.

Key words: resource dependence, resource curse, management efficiency

Введение

«Ресурсное проклятье» – относительно свежая экономическая проблема, которую начали активно обсуждать только в конце прошлого столетия. Однако по этой теме уже написано множество статей и высказано множество мнений: далеко не все экономисты вообще согласны с существованием проблемы. На сегодняшний день не существует однозначного подхода к выявлению

ресурсного проклятия, несмотря на то, что первоначальные методики уже претерпели значительные изменения. Существует большое количество работ, в которых описаны влияние и необходимость изучения ресурсного проклятия. [1, 2, 3] Для дальнейшего развития теории ресурсного проклятия необходимо изучать и классифицировать имеющиеся в арсенале исследователей подходы.

Данная тема особенно актуальна в РФ. С 2015 года Россия бьет все новые рекорды по добыче нефти в новейшей истории – в 2019 году Россия лишь немного уступала Саудовской Аравии, имея общую добычу в 554,3 миллиона тонн. При этом наблюдается тенденция к снижению доли первичной переработки нефти, экспорт более чем на половину состоит из сырья, а курс рубля сильно привязан к ценам на нефть. [4]

Цель работы – проклассифицировать различные подходы к выявлению проклятия и зависимости, описать их изменение с начала формирования теории и сравнить результаты различных подходов.

Методика и информационная база исследования

Для составления классификации использовались такие общенаучные методы, как качественный и количественный анализ и обобщения, сравнительный анализ, методы систематизации и логического анализа.

Далее для численного сравнения результатов различных подходов были использованы многофакторные регрессии. Были протестированы гипотезы о влиянии ресурсного фактора на ВРП на душу населения и количество чиновников в регионе.

Информационной базой исследования являются: ежегодный статистический сборник «Регионы России 2019» и данные федеральной службы государственной статистики.

Результаты

Обзор методических подходов к выявлению ресурсного проклятья

Подходы к выявлению ресурсного проклятия можно разделить на 3 крупных направления: построение математических моделей, коэффициентный анализ и регрессионный анализ.

Математическое моделирование призвано на содержательном уровне объяснить природу явления и описать механизм его действия. [5] Модели, в свою очередь, можно разделить на географические – использующие ландшафтные факторы и доступность транспортных путей; макроэкономические – оперирующие агрегированные показатели экономики; институциональные – вводящие фактор развитости социальных институтов [6].

Имея доказательную базу в виде математических моделей, можно провести первичный анализ на основе расчета различных коэффициентов: долевые показатели, темпы роста и прироста, показатели соотношения двух различных экономических показателей [7,8,9,10]. Коэффициентный метод отличается своей простотой в расчетах и поиске необходимых данных, но не дает достаточно углубленного анализа, поэтому чаще всего используется на начальных этапах исследования или же выведенные коэффициенты становятся частью более сложных методов анализа.

Основным же инструментом, опирающимся на предыдущие два, является регрессионный анализ, позволяющий проверить как одни факторы, влияют на другие. Стоит сказать, что изначально, регрессии изучали влияние ресурсного фактора (выраженного как доля ресурсов в экспорте, в ВРП и т.п.) на ВРП на душу населения – как основной показатель уровня жизни. Однако позже первоначальный подход был раскритикован, т.к. не учитывал миграцию населения и не разграничивал ресурсную зависимость от просто обеспеченности ими. Было показано, что ресурсное проклятие распространяется через множество различных каналов, и намного целесообразнее анализировать их по отдельности. [11, 12, 13, 14]

В свою очередь, регрессионный анализ иногда дает толчок развитию моделирования, если появляются новые закономерности, не имеющие математического объяснения (рис. 1). Все подходы тесно связаны друг с другом, и чаще всего используются в совокупности, однако в каждой статье можно заметить, которому из подходов уделяется основное внимание.

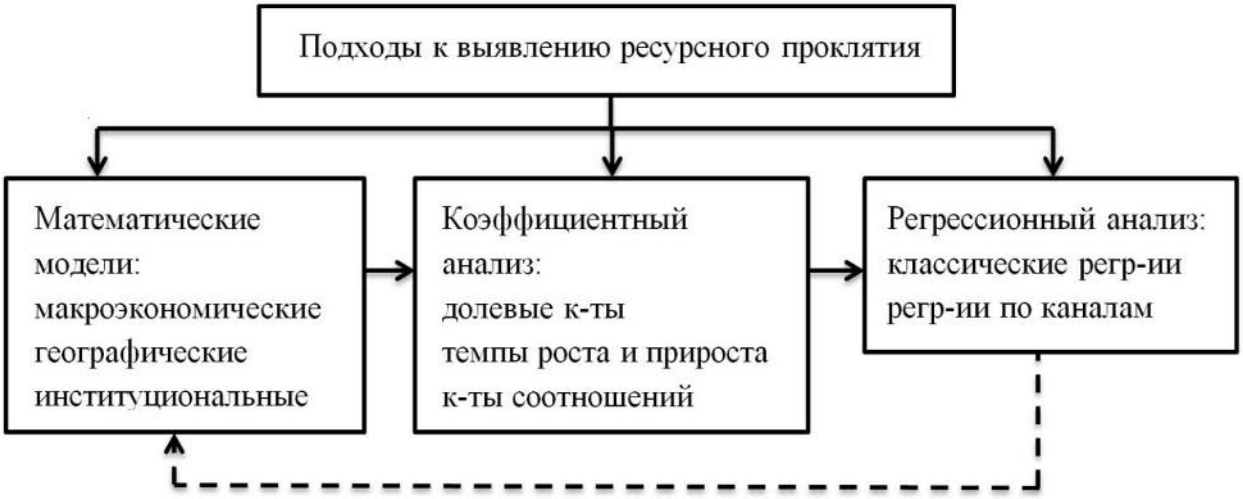


Рис. 1 Подходы к выявлению ресурсного проклятия
Fig. 1 Approaches to identifying the resource curse

Коэффициентный анализ почти не меняется с течением времени, а в моделировании и регрессионном анализе постоянно появляются новые методы. Далее было проведено сравнение результатов двух регрессий. Первая построена аналогично той, что рассматривал Ричард Аути [15], а вторая анализирует локальный канал распространения проклятия – бюрократическая экспансия.

Регрессионный анализ для выявления ресурсного проклятья

Для выявления взаимосвязи между ресурсной обеспеченностью регионов России и их экономическим ростом была построена регрессия:

$$y = \beta + \alpha_1 z_1 + \alpha_2 z_2 + \alpha_3 z_3 + \alpha_4 z_4 + \varepsilon \qquad (1)$$

где y (объясняемая переменная) ВРП на душу населения (млн. руб) – обобщенный показатель экономической развитости региона, использованный еще Р.Аути. Исследовалась его зависимость от z_1– ресурсного фактора (добыча ресурсов в регионе, млн. руб), z_2 – затрат труда (среднегодовая занятость по регионам, тыс. чел), z_3 – затрат капитала (среднегодовыя стоимость основных фондов, млн. руб) и z_4 – инновационного фактора (произведенные инновационные товары и услуги, млн. руб). В анализе участвовали 83 региона (нет данных по Крыму и г. Севастополь). Первоначально не все факторы

оказались значимы, поэтому были исключены, после чего была проанализирована новая зависимость, уже без них (табл. 1).

Табл. 1. Оценка параметров, влияющих на ВРП на душу населения по регионам РФ, два объясняющих фактора
Table 1. Evaluation of parameters affecting GRP per capita by region of the Russian Federation, two explanatory factors

	Коэфф.	*Стандартная ошибка*	*t–статистика*	*P–Значение*
Константа	0,308	0,024	12,49	1,73E–20
Переменная Z1	2,41E–07	5,69E–08	4,24	5,80E–05
Переменная Z3	2,25E–08	5,28E–09	4,26	5,33E–05
Количество наблюдений (N)			83	
Значимость F			2,37E–13	
R^2			0,51	
Скорректированный R^2			0,50	

Коэффициент при z1(ресурсном факторе) положителен, что говорит о благоприятном влиянии ресурсов на экономическое благополучие индивидов в регионе, т.е. регрессия, построенная по аналогии с первоначальными моделями, дает отрицательный результат.

Далее была построена регрессия по более конкретному каналу (табл. 2). Изобилие ресурсов в регионах приводит к конкуренции бюрократии за ренту, что приводит к бюрократической экспансии и неэффективности в государственном управлении [11]. Конечно, на увеличение количества служащих в органах местного самоуправления и органах исполнительной власти влияют и другие факторы, как например территориально–административное деление региона. Так же необходим рост аппарата госслужащих для обеспечения потребностей большего населения. В итоге исследовалась зависимость:

$$y = \beta + \alpha_1 z_1 + \alpha_2 z_2 + \alpha_3 z_3 + \varepsilon \quad (2)$$

где y – суммарное количество служащих в органах местного самоуправления и исполнительной власти (чел), z_1 – добыча ресурсов в регионе (млн. руб), z_2 – численность населения региона, z_3 – ВРП в регионе (млн. руб).

Табл. 2. Оценка параметров, влияющих на количество гос. служащих в регионах РФ, 3 объясняющих фактора
Table 2. Evaluation of parameters affecting the number of state. employees in the regions of the Russian Federation, 3 explanatory factors

	Коэфф.	*Стандартная ошибка*	*t–статистика*	*P–Значение*
Константа	1929,09	380,09	5,07	2,5E–06
Переменная Z1	0,0056	0,0006	9,38	1,7E–14
Переменная Z2	0,0041	0,0003	15,49	1,1E–25
Переменная Z3	–0,0022	0,0003	–7,17	3,42E–10
Количество наблюдений (N)			83	
Значимость F			5,6E–33	
R^2			0,85	
Скорректированный R^2			0,85	

Как и предполагалось, коэффициент при ресурсном факторе положителен. В среднем при прочих равных увеличение добычи ресурсов на 100 млн. руб. создаст 5–6 новых мест для органов самоуправления и госслужащих.

Обсуждение

Таким образом, гипотеза об отрицательном влиянии добычи ресурсов в регионе провалилась, а о положительном влиянии на количество чиновников подтвердилась. Данный результат согласуется с другими исследованиями, основанными на Российской эмпирике.

Учитывая полученный результат и другие исследования, все еще трудно ответить на вопрос о наличии проклятия в российской экономике. В частности, некоторые исследователи оправдывают отрицательные результаты регрессий тем, что наша экономика до сих пор является переходной, а результаты исследований 90–х и нулевых не учитывали восстановительные темпы роста экономики после большого спада, в результате чего и не удавалось выявить проклятие [16].

В дальнейшем, необходимо рассмотреть и проверить другие возможные направления проявления проклятия, чтобы однозначно ответить на вопрос о его наличии или отсутствии.

Заключение

Подводя итоги можно смело сказать, что «ресурсное проклятие» понятие неоднозначное, имеющее множество каналов распространения и подходов к изучению. При всем объеме написанных работ, никто не может однозначно предсказать в каких странах должно проявиться ресурсное проклятие, и как механизмы государственного регулирования на него влияют – дебаты ведутся до сих пор. Относительно Российской эмпирики можно сказать, что проклятие уже проявляется в государственном секторе, но уровень жизни населения пока не падает из–за наличия ресурсов.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке грантов НШ–2571.2020.6, МК–1459.2019.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шалаева А.А. Влияние наличия природных ресурсов на экономический рост стран // Мир новой экономики. – 2015. – № 4. – С. 41–47.

2. Gelb A. and Associates. Oil Windfalls: Blessing or Curse? New York, World Bank/Oxford University Press, 1988. – 357 p.

3. Sachs J. D., Warner A. M. Natural Resource Abundance and Economic Growth. Cambridge: NBER Working Paper no. 5398, 1995. – 47 p.

4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развитиянефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

5. Ховавко И.Ю., Шведов К.И. «Ресурсное проклятие»: обзор точек зрения. Государственное управление // Электронный вестник. – 2017. – № 64. – С. 56–67.

6. Полтерович В. М., Попов В. В., Тонис А. С. Экономическая политика, качество институтов и механизмы “ресурсного проклятия”. Москва: Изд. дом ГУ–ВШЭ, 2007. – 98 с.

7. Чигрин А. Д. Условия национального успеха, М. Экономика, 2009. – 150 с.

8. Ian Bannon, Paul Collier Natural resources and violent conflict: options and actions. // Eds. Ian Bannon and Paul Collier. World Bank, 2003. – 409 p.

9. Le Billon P. Fuelling War: Natural Resources and Armed Conflicts, Adelphi Paper 373, IISS & Routledge, 2006. – 584 p.

10. Гайдар Е. Т. Гибель империи. Уроки для современной России. 2–е изд., испр. и доп. Москва: РОССПЭН, 2006. – 448 с.

11. Mishura A.V. Resource Rent and Interregional Inequality in Russia // Problems of Economic Transition.– 2011. – Vol. 55 – №. 03. – P. 22–33.

12. W. Max Corden and J. Peter Neary. Booming Sector and De–Industrialisation in a Small Open Economy // The Economic Journal. – 1982 Vol. – 92. – №. 368. – 25 p.

13. Садовская В.О., Шмат В.В. Парадокс «ресурсного проклятия»: межстрановый анализ // Мировая экономика и международные отношения. – 2017. – Т. 61 – № 3. – С. 25–35.

14. Маслюкова Е.В., Хорсова А.В. Эконометрическое моделирование взаимосвязи

ресурсной обеспеченности и экономического роста региона // Журнал научных публикаций «Дискуссия». – 2016. – С. 30–33.

15. Auty, Richard M. Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis — London: Routledge, 1993.

16. Гильмундинов В.М. Новые аспекты "голландской болезни" экономики России в условиях санкций: риски и рецепты // Идеи и идеалы. – 2017. – №1. – С. 68–80.

REFERENCES

1. SHalaeva A.A. Vliyanie nalichiya prirodnyh resursov na ekonomicheskij rost stran // Mir novoj ekonomiki. – 2015. – № 4. – S. 41–47.

2. Gelb A. and Associates. Oil Windfalls: Blessing or Curse? New York, World Bank/Oxford University Press, 1988. – 357 p.

3. Sachs J. D., Warner A. M. Natural Resource Abundance and Economic Growth. Cambridge: NBER Working Paper no. 5398, 1995. – 47 p.

4. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiyaneftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – S. 3–14.

5. Hovavko I.YU., SHvedov K.I. «Resursnoe proklyatie»: obzor tochek zreniya. Gosudarstvennoe upravlenie // Elektronnyj vestnik. – 2017. – № 64. – S. 56–67.

6. Polterovich V. M., Popov V. V., Tonis A. S. Ekonomicheskaya politika, kachestvo institutov i mekhanizmy “resursnogo proklyatiya”. Moskva: Izd. dom GU–VSHE, 2007. – 98s.

7. CHigrin A. D. Usloviya nacional'nogo uspekha, M. Ekonomika, 2009. – 150 s.

8. Ian Bannon, Paul Collier Natural resources and violent conflict: options and actions. // Eds. Ian Bannon and Paul Collier. World Bank, 2003. – 409 r.

9. Le Billon P. Fuelling War: Natural Resources and Armed Conflicts, Adelphi Paper 373, IISS & Routledge, 2006. – 584 p.

10. Gajdar E. T. Gibel' imperii. Uroki dlya sovremennoj Rossii. 2–e izd., ispr. i dop. Moskva: ROSSPEN, 2006. – 448 s.

11. Mishura A.V. Resource Rent and Interregional Inequality in Russia // Problems of Economic Transition.– 2011. – Vol. 55 – №. 03. – P. 22–33.

12. W. Max Corden and J. Peter Neary. Booming Sector and De–Industrialisation in a Small Open Economy // The Economic Journal. – 1982 Vol. – 92. – №. 368. – 25 p.

13. Sadovskaya V.O., SHmat V.V. Paradoks «resursnogo proklyatiya»: mezhstranovyj analiz // Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnye otnosheniya. – 2017. – T. 61 – № 3. – S. 25–35.

14. Maslyukova E.V., Horsova A.V. Ekonometricheskoe modelirovanie vzaimosvyazi resursnoj obespechennosti i ekonomicheskogo rosta regiona // ZHurnal nauchnyh publikacij «Diskussiya». – 2016. – S. 30–33.

15. Auty, Richard M. Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis — London: Routledge, 1993.

16. Gil'mundinov V.M. Novye aspekty "gollandskoj bolezni" ekonomiki Rossii v usloviyah sankcij: riski i recepty // Idei i idealy. – 2017. – №1. – S. 68–80.

© А.Ю. Новиков, А.В. Комарова, 2020

УДК 553.98 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-096

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКОЛОГО–ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ СТРАН

Любовь Михайловна Ожогова
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, Новосибирск, Пирогова 1, студент, тел. (913)019–85–44, e–mail: ozh_lubav@mail.ru

Василий Юрьевич Немов
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e–mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена исследованию влияния возобновляемой энергетики на экономический рост, а также выявлению закономерностей экологического развития между развитыми и развивающимися странами. В рамках работы были построены модели зависимости совокупного дохода от потребления солнечной и ветряной энергетики с использованием панельных данных стран АТР, Западной и Восточной Европы. Были найдены доказательства положительного воздействия потребления возобновляемой энергии на экономический рост.

Ключевые слова: альтернативная энергетика, возобновляемые источники энергии, экономический рост

RESEARCH OF RELATIONSHIP BETWEEN ECONOMIC GROWTH AND ECOLOGICAL FACTORS

Lyubov M. Ozhogova
Novosibirsk State University, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, phone: (913)019–85–44, e–mail: ozh_lubav@mail.ru

Vasily Yu. Nemov
IPGG SB RAS, 3, Academician Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD in Economics, Senior Researcher, e–mail: NemovVU@ipgg.sbras.ru

This work is devoted to the study of the way how renewable energy effects economic growth and identify same patterns of environmental convergence between developed and developing countries. Therefore, there were analyzed models describing the dependence between total income, the consumption of solar and wind energy on panel data of Asia–Pacific countries, Western and Eastern Europe. The study has found evidence of renewables` positive impact on economic growth.

Key words: alternative energy, renewable energy, economic growth

Введение

Загрязнение атмосферы углекислым газом, приводящее к изменению климата, является острой глобальной проблемой. В основном, выбросы диоксида

углерода возникают из–за сжигания традиционных видов топлива таких, как нефть, газ и уголь. Соответственно, сейчас активно обсуждается возможность замещения данных источников энергии на возобновляемые и менее вредные для окружающей среды. Однако, более 80% первичной энергии вырабатывается из нефти, газа и угля, т.е. они являются основными энергоресурсами, и энергетический комплекс сильно зависит от них. Вопрос об эффективности замены ископаемых источников энергии на возобновляемые остается открытым, поскольку существует технологический риск, из–за которого производства не будут обеспечены необходимыми энергетическими мощностями [3, 5]. Кроме того, существуют и другие барьеры, препятствующие развивать альтернативную энергетику: высокие затраты на установку необходимого оборудования и на научные разработки, несовершенство политического законодательства в области энергетики. Тем не менее, развитие возобновляемой энергетики стимулирует развитие высокотехнологичных отраслей, создание новых рабочих мест и снижение зависимости стран от импорта нефти и газа. Страны, в которых нет собственных традиционных энергоресурсов, смогут с помощью возобновляемых источников обеспечивать себя энергией, что позволит им повысить свою энергетическую безопасность [1, 2].

Сегодня существуют множества научных работ, посвященных выявлению связей между энергопотреблением и экономическим ростом, и все чаще появляются статьи о моделировании зависимости экономического роста от альтернативной энергетики. Принято считать, что энергия, полученная из возобновляемых источников, – ключ к решению энергетических проблем: снижению зависимости стран от импорта углеводородов и самообеспечению энергией. Кроме того, рост альтернативной энергетики свидетельствует о техническом прогрессе. Тем не менее, в каждой стране имеются свои условия и факторы, влияющие на развитие энергетики, поэтому точный характер связи не установлен [7–9]. В основном, выделяются следующие группы факторов,

которые рассматриваются при изучении экономического роста и потреблением альтернативной энергии:

1) Энергетические факторы (потребление энергии по видам ресурсов, топлива)

2) Экономические (цены на топливо, валовое накопление капитала, зависимость от импорта энергии, наукоёмкость ВВП, открытость экономики)

3) Социальные (численность рабочей силы, площадь территории на одного человека, площадь лесов на одного человека)

4) Экологические (уровень загрязнения, выбросы углекислого газа).

Одним из первых исследователей зависимости потребления альтернативной энергии и экономического роста был Peter Sadorsky, опубликовавший две работы, посвященные данной теме. В его статье «Renewable energy consumption and income in emerging economies» рассматривается линейная зависимость объема потребляемой альтернативной энергии на душу населения, в которую входят геотермальная, ветреная и солнечная, от реального ВВП на душу населения [4].

Также одновременно с работами Sadorsky были выпущены исследования других ученых – Nicolas Apegis and James Payne. В их статье «Renewable energy and growth in Eurasia» была рассмотрена гипотеза о том, что альтернативная энергии, как и труд и капитал влияет на экономический рост. Ученые описывают ВВП как линейную функцию от реального валового накопления капитала, численности рабочей силы и потреблением альтернативной энергии. В ходе тестирования модели были получены статистически значимые коэффициенты, показывающие положительное влияние труда, капитала и возобновляемой энергетики на реальный ВВП. Исследование подтвердило существование положительной двусторонней связи между энергопотреблением и ВВП [6].

Проблеме влияния альтернативной энергетики на экономическое благосостояние в странах ОЭСР посвящена статья «The Impact of Renewable Energy Consumption to Economic Welfare: A Panel» Inglesi–Lotz. В качестве

зависимой переменной был выбран ВВП, а в качестве независимых – численность рабочей силы, ВНОК, наукоемкость ВВП и потребление возобновляемых источников энергии. В ходе тестирования модели было выявлено, что потребление возобновляемой энергии положительно влияет на ВВП.

В статье «On the determinants of renewable energy consumption: International evidence» авторы поставили перед собой цель – исследовать влияние выбросов углекислого газа, цен на нефть, экономического роста и степени открытости экономики на потребление энергии, полученной с помощью возобновляемых источников. В этом исследовании впервые рассмотрено влияние диоксида углерода, который является главным загрязнителем окружающей среды при использовании традиционного топлива. Авторы отмечают, что при увеличении объема выхлопных газов возрастает потребность в мерах и политике, направленных на решение экологических проблем. Напротив, низкая концентрация диоксида углерода не стимулирует развитие альтернативной энергетики, потому что нет острой необходимости в защите окружающей среды от вредных выбросов.

Данная работа имеет своей целью проанализировать экономические, энергетические и экологических факторы, которые влияют на экономический рост. Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1) провести анализ исследований о зависимостях экономического роста от альтернативной энергетики;
2) исследовать зависимости ВВП от экономико–энергетических факторов для Европы и стран АТР.

Методы и материалы

Чтобы проанализировать влияние энергетических факторов на ВВП, в исследовании использована многофакторная линейная регрессия, построенная на панельных данных. В качестве зависимой переменной был выбран реальный

ВВП, рассчитанный по ППС, а в качестве независимых выбраны потребление различных видов топлива и выбросы диоксида углерода. Начало рассматриваемого периода приходится на 2008 год, так как с этого года началось активное развитие возобновляемой энергетики, вызванное экономическим кризисом 2008 – 2009 годах и удорожанием нефтяных цен. Регрессии построены для трех групп: европейских стран, входящих и не входящих в ОЭСР и стран Азиатского–тихоокеанского региона. Данные регионы являются основными потребителями возобновляемой энергии. Предполагается, что потребление нефти позитивно влияет на экономический рост, так как она является одним из главных видов топлива в промышленности и на транспорте [10].

Влияние углекислого газа может быть неоднозначным: с одной стороны, он вредит экологии и требуется тратить часть дохода на нивелирование негативных последствий, с другой стороны бурный рост промышленности сопровождается значительными выбросами. Спорным вопросом является и влияние альтернативной энергетики на экономический рост, потому что на её развитие требуются значительные расходы денежных средств и существует технологический риск, т.е. возобновляемые источники не смогут обеспечить потребность в энергии [11]. Тем не менее, существуют и положительные эффекты: развитие наукоемких отраслей, создание новых рабочих мест, повышение собственной энергетической обеспеченности и снижение зависимости от импорта углеводородов. Тестирование модели позволит нам проанализировать, какие из процессов оказались наиболее влиятельными в Европе и АТР.

Результаты

Построенная в исследовании многофакторная панельная регрессия рассматривает зависимость экономического роста от энергетических факторов.

На основе первичного анализа данных были сформулированы следующие гипотезы, которые затем тестировались с помощью модели:

1) ВВП положительно зависит от потребления нефти как в странах Европы, так и в странах АТР;

2) Выбросы углекислого газа негативно влияют на экономический рост в европейских странах, но в АТР увеличение выбросов свидетельствует о росте производства.

3) Потребление возобновляемых источников энергии положительно сказывается на экономическом росте, поскольку повышает обеспеченность стран энергией и создает предпосылки для развития высокотехнологичных отраслей.

Результаты тестирования моделей представлены в Таблице 1.

Табл.1. Коэффициенты панельной регрессии для стран Европы и АТР
Table 1. Coefficients of panel regression for Europe and ASP

Показатель Регион	ОЭСР Европа	Восточная Европа	АТР
Тип модели	С фиксированными коэффициентами	С фиксированными коэффициентами	С фиксированными коэффициентами
Значимость модели (P–value)	0.000	0.000	0.000
Нефть	769.03	18290.20	21586.19
(P–value)	0.01829	0.000	0.000
Солнечная энергия	–3206.52	–26984.40	66811.46
(P–value)	0.47243	0.273279	0.002814
Ветряная энергия	38345.02	108278.53	24717.30
(P–value)	0.000	0.000	0.000
CO_2	794.85	458.76	1327.79
(P–value)	0.000	0.004	0.000

Обсуждение

С помощью панельных регрессий было проанализировано влияние возобновляемых источников энергии в трех группах стран и выявлены количественные характеристики происходящих процессов. В европейских странах, входящих в ОЭСР, ветряная энергетика положительно влияет на ВВП, т.е. увеличение потребления ветряной энергии ведет, в среднем, к росту ВВП на 38345 долларов. Такая же ситуация происходит и в странах Восточной Европы,

однако там увеличение намного существеннее – на 108278 долларов. В странах АТР также обнаружена положительная зависимость между совокупным доходом и потребление ветряной энергии: в среднем дополнительная единица этой энергии ведет к увеличению ВВП на 24717 ед. Кроме того, и солнечная энергетика положительно воздействует на уровень ВВП в странах АТР, а в Европе, напротив, не найдена статистически значимая зависимость. Это может быть объяснено различиями в климатических условиях регионов, а неблагоприятные природные и погодные условия могут препятствовать использованию возобновляемых источников энергии. Европейский климат способствует развитию ветряной энергетики. Так, например, благодаря сильно ветреной погоде в Германии и Норвегии может возникать избыточное предложение энергии. Страны АТР расположены в удобной географической зоне как для солнечной энергетики, так и для ветряной.

Выбросы углекислого газа положительно влияют на ВВП европейских и азиатских стран. Это означает, что рост экономик данных стран по–прежнему сопровождается увеличением потребления энергии, а бремя экологических налогов не способно его перекрыть.

Заключение

Устойчивый экономический рост в современных условиях невозможен без развитого энергетического комплекса. Потребление энергии ежегодно растет, т.к. растут производства, увеличивается оснащенность домашних хозяйств техникой. Для поддержания текущих объемов энергопотребления требуются огромное число традиционных видов топлива, что приводит к следующим проблемам:

1) увеличение вредных выбросов при сжигании топлива, ухудшение экологии;
2) рост зависимости от импорта нефти и газа;
3) ускоренное исчерпание энергоресурсов.

В исследовании было обнаружено, что существует положительное влияние возобновляемой энергетики на экономический рост, т.е. положительные эффекты превышают высокие затраты на её развитие. В европейских странах лишь ветряная энергетика стимулирует экономику, а значимого влияния солнечной энергии не было обнаружено. В странах АТР, напротив, и солнечная и ветряная энергетики оказывают положительное воздействие на экономику. Несмотря на то, что европейские страны сокращают выбросы углекислого газа, рост экономики сопровождается увеличением загрязнения. Эта ситуация характерна и в странах АТР с развивающейся экономикой.

Таким образом, полученные результаты, отражающие влияние возобновляемой энергетики на экономический рост, помогут определить приоритеты и спрогнозировать дальнейшее развитие энергетического комплекса в странах Европы и АТР.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке грантов № НШ–2571.2020.6, № МК–1819.2020.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рац Г.И., Мординова М.А. Развитие альтернативных источников энергии в решении глобальных энергетических проблем // Известия БГУ. – 2012. – №2. [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/razvitie–alternativnyh–istochnikov–energii–v–reshenii–globalnyh–energeticheskih–problem (дата обращения: 18.05.2019).
2. Чернышев А.В. Стимулирование использования возобновляемых источников энергии и факторы, препятствующие развитию нетрадиционной энергетики в России // Известия СПбГЭУ. – 2013. – №5 (83). [Электронный ресурс]URL: https://cyberleninka.ru/article/n/stimulirovanie–ispolzovaniya–vozobnovlyaemyh–istochnikov–energii–i–faktory–prepyatstvuyuschie–razvitiyu–netraditsionnoy–energetiki–1 (дата обращения: 18.05.2019).
3. Шеина С.Г., Пирожникова А.П. Тенденции развития альтернативной энергетики в странах мира и России // ИВД. – 2016. – №3 (42). [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tendentsii–razvitiya–alternativnoy–energetiki–v–stranah–mira–i–rossii (дата обращения: 18.04.2019).
4. Anis Omri, Duc Khuong Nguyen, On the determinants of renewable energy consumption: International evidence // Energy. – 2014. – №72. – P. 554 – 560.
5. Inglesi–Lotz, Roula, The Impact of Renewable Energy Consumption to Economic Growth: A Panel Data Application // Energy Economics. – 2015. – №53.
6. Nicholas Apergis, Renewable energy consumption and growth in Eurasia // Energy Economics. – 2010. – №32. – P. 1392 – 1397.

7. Nicholas Apergis. Renewable Energy and Economic Growth: Evidence from the Sign of Panel Long–Run Causality // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2014. – №4. – P. 578–587.
8. Nurcan Kilinc–Ata, The evaluation of renewable energy policies across EU countries and US states: An econometric approach // Energy for sustainable development. – 2016. – №31. – P. 83–90.
9. Perry Sadorsky, Renewable energy consumption and income in emerging economies // Energy policy. – 2011. – №37. – P. 4021–4028.
10. P. Sadorsky, Renewable energy consumption, CO2 emissions and oil prices in the G7 countries // Energy Economy. – 2009. – №31. – P. 456 – 462.
11. Perry Sadorsky. Modeling Renewable Energy Consumption for a Greener Global Economy / Perry Sadorsky // Planet Earth – 2011. – P. 507 – 524.

REFERENCES

1. Rac G.I., Mordinova M.A. Razvitie al'ternativnyh istochnikov energii v reshenii global'nyh energeticheskih problem // Izvestiya BGU. – 2012. – №2. [Elektronnyj resurs] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/razvitie–alternativnyh–istochnikov–energii–v–reshenii–globalnyh–energeticheskih–problem (data obrashcheniya: 18.05.2019).
2. CHernyshev A.V. Stimulirovanie ispol'zovaniya vozobnovlyaemyh istochnikov energii i faktory, prepyatstvuyushchie razvitiyu netradicionnoj energetiki v Rossii // Izvestiya SPbGEU. – 2013. – №5 (83). [Elektronnyj resurs]URL: https://cyberleninka.ru/article/n/stimulirovanie–ispolzovaniya–vozobnovlyaemyh–istochnikov–energii–i–faktory–prepyatstvuyuschie–razvitiyu–netraditsionnoy–energetiki–1 (data obrashcheniya: 18.05.2019).
3. SHeina S.G., Pirozhnikova A.P. Tendencii razvitiya al'ternativnoj energetiki v stranah mira i Rossii // IVD. – 2016. – №3 (42). [Elektronnyj resurs] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tendentsii–razvitiya–alternativnoy–energetiki–v–stranah–mira–i–rossii (data obrashcheniya: 18.04.2019).
4. Anis Omri, Duc Khuong Nguyen, On the determinants of renewable energy consumption: International evidence // Energy. – 2014. – №72. – P. 554 – 560.
5. Inglesi–Lotz, Roula, The Impact of Renewable Energy Consumption to Economic Growth: A Panel Data Application // Energy Economics. – 2015. – №53.
6. Nicholas Apergis, Renewable energy consumption and growth in Eurasia // Energy Economics. – 2010. – №32. – P. 1392 – 1397.
7. Nicholas Apergis. Renewable Energy and Economic Growth: Evidence from the Sign of Panel Long–Run Causality // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2014. – №4. – P. 578–587.
8. Nurcan Kilinc–Ata, The evaluation of renewable energy policies across EU countries and US states: An econometric approach // Energy for sustainable development. – 2016. – №31. – P. 83–90.
9. Perry Sadorsky, Renewable energy consumption and income in emerging economies // Energy policy. – 2011. – №37. – P. 4021–4028.
10. P. Sadorsky, Renewable energy consumption, CO2 emissions and oil prices in the G7 countries // Energy Economy. – 2009. – №31. – P. 456 – 462.
11. Perry Sadorsky. Modeling Renewable Energy Consumption for a Greener Global Economy / Perry Sadorsky // Planet Earth – 2011. – P. 507 – 524.

© Л.М. Ожогова, В.Ю. Немов 2020

УДК 339.13.024 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-097

РАЗВИТИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА ПО РЕГИОНАМ МИРА

Ирина Викторовна Проворная
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект акад. Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел. 8(383)333–28–14, e–mail: provornayaiv@gmail.com

В работе проведен анализ развития направлений поставок нефти и газа на мировой рынок. Выявлена структура импорта и экспорта нефти и газа. Показано, что с учетом ежегодного роста мирового энергопотребления наблюдается рост поставок углеводородов. Современная глобальная система энергообеспечения носит в высокой степени интернациональный характер.

Ключевые слова: нефть, газ, сжиженный природный газ, транспорт, трубопроводы, мир

DEVELOPMENT OF OIL AND GAS TRANSPORTATION DIRECTIONS IN THE REGIONS OF THE WORLD

Irina V. Provornaya
Institute of oil and gas Geology and Geophysics SB RAS, 3, Avenue AK. Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., senior researcher, phone: 8 (383) 333–28–14, e–mail: provornayaiv@gmail.com

The paper analyzes the development of oil and gas supplies to the world market. The structure of oil and gas imports and exports is revealed. It is shown that taking into account the annual growth of global energy consumption, there is an increase in the supply of carbohydrates. The modern global energy supply system is highly international in nature.

Keywords: oil, gas, liquefied natural gas, transport, pipelines, world

Введение

Современный годовой уровень (2018 г.) глобального потребления энергии составляет около 13,9 млрд т н. э., на долю нефти и газа приходится свыше 57 % всей первичной энергии. Это объясняется наличием значительных разведанных запасов, коммерческими и технологическими преимуществами добычи, транспортировки и утилизации ископаемых энергоносителей, а также современными требованиями к безопасности систем энергопроизводства и энергопотребления.

Современная глобальная система энергообеспечения носит в высокой степени интернациональный характер, особенно в части производства и

потребления углеводородов. Международные поставки нефти и нефтепродуктов превышают 78 % от добычи и производства, газа – 32 %.

В работах российских и зарубежных авторов, занимающихся анализом топливной промышленности, особое место уделено вопросам современного состояния, а также перспектив развития направлений поставок углеводородов.

Рассмотрению состояния системы транспорта углеводородов в России посвящена работа Коржубаева А.Г. «Стратегия развития инфраструктуры транспорта углеводородов в России» (2009) [1]. В статье также определены и обоснованы приоритетные направления развития, включая перспективы реализации конкретных проектов.

По тематике существующей транспортной инфраструктуры, ориентированной на поставки российской нефти на европейский рынок выполнена работа Арбатова А.А. «Российская нефтетранспортная инфраструктура в контексте обеспечения экспортных поставок в Европу» (2006) [2]. Автор проанализировал геолого–экономические и международные проблемы поставок российской нефти в Европу.

Вопросам истории, современного состояния и перспектив развития мирового нефтегазового комплекса посвящена работа Брагинского О.Б. «Нефтегазовый комплекс мира» (2006) [3]. В отдельных главах работы рассматриваются маршруты следования основных потоков нефти, нефтепродуктов, газа.

Миловидов К.Н. в работе «Экономика газовой промышленности зарубежных стран» (2003) рассмотрел формы организации и особенности функционирования газовой промышленности в ряде стран Европы и США, сделал оценку возможностей использования зарубежного опыта в процессах реформирования российского газового сектора [4].

Анализ основных процессов в мировой и российской энергетике, с учетом позиций России на международных энергетических рынках проведен в работе

Жизнина С.З. [5]. «Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика» (2005).

В статье «Потенциал развития нефтегазотранспортных систем России» (2009) Суслова В.И. оценивается роль регионов, обеспеченных углеводородными ресурсами, в экономике России в условиях финансово–экономического кризиса [6].

Уже в 1983 г. зарубежными авторами Robert G. Jensen и др. было выполнено комплексное исследование по изучению топливно–энергетического комплекса СССР, с детальным рассмотрением условий развития нефтегазового сектора, учитывая существующие проекты по расширению транспортной инфраструктуры углеводородов, которое было отражено в работе «Soviet natural resources in the world economy» [7].

Philip Andrews–Speed в работе «Energy policy and regulation in the people's republic of China» (2004) рассматривает историю формирования энергетического сектора Китая, дает прогнозные оценки добычи, потребления энергетических ресурсов в стране, с учетом принятия проектов по строительству международных трубопроводов для перекачки углеводородов зарубежных стран, включая проекты по взаимодействию с Россией [8].

Во всех проанализированных исследованиях показано, что ежегодно возрастает роль международных поставок нефти и газа.

Так, целью работы является оценка развития направлений транспортировки нефти газа по регионам мира. Для достижения поставленной цели в работе были решены следующие задачи:

1. Провести обзор отечественной и зарубежной литературы для анализа современного состояния направлений транспортировки нефти и газа.
2. Определить основные направления поставок нефти и газа в мире.
3. Выявить современную структуру импорта и экспорта углеводородов.

Методы и материалы

В статье были применены общеметодологические принципы научного исследования, совокупность методов экономического анализа, методы классификации данных. В рамках исследования использованы труды российских и зарубежных ученых, официальные статистические данные Федеральной службы государственной статистики, международных организаций Energy Information Administration, International Transport Forum, The World Bank, Central Intelligence Agency, British petroleum statistical review of world energy, а также транспортных департаментов стран мира.

Результаты

Основные направления поставок нефти. Несоответствие основных центров добычи и потребления нефти является основным фактором развития международного рынка нефти. Более 50 % добываемой нефти пересекает международные границы.

За последние 10 лет объём международных поставок нефти вырос более чем на 26 %. Среднегодовой темп роста составил 2,3 %, однако в течение последних пяти лет произошло ускорение роста международной торговли нефтью. Так за период 2014–2018 гг. объём международных поставок нефти ежегодно рос в среднем на 4,7 %.

Наибольший рост импорта нефти за период 2008–2018 гг. произошел в Китае, где объём закупаемой нефти вырос в 2,5 раза. В Индии импорт нефти за тот же период вырос на 70 %. Также растет объём поставок нефти в Европу. Несмотря на тенденцию к сокращению потребления нефти в развитых странах центральной Европы, суммарный импорт нефти в регион вырос на 7,5 % относительно 2008 г. Увеличение внешних поставок нефти обусловлено рядом факторов. Так, на протяжении последних 20 лет сокращается собственная добыча нефти в регионе, прежде всего в Норвегии, Великобритании, Дании, что увеличивает зависимость региона от импорта. В странах Восточной Европы – Польше, Румынии, Болгарии, а также в Турции по–прежнему сохраняется

тенденция к росту потребления нефти. Снижение мировых цен на нефть с 2014 г. способствовало восстановлению спроса на нефть в ряде стран (Великобритании, Испании, Италии, Польше, Венгрии, Чехии, Бельгии, Румынии). В результате этих факторов среднегодовой темп роста импорта нефти в Европу в 2014–2018 гг. возрос до 3,9 %.

В то же время в ряде регионов закупки нефти на международном рынке сократились. Так, в США импорт нефти за 11 лет сократился на 23 %. Это связано прежде всего с существенным увеличением собственной добычи нефти за счет разработки сланцевых месторождений. В Японии за тот же период импорт нефти снизился на 20 %, что связано с изменением структуры топливно–энергетического баланса в пользу газа.

Наибольший рост экспортных поставок нефти с 2012 г. пришелся на США и Канаду благодаря росту добычи сланцевой нефти. Так, экспорт нефти из США за последние 7 лет вырос в 2,7 раза, из Канады – на 48 %. Рост объёмов экспорта на Ближнем Востоке на 37 % связан прежде всего с восстановлением уровня добычи нефти в Иране и Ираке. Поставки российской нефти на мировой рынок за период 2012–2018 гг. выросли на 4,9 %.

Структура импорта нефти. Крупнейший импортер нефти – Китай, закупающий на международном рынке 465 млн т нефти, или 74 % от внутреннего потребления (рис. 1). Поставки нефти в Китай достаточно диверсифицированы. Крупнейшими поставщиками нефти в Китай являются Россия (15,4 % от общего объёма импорта), Саудовская Аравия (12,2 %), Ирак (9,7 %). Всего страны Ближнего Востока обеспечивают 44 % поставок нефти [9]. Из стран Западной Африки поставляется 15,5 % нефти, из Южной и Центральной Америки – 13,3 %.

США – вторая страна по объёму импортируемой нефти. Страна закупает на международном рынке 386 млн т нефти, что соответствует 43 % внутреннего потребления. Однако развитие добычи сланцевой нефти в США в последние годы способствует постепенному сокращению объёма чистого импорта нефти. Так, с учетом взаимных поставок нефти чистый импорт составляет только 33 %

от внутреннего потребления. Крупнейшие поставщики нефти в США – Канада (47,8 % от общего объёма импорта), Саудовская Аравия (11,2 %), Мексика (8,6 %).

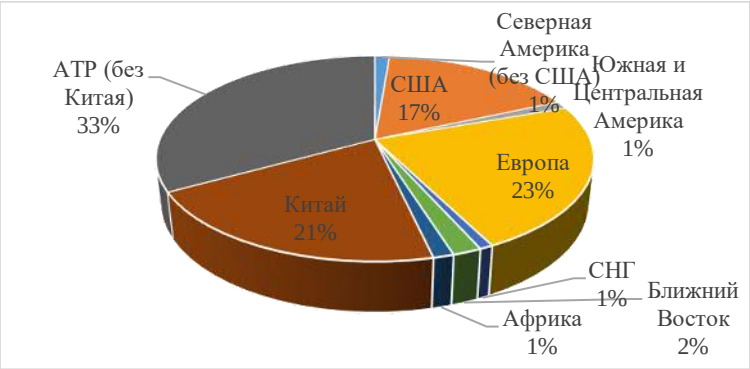


Рис. 1. Мировая структура импорта нефти в 2018 г.
Fig. 1. World oil import structure in 2018

Высокими темпами растет потребление нефти в Индии, при этом с 2011 г. сокращается собственная добыча. Объём международных поставок нефти в Индию составляет 227,5 т, что соответствует 96,2 % внутреннего потребления. Чистый импорт в Индию составляет 83,3 % внутреннего потребления. Основные объёмы нефти поставляются из Ирака (21 %), Саудовской Аравии (17,3 %) и других стран Ближнего Востока (14,2 %).

Четвертая страна по объёму импортируемой нефти – Япония. Крупнейшие поставщики нефти на японский рынок – Саудовская Аравия (38,1 % от общего объема импорта), Объединенные Арабские Эмираты (24,7 %), Кувейт (7,7 %), Россия (4,7 %) [10]. Всего Япония импортирует 150,8 млн т нефти.

Европа, несмотря на политику декарбонизации экономики, остается одним из крупнейших региональных рынков нефти. На долю региона приходится 23 % мирового импорта нефти. Крупнейший поставщик нефти на европейский рынок – Россия, доля которой в структуре импорта составляет 29,5 %. Доля Ирака и Саудовской Аравии составляет соответственно 9,4 и 7,9 %, всего на долю стран Ближнего Востока приходится 23,9 % поставок нефти в Европу.

Структура экспорта нефти. Около 44 % нефти на мировой рынок поставляется странами Ближнего Востока (рис. 2). При этом основная часть

поставок из региона ориентирована на рынок стран АТР (74,4 %), на долю Европы и США приходится только 12,5 и 7,4 % соответственно.

Крупнейший поставщик нефти на мировой рынок – Саудовская Аравия. На её долю приходится 16,2 % мирового экспорта нефти. Ключевое направление поставок – рынок стран АТР, доля которых в структуре экспорта Саудовской Аравии составляет более 68 %. В том числе в Японию поставляется 15,6 % от общего объёма экспорта, в Китай 15,4 %, в Индию – 10,7 %.

Россия – вторая страна по объёму экспорта нефти, поставки которой составляют 12,2 % мирового экспорта. Основное направление экспорта – страны Европы, на долю которых приходится более 55 %. Однако благодаря развитию транспортной инфраструктуры в последние годы высокими темпами растут поставки нефти на рынок стран АТР, прежде всего в Китай. В 2018 г. доля Китая в структуре экспортных поставок составила 26 %, в Японию поставлялось 2,5 %.

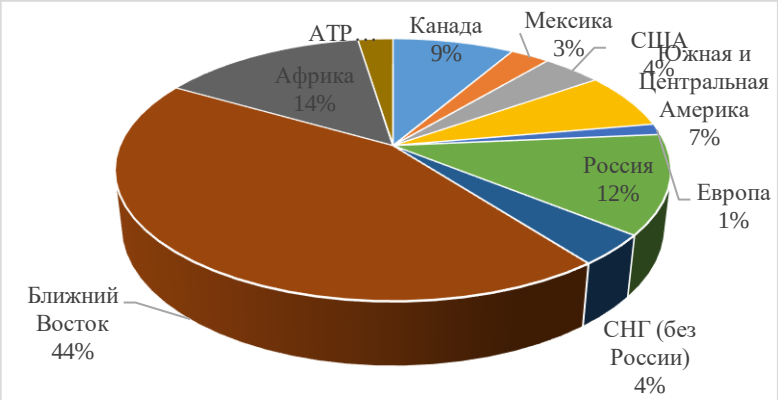


Рис. 2. Мировая структура экспорта нефти в 2018 г.
Fig. 2. World oil export structure in 2018

Третья страна по объёму поставок нефти на мировой рынок – Ирак, на долю которого приходится 8,9 % мирового экспорта. Структура экспорта Ирака в большей степени дифференцирована. Так, на долю стран АТР приходится 59,8 % поставок, в том числе на Китай и Индию 22,4 % и 23,7 % соответственно. Также значительные объёмы нефти отгружаются в страны Европы (24,2 %), США (12,9 %).

Доля Канады в структуре мирового экспорта составляет 8,4 %, однако поставки носят внутрирегиональный характер. Так, более 96 % всего экспорта

нефти из Канады ориентировано на поставки на нефтеперерабатывающие заводы США.

Благодаря росту добычи сланцевой нефти США в последние годы интенсивно расширяют поставки нефти на международный рынок. Так, в 2018 г. их доля в структуре экспорта выросла до 4,1 %. Основные направления экспорта нефти из США – страны Европы (31,4 %), страны АТР (40,6 %, в том числе Китай – 13,2 %), Канада (20,2 %).

Основные направления поставок газа. Несоответствие основных центров добычи и потребления нефти и газа является основным фактором развития международного нефтегазового рынка. Более 50 % добываемой нефти и около 25% газа пересекают международные границы.

За последние 10 лет объём международных поставок газа вырос более чем на 27 %. Среднегодовой темп роста составил 3,2 %, однако в течение последних пяти лет произошло ускорение роста международной торговли газом. Так, за период 2014–2018 гг. объём международных поставок газа ежегодно рос в среднем на 5,3 %.

Крупнейшими импортерами газа являются Европа, Китай, Северная Америка, Азия (страны ОЭСР, прежде всего – Япония). Наибольший рост импорта газа за период 2010–2018 гг. произошел в Китае, где объём закупаемого газа вырос в 7,4 раза. В Индии импорт газа за тот же период вырос в 2,7 раз. Также растет объём поставок газа в остальные страны Азии с 162 млрд куб. м в 2010 г. до 225 млрд куб. м в 2018 г.

В то же время в ряде регионов закупки газа на международном рынке сократились. Так, в США импорт газа за 10 лет сократился на 22 % (нефти – на 23 %). Это связано прежде всего с существенным увеличением собственной добычи нефти и газа за счет разработки сланцевых месторождений.

Крупнейшими экспортерами газа являются Россия, Ближний Восток, США, Африка, Азия (ОЭСР, в основном – Австралия) [11].

Наибольший рост экспортных поставок газа с 2010 г. пришелся на США (в 3,1 раза) благодаря росту добычи сланцевого газа, на Азию (в 3,6 раз) и на Россию (суммарно +40 трлн куб. м).

Структура импорта газа. В 2018 г. в структуре торговли газом по способу транспортировки 65,1 % приходится на газопроводы и 34,9 % – на СПГ. Суммарный объем импорта газа в 2018 г. составил более 1,2 трлн куб.м. или 32,1 % от общего объёма потребления газа в мире.

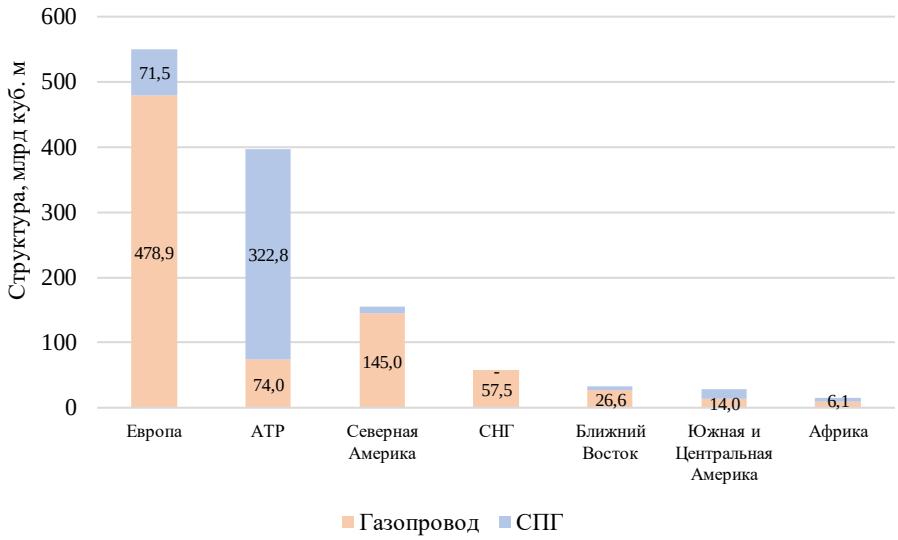


Рис. 3. Мировая структура импорта газа в 2018 г.
Fig. 3. World gas import structure in 2018

Крупнейший рынок природного газа – Европа, чистый импорт составляет 550,5 млрд куб. м, или 100 % внутреннего потребления. Особенностью европейского рынка является структура поставок: так, более 87 % приходится на газопроводы. Крупнейшими поставщиками газа в Европу являются Россия (более 200 млрд куб. м), Норвегия (119 млрд куб. м), Алжир (46,6 млрд куб. м), при этом поставки осуществляются как по газопроводам, так и в виде СПГ.

Второй регион по объёму чистого импорта природного газа – АТР. Суммарный объём импорта стран АТР составляет 396,8 млрд куб. м газа, в том числе 322,8 млрд куб. м поставляется в виде СПГ. Доля импортируемого газа составляет 48 % от объёма потребления.

В АТР располагаются крупнейшие импортеры природного газа, также регион обладает высоким потенциалом по существенному роста импорта природного газа. Крупнейший покупатель природного газа в мире – Китай. С 2010 г. поставки в страну выросли в 7,4 раз и в настоящее время составляют более 121 млрд куб. м. При этом импортные поставки газа в Китай дифференцированы как по направлениям поставок, так и по способам. На газопроводы приходится 40 % импорта, на СПГ – 61 %.

Второй крупнейший покупатель газа – Япония, которая импортирует 113 млрд куб. м СПГ. На третьем месте по объёму поставок располагается Германия, поставки в которую осуществляются исключительно по газопроводам и составляют около 100 млрд куб. м.

Структура экспорта газа. Крупнейшим поставщиком природного газа на мировой рынок являются Россия и страны СНГ, которые обеспечивают 27 % всех международных поставок газа или 332 млрд куб. м (рис. 4). При этом в последние годы происходит диверсификация направлений экспорта: снижение доли Европы и рост поставок газа в страны АТР прежде всего в Китай. Вторым крупнейшим экспортером газа являются страны Европы, прежде всего Норвегия и Нидерланды. Однако основная часть поставок носит внутрирегиональный характер. Третий регион по объёму поставок газа на международный рынок – АТР (193,5 млрд куб. м).

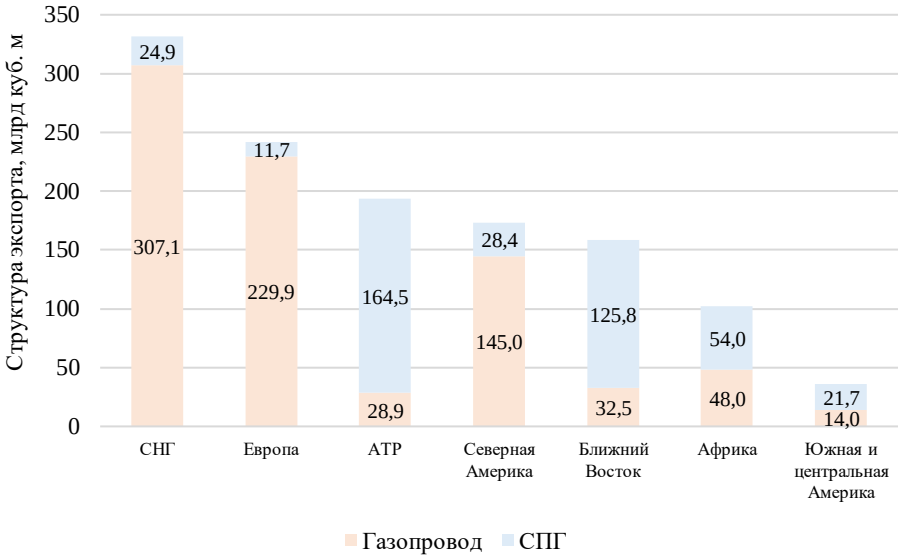


Рис. 4. Мировая структура экспорта газа в 2018 г.
Fig. 4. World gas export structure in 2018

Доля России в структуре поставок газа составляет более 20 %, при этом высокими темпами растет объём поставок СПГ [12]. Так, в 2018 г. на СПГ пришлось более 10 % российского экспорта газа.

Второй крупнейший поставщик газа на мировой рынок – Катар, который поставляет на рынок почти в два раза меньше газа (125 млрд куб. м). Помимо поставок СПГ, Катар также осуществляет трубопроводные поставки в ОАЭ. Ключевое направление поставок СПГ – рынок стран АТР, доля которых в структуре экспорта Катара составляет 62 %. В том числе в Южную Корею поставляется 16 % от общего объёма экспорта, в Индию 12 %, в Японию 11 %.

Норвегия – третья страна по объёму экспорта нефти в 2018 г., поставки которой составляют 10 % мирового экспорта. Основное направление экспорта – страны Европы.

Благодаря росту добычи сланцевого газа США в последние годы интенсивно расширяют поставки газа на международный рынок. Так, в 2018 г. их доля в структуре экспорта выросла до 10 %. Основные направления экспорта природного из США – Мексика (45,8 млрд куб. м) и Канада (21,9 млрд куб. м), СПГ из США – страны АТР (14,9 млрд куб. м).

Заключение

Основной тенденцией развития глобальной энергетики за всю историю человечества является непрерывный рост производства и потребления энергии. В связи с этим ежегодно растут международные поставки нефти и газа. За последние 10 лет объём международных поставок нефти и газа вырос более чем на 25 %.

Наибольший рост импорта нефти за 10 лет произошел в Китае, где объём закупаемой нефти вырос в 2,5 раза. В Индии импорт нефти за тот же период вырос на 70 %. Также растет объём поставок нефти в Европу. При этом крупнейшим поставщиком нефти на мировой рынок являются страны Ближнего Востока.

Крупнейшим потребителем газа в мире является рынок Европы. Крупнейшими поставщиками газа на мировой рынок являются Россия, Катар и Норвегия.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта президента в рамках научного проекта МК–1459.2019.6.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арбатов А.А., Белова М.А. Российская нефтетранспортная инфраструктура в контексте обеспечения экспортных поставок в Европу // Минеральные ресурсы России – 2006. – №4 – С. 36–43.
2. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.
3. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика. – М: ООО «Ист Брук», 2005. – 640 с.
4. Коржубаев А.Г. Стратегия развития инфраструктуры транспорта углеводородов в России // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №1. – С. 82–86.
5. Миловидов К.Н. Экономика газовой промышленности зарубежных стран. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 150 с.
6. Проворная И.В., Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю. Региональная структура экспорта нефти из России с дифференциацией по направлениям поставок // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2019. – № 5. – С. 89–93.
7. Суслов В.И. Коржубаев А.Г Потенциал развития нефтегазотранспортных систем России // Регион: экономика и социология. – 2009. – № 1. – С. 127–144.

8. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Комарова А.В., Немов В.Ю., Шумилова С.И. Экспорт газа из России: структура и динамика поставок // Газовая промышленность. – 2019. – № 1 (779). – С. 86–92.

9. Eder L.V., Filimonova I., Nemov V., Provornaya I. Forecasting sustainable development of transport sectors of Russia and EU: Energy consumption and efficiency [Электронный ресурс] // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2018. – Т. 8. – № 2. – С. 74–80.

10. Philip Andrews–Speed. Energy policy and regulation in the people's republic of China – Kluwer law international, 2004. – p. 405.

11. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.Y. Regional structure of oil export from Russia with differentiation by directions of supplies [Электронный ресурс] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Scientific and Research Conference on Knowledge–based technologies in development and utilization of mineral resources (Novokuznetsk, Russia, 4–7 June 2019, SibSIU). – 2019. – Т. 377. – № 1. – С. 012010–1 – 012010–5.

12. Robert G. Jensen, Theodore Shabad, Artur W. Wright. Soviet natural resources in the world economy. Invest of Chicago Press, 1983 – p. 700.

REFERENCES

1. Arbatov A.A., Belova M.A. Rossijskaya neftetransportnaya infrastruktura v kontekste obespecheniya eksportnyh postavok v Evropu // Mineral'nye resursy Rossii – 2006. – №4 – S. 36–43.

2. Braginskij O.B. Neftegazovyj kompleks mira. – M.: «Neft' i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2006. – 640 s.

3. ZHiznin S.Z. Energeticheskaya diplomatiya Rossii: ekonomika, politika, praktika. – M: OOO «Ist Bruk», 2005. – 640 s.

4. Korzhubaev A.G. Strategiya razvitiya infrastruktury transporta uglevodorodov v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2009. – №1. – S.82–86.

5. Milovidov K.N. Ekonomika gazovoj promyshlennosti zarubezhnyh stran. – M.: «Neft' i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2003. – 150 s.

6. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU. Regional'naya struktura eksporta nefti iz Rossii s differenciaciej po napravleniyam postavok // Naukoemkie tekhnologii razrabotki i ispol'zovaniya mineral'nyh resursov. – 2019. – № 5. – S. 89–93.

7. Suslov V.I. Korzhubaev A.G Potencial razvitiya neftegazotransportnyh sistem Rossii // Region: ekonomika i sociologiya. – 2009. – № 1. – S. 127–144.

8. Eder L.V., Filimonova I.V., Komarova A.V., Nemov V.YU., SHumilova S.I. Eksport gaza iz Rossii: struktura i dinamika postavok // Gazovaya promyshlennost'. – 2019. – № 1 (779). – S. 86–92.

9. Eder L.V., Filimonova I., Nemov V., Provornaya I. Forecasting sustainable development of transport sectors of Russia and EU: Energy consumption and efficiency [Elektronnyj resurs] // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2018. – T. 8. – № 2. – S. 74–80.

10. Philip Andrews–Speed. Energy policy and regulation in the people's republic of China – Kluwer law international, 2004. – p.405.

11. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.Y. Regional structure of oil export from Russia with differentiation by directions of supplies [Elektronnyj resurs] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Scientific and Research Conference on Knowledge–based technologies in development and utilization of mineral resources (Novokuznetsk, Russia, 4–7 June 2019, SibSIU). – 2019. – T. 377. – № 1. – S. 012010–1 – 012010–5.

12. Robert G. Jensen, Theodore Shabad, Artur W. Wright. Soviet natural resources in the world economy. Invest of Chicago Press, 1983 – p. 700.

© И. В. Проворная, 2020

УДК 338.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-098

КЛАСТЕРИЗАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ РОССИИ

Алина Алимовна Тагаева
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел. (913)9518067, e–mail: tagaeva18.09@yandex.ru

Юрий Алексеевич Дзюба
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e–mail: DzyubaYA@ipgg.sbras.ru

На территории Российской Федерации расположено более, чем 30 заводов, перерабатывающих нефть и изготавливающих продукты конечного пользования. В связи с необходимостью ускоренной модернизации нефтеперерабатывающих заводов в 2014 году было принято решение о реализации реформ налогообложения, а в 2015 году было выявлено положительное влияние принятых в условиях низких цен на нефть на состояние отраслей топливно–энергетического комплекса и их конкурентоспособность на международном рынке. Вместе с тем остаётся ряд нерешённых вопросов, таких как всё еще не высокая глубина переработки на уровне 80–85%, неполная загрузка установок, а также очень низкая доля выхода светлых нефтепродуктов на отдельных нефтеперерабатывающих заводах. Поэтому было проведено комплексное исследование состояния НПЗ в России, а также их кластеризация с целью выработки рекомендаций для каждой группы с целью улучшения эффективности отрасли в целом.

Ключевые слова: нефтеперерабатывающие заводы, кластеризация, методы анализа многомерных данных.

CLUSTERING OF OIL REFINING PLANTS IN RUSSIA

Alina A. Tagaeva
Novosibirsk State University, 2, Pirogov St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, (913)9518067, e–mail: tagaeva18.09@yandex.ru

Yuri A. Dziuba
IPGG SB RAS, 3, Academician Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, e–mail: DzyubaYA@ipgg.sbras.ru

Today in Russian Federation there are more than 30 oil–refining plants that refine crude oil and make final consumption products. Because of a necessity of quick modernization of oil–refining plants taxes reforming decisions were made in 2014. In 2015 statistics showed a positive effect occurred by these measures and Russian oil refining industry became more competitive despite the low oil price fact. Nevertheless there are still problems as low processing depth, incomplete loading of facilities and really low indicators of particular plants. So the applied method of clustering oil refining plants was made to make recommendations for every group in order to make whole industry more effective.

Key words: oil–refining plants, clustering, multidimensional data analysis methods.

Введение

Нефтеперерабатывающая промышленность является важным элементом системы энергообеспечения экономики страны и главным направлением использования нефти на внутреннем рынке по средствам её переработки в нефтепродукты. В настоящее время на территории Российской Федерации расположено более, чем 30 заводов, перерабатывающих нефть и изготавливающих нефтепродукты конечного пользования.

В 2011 году российскими нефтяными компаниями в рамках четырёхсторонних соглашений (нефтегазовые компании, Росстандарт, ФАС России, Ростехнадзор) были взяты обязательства по выполнению программ по модернизации нефтеперерабатывающей отрасли для производства нефтепродуктов. В рамках исполнения соглашений с учётом внесённых в 2016 году корректировок предусмотрены реконструкция и строительство 128 установок вторичной переработки сырья.

В связи с необходимостью поддержки нефтеперерабатывающей отрасли, обеспечения потребностей внутреннего рынка в нефтепродуктах и усиления экономических стимулов к ускоренной модернизации нефтеперерабатывающих заводов в 2014 году было принято решение о реализации большого налогового манёвра, направленного на кардинальную реформу налогообложения нефтедобычи с одновременным увеличением ставок экспортных пошлин на нефтепродукты и снижением ставок акцизов на моторные топлива.

Результаты проведённого в 2015 году мониторинга большого налогового манёвра свидетельствуют о его положительном влиянии в условиях низких цен на нефть на состояние отраслей топливно–энергетического комплекса и их конкурентоспособность на международном рынке.

Исследованию проблем и перспектив развития отрасли посвящен широкий круг отечественных работ. Оценка долгосрочных перспектив развития мировой и российской нефтеперерабатывающей промышленности освещены в работах А.П. Соломонова, Н.А. Будариной. По прогнозам А.П. Соломонова мировой

спрос на светлые нефтепродукты, а в частности на дизельное топливо будет возрастать наиболее интенсивно среди нефтепродуктов и доля дизельного топлива в общемировом потреблении нефтепродуктов увеличится к 2025 г. с 32 до 37%, что будет требовать изменения конфигурации действующих мощностей по переработке. Также автор солидарен с прогнозами ОПЕК о росте ежедневного объема нефтепереработки к 2013 г. до 79,3 млн баррелей. Н.А. Бударина считает, что благодаря работам по модернизации и введению в эксплуатацию новых мощностей, к 2024 году выход светлых нефтепродуктов в среднем по России достигнет 73%, что позволит догнать по этому показателю европейские НПЗ. [1, с 14], [2, с.4]

Цель данной работы – сгруппировать нефтеперерабатывающие заводы России с точки зрения максимальной схожести значений показателей с целью выявления проблем каждой группы и повышения эффективности отрасли в целом. Такие задачи могут решиться методом иерархической кластеризации. Кластерный анализ – задача разбиения заданной выборки объектов на непересекающиеся подмножества, называемые кластерами, так, чтобы каждый кластер состоял из схожих объектов, а объекты разных кластеров существенно отличались. Основное внимание иерархической кластеризации уделяется систематизации и обработке данных, которые направлены на выявление характера и структуры взаимосвязей между компонентами исследуемого многомерного признака и предназначены для получения научных и практических выводов. [3, с. 5]

Изначально «кластер» определяли, как объединение нескольких однородных элементов, которое может рассматриваться как самостоятельная единица, обладающая определёнными свойствами. [4, с. 2]

Первые работы, описывающие методы кластерного анализа относятся к концу 30–х годов 20го века. Считается, что термин «кластерный анализ» первым в употребление ввёл американский психолог из университета Беркли Роберт Трайон (Robert C. Tryon) в 1939. Однако активный интерес к данной теме

пришёлся на период 60–80 гг. Импульсом для разработки многих кластерных методов послужила книга «Начала численной таксономии», опубликованная в 1963 г. двумя биологами — Робертом Сокэлом и Петером Снитом. [5, с. 17]

Систематизация имеющихся в экономической иностранной литературе определений позволила рассматривать кластер как рыночный институт, характеристика которого возможна с трёх позиций:

1) взаимосвязанности предприятий и организаций, географически близко расположенных друг к другу или схожих по экономическим показателям;

2) отраслевой принадлежности;

3) локализации сетей, которые производят выгоды для задействованных фирм. [4, с. 8]

Методы и материалы

Методом, с помощью которого было проведено данное исследование, является кластерный анализ. Кластерный анализ позволяет упорядочить разнородные данные в группы по выделенным признакам.

Проанализировать нефтеперерабатывающие заводы России с целью выделения наиболее схожих групп наиболее эффективно методом иерархического кластерного анализа. В общем случае иерархический кластерный анализ предназначен для объединения некоторых объектов в кластеры таким образом, чтобы в один кластер попадали максимально схожие, а объекты различных классов максимально отличались друг от друга (SingleLink)

Описание алгоритма

Этап. 1 Подготовительный

- Составление базы данных показателей по заводам

Базой данных является таблица, в которой по вертикали размещены 24 завода, а горизонтально расположены 6 основных показателей, с помощью которых и будет определяться мера сходства или различия объектов анализа. (табл. 1.)

Таблица 1. Макет базы данных
Table 1. Database layout

	X_1	**X_2**	**X_3**	**…**	**X_6**
Объект 1	X_{11}	X_{12}	X_{13}		$X_{1\ 6}$
Объект 2	X_{21}	X_{22}	X_{23}	…	$X_{2\ 6}$
Объект 3	X_{31}	X_{32}	X_{33}		$X_{3\ 16}$
…	…				
Объект 24	$X_{24\ 1}$	$X_{24\ 2}$	$X_{24\ 3}$	…	$X_{24\ 6}$

- Обоснование выбора показателей

Было выбрано 6 показателей, которые являются основными для оценки деятельности нефтеперерабатывающего завода.

Таблица 2. Выбранные показатели нефтеперерабатывающих заводов
Table 2. Selected indicators of oil refining plants

X_1	Первичная переработка нефти, тыс тонн
X_2	Производство автомобильного бензина, тыс тонн
X_3	Производство дизельного топлива, тыс тонн
X_4	Мазут топочный валовой, тыс тонн
X_5	Глубина переработки нефти, %
X_6	Загрузка установок первичной переработки нефти, %

Первичная переработка нефти. Добытая нефть это смесь различных углеводов, которые имеют разный молекулярный вес, температуру кипения и соединения. Первичная переработка нефти заключается в разделении подготовленной нефти и газов на фракции и группы углеводородов. При перегонке получают большой ассортимент нефтепродуктов и полупродуктов, который является самой главной основой всей деятельности завода.

Производство автомобильного бензина. Объем произведённого автомобильного бензина является важнейшей характеристикой деятельности. Бензин получают за счет переработки нефти, природного газа, газового конденсата, торфа, угля, горючих сланцев, и синтезом из водорода и окиси углерода. В среднем, больше 20% нефти, поступающей на завод, перерабатывают в бензин.

Производство дизельного топлива. Производство дизельного топлива является сложным технологическим процессом. Качественное дизельное топливо могут производить лишь крупные нефтеперерабатывающие заводы, использующие самые передовые технологии. Только при полном контроле каждого технологического шага можно обеспечить требуемые характеристики дизельного топлива.

Мазут топочный валовой**.** Мазут является остатком выделения нефти и ее производных: бензина, керосина, различных смол. Максимально эффективная переработка мазута должна привести к значительному сокращению производства котельных видов топлива.

Глубина переработки нефти. Глубина переработки нефти является величиной, показывающей отношение объема полученных продуктов переработки нефти к общему объёму затраченной нефти при переработке и является одним из главных показателей эффективности переработки нефти заводом.

Загрузка установок первичной переработки нефти. Установки первичной переработки нефти – это основное оборудование предприятий нефтеперерабатывающей отрасли. От их работы напрямую зависит качество получаемой продукции, а также количественный выход получаемых нефтепродуктов, к которым относятся различные виды топлива, масла и сырье для вторичной переработки или других производственных процессов.

Этап 2. Приведение данных к сопоставимому виду.

Так как выбранные для анализа данные имеют разную шкалу измерения, целесообразно привести их к соизмеримому виду, который можно будет применить для расчета меры различия между заводами. Для этого стандартизуем исходные данные. После преобразования имеем новые данные со средним значением равным нулю и единичным стандартным отклонением.

Этап 3. Нахождение меры различия между анализируемыми объектами

Для того, чтобы начать распределение заводов по кластерам, необходимо выбрать меру относительно которой будет определяться, являются ли заводы объектами с близкими значениями и на каком уровне определяются в один кластер. Мерой был выбран наиболее общий тип расстояния, используемый для измерений между многомерными данными –евклидово расстояние.

После выбранной метрики, составляем новую таблицу с вычисленными мерами попарно между всеми заводами (табл. 3.)

Таблица 3. Макет таблицы вычисленных мер различия между заводами
Table 3. Layout table of calculated measures of differences between plants

	X_1	X_2	X_3	…	X_{24}
X_1	0,0	$d(X_1,X_2)$	$d(X_1,X_3)$		$d(X_1,X_{24})$
X_2	$d(X_1,X_2)$	0,0	$d(X_2,X_3)$	…	$d(X_2,X_{24})$
X_3	$d(X_1,X_3)$	$d(X_2,X_3)$	0,0		$d(X_3,X_{24})$
…	…			0,0	…
X_{24}	$d(X_1,X_{24})$	$d(X_2,X_{24})$	$d(X_3,X_{24})$	…	0,0

Этап 4. Непосредственно кластеризация объектов

- Нахождение минимального значения различия между заводами и объединение их в один кластер
- Составление новой таблицы с мерами расстояния с объединёнными в один кластер заводами. При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объединённых объектов
- Нахождение нового минимального значения, объединение объектов в один кластер, составление новой матрицы расстояний.
- Продолжение процесса до тех пор, пока не останется два кластера

Таким образом, при проведении кластерного анализа по принципу “ближнего соседа” получаем два кластера, наиболее удалённых друг от друга.

Этап 5. Представление результатов с помощью дендрограммы

Дендрограмма показывает степень близости отдельных объектов и кластеров, а также наглядно демонстрирует в графическом виде

последовательность их объединения или разделения. Количество уровней дендрограммы соответствует числу шагов слияния или разделения кластеров.

Этап 6. Описание кластеров

Описание кластеров содержит общую информацию о каждом заводе, вошедшем в данный кластер, а также некоторые общие параметры и данные, подтверждающие однородность группировок.

Для описания конкретных кластеров необходимо выбрать уровень, на котором эти кластеры будут определены (выбрать количество описываемых кластеров), что происходит, как правило, исходя из высоты «скачков» на дендрограмме. Когда расстояние между объединяемыми кластерами существенно возрастает, на дендрограмме видна существенная разница между расстояниями, на которых начинают объединяться кластеры, что содержательно означает попадание в кластер значимо неоднородных объектов.

Результаты

Согласно описанному алгоритму кластеризации нефтеперерабатывающих заводов, был проведён следующий процесс:

На этапе 1 была составлена исходная база данных за 2017–й год по 24 заводам с рассмотрением 6 показателей (табл. 4.)

Таблица 4. Исходная база данных с показателями по заводам
Table 4. Oil–refining plants initial data

2017 год	Пр–во автомобильного бензина, тыс тонн	Пр–во дизель–ного топлива, тыс тонн	Мазут топоч–ный валовой, тыс тонн	Первич–ная перера–ботка нефти, тыс тонн	Глубина перера–ботки, %	Загрузка установок первичной перера–ботки нефти, %
Ангарская НХК	1368,4	2695,9	820,1	9627,0	91,5	94,5
АчинскийНПЗ	976,3	1938,6	1592,8	6323,2	74,8	84,3
Комсомольский НПЗ	547,8	1855,5	160,2	6438,5	97,5	80,5

Продолжение таблицы 4
Continuation of table 4

Куйбышевский НПЗ	789,3	1609,6	1753,6	5195,3	66,3	74,3
Новокуйбышевский НПЗ	1397,0	2213,5	2037,0	8050,2	74,7	84,6
Рязанская НПК	3033,0	3057,0	3822,4	13335,2	71,3	77,8
Саратовский НПЗ	943,3	1761,2	1115,3	5770,9	80,7	82,4
СызранскийНПЗ	1080,9	1955,3	921,4	5941,4	84,4	69,9
Волгограднефтепере–работка	1894,0	6141,4	994,4	14094,9	92,9	89,8
Нижегороднефте–оргсинтез	4139,8	3894,6	3512,9	14215,1	75,2	83,6
Пермнефтеоргсинтез	1665,6	5076,4	367,2	12598,9	97,1	96,2
Ухта–нефтепереработка	432,4	752,8	576,5	2310,4	75,1	58,1
Хабаровский НПЗ	623,9	912,1	110,7	4669,0	97,6	93,4
Московский НПЗ	1964,5	1723,7	1806,2	9371,3	80,7	77,1
Омский НПЗ	4826,8	6210,7	1510,7	19576,9	92,3	88,1
Киришинефте–оргсинтез	2549,5	6535,5	7109,3	18187,2	60,9	90,5
Ярославнефте–оргсинтез	2590,1	4221,7	5052,0	15479,3	67,4	103,2
Газпром добыча Астрахань	927,3	661,0	328,7	2047,4	83,9	61,9
Филиал Башнефть–Новойл	865,8	1685,4	957,5	6873,4	86,1	97,1
Филиал Башнефть–УНПЗ	1546,1	2625,9	1744,0	5057,2	65,5	76,6
Филиал Башнефть–Уфанефтехим	1354,7	2414,1	506,2	6990,2	92,8	73,6
Газпром нефтехимСалават	916,2	1512,8	578,8	6476,5	91,1	64,8
Орскнефтеоргсинтез	744,4	911,5	698,6	4743,8	85,3	82,4
ТАИФ–НК	479,1	2227,7	2034,3	8175,4	75,1	98,0

Согласно этапу 2 в каждом столбце был найден максимальное значение показателя, и относительно него были нормированы по соответствующему столбцу остальные значения.

На этапе 3 были попарно рассчитаны евклидовы расстояния между всеми заводами и составлена таблица вычисленных мер различия между заводами согласно макету.

Далее была проведена сама кластеризация нефтеперерабатывающих заводов и выделены кластеры, каждый из которых содержит те НПЗ, значения которых однородны (этап 4)

На 5 этапе была построена дендрограмма (рисунок 1), которая наиболее ярко характеризует степень близости значений объектов относительно друг друга

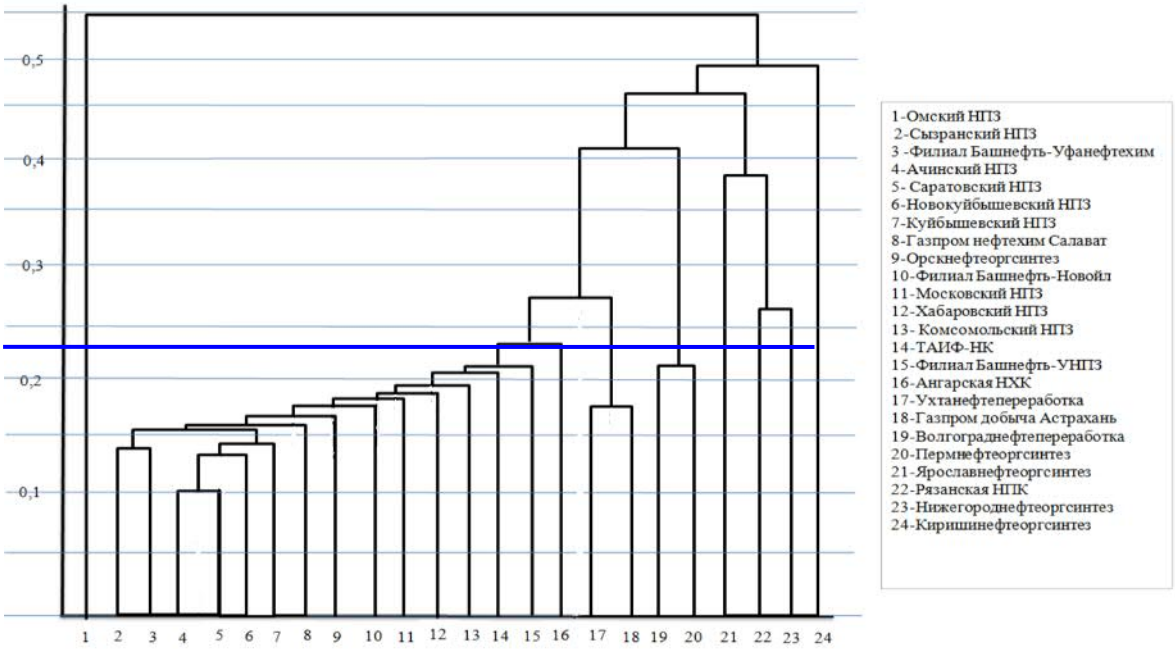


Рис. 1. Дендрограмма
Fig. 1. Dendrogram

Двигаясь сверху вниз, НПЗ имеют более однородные показатели, объединяются и формируют кластеры. Каждый узел диаграммы, приведенной выше, представляет объединение двух или более кластеров, положение узлов на вертикальной оси определяет расстояние, на котором были объединены соответствующие кластеры.

6 этап является заключительным в процессе кластеризации и представлен более подробно в следующем пункте анализа.

Обсуждение

В первом кластере Омский нефтеперерабатывающий завод — один из крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий России. Принадлежит компании «Газпром нефть». Является одним из самых современных нефтеперерабатывающих заводов России и одним из крупнейших в мире. Поэтому его характеристики существенно отличаются от других НПЗ, представленных для анализа. Первичная переработка нефти завода составила 19576,9 тыс тонн за 2017 год, глубина переработки нефти– 92,28%.

Во второй кластер вошло самое большое количество заводов России. Это Ангарская НХК, Ачинский НПЗ, Комсомольский НПЗ, Куйбышевский НПЗ Новокуйбышевский, НПЗ Сызранский, НПЗ Саратовский, НПЗ компании Роснефть, от компании Лукойл в кластер вошел один завод– Ухтанефтепереработка, от ННК–Хабаровский НПЗ, Московский НПЗ от компании Газпромнефть, три завода Башнефти: Филиал Башнефть–Уфанефтехим, Филиал Башнефть–Новойл, Филиал Башнефть–УНПЗ, Газпром добыча Астрахань компании Газпром, а также ГазпромнефтехимСалават, Орскнефтеоргсинтез и ТАИФ–НК. Все предприятия, представленные в этом кластере являются ведущими НПЗ России со средней первичной переработке нефти 6121,2 тыс тонн, глубиной переработки 82,53% и загруженностью установок 79,61%.

В третий кластер вошло 2 завода компании Лукойл: Волгограднефтепереработка и Пермнефтеоргсинтез, которые превышают средние показатели НПЗ, и показывают одни из самых высоких результатов переработки и загруженности установок по сравнению со многими другими НПЗ России. Волгограднефтепереработка– крупнейший производитель нефтепродуктов в Южном федеральном округе. Первичная переработка нефти компании в 2017 году составила 14094,9 тыс тонн, автомобильного бензина–

1894,0 тыс тонн, дизельного топлива–6141,4тыс тонн. Глубина первичной переработки нефти составила 92,94 %, а загруженность установок первичной переработки нефти–89,79 %. Пермнефтеоргсинтез– предприятие топливно–масляного направления, расположено в Пермском крае, более 50% выпускаемых предприятием нефтепродуктов отгружается на экспорт. Первичная переработка составила12598,9 тыс тонн, а производство бензина и дизельного топлива 1665,6 и 5076,4 тыс тонн соответственно. Предприятие имеет максимальную глубину переработки в России–97,09% и загрузку установок первичной переработки нефти– 96,17%.

Четвертый кластер состоит из всего одного завода– Ярославнефтеоргсинтез, один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов России, принадлежит компании Славнефть. Предприятие введено в эксплуатацию в 1961 году и сегодня входит в число лидеров отрасли по производству высококачественных нефтепродуктов. Первичная переработка нефти компании в 2017 году составила 15479,3 тыс тонн, загрузка установок первичной переработки нефти–103,2%. Предприятие имеет относительно невысокий показатель глубины переработки нефти– 67,36%, что является более низким значением, чем в среднем по России.

Пятый кластер объединил 2 завода: Рязанскую НПК компании Роснефть и Нижегороднефтеоргсинтез Лукойла. Предприятия характеризуются большими объемами первичной переработки нефти и самыми большими объёмами производства автомобильного бензина (после Омского НПЗ). Рязанская НПК– крупнейшая перерабатывающее предприятие компании Роснефть с первичной переработкой нефти объемом 13335,2 тыс тонн и производством автомобильного бензина– 3033,0 тыс тонн. Нижегороднефтеоргсинтез – предприятие топливно–масляного профиля в Нижегородской области. Первичная переработка нефти предприятия составила 14215,1 тыс тонн, а производство автомобильного бензина– 4138,9 тыс тонн. Показатели глубины

переработки и загруженности установок по первичной переработки нефти у обоих заводов находятся на уровне ниже, чем в среднем по России.

Шестой кластер включил один нефтеперерабатывающий завод компании Сургутнефтегаз–Киришинефтеоргсинтез, который является единственным НПЗ на Северо–западе России. По объему переработки (18187,2 тыс тонн в год) Киришинефтеоргсинтез входит в пятерку крупнейших заводов страны. Киришинефтеоргсинтез производит все виды топлива, а также продукцию для нефтехимической и лакокрасочной промышленности, для предприятий бытовой химии и строительной индустрии. Предприятие производит 2549,5 тыс тонн автомобильного бензина и 6535,5 тыс тонн дизельного топлива в год. При этом у завода один из самых низких показателей глубины переработки нефти по стране– 60,91% и достаточно высокая загруженность установок по первичной переработке– 90,48%

Таким образом, был проведен кластерный анализ нефтеперерабатывающих заводов России с целью разработки дальнейших рекомендаций и улучшения отрасли в целом

Заключение

В работе проанализированы методы обработки данных, и на основе метода кластеризации, сгруппированы нефтеперерабатывающие заводы России с точки зрения максимальной схожести значений показателей. По проделанной работе можно сделать следующие выводы:

Адаптирован иерархический алгоритм для кластеризации нефтеперерабатывающих заводов, проведена с его помощью кластеризация нефтеперерабатывающих заводов. В результате было выделено шесть кластеров. Каждый кластер включил в себя те НПЗ, которые однородны по своим параметрам первичной переработки, производству основных нефтепродуктов, глубине переработки нефти и загрузке оборудования первичной переработки. Был проведен анализ каждого из выбранных кластеров:

- В один из кластеров вошло абсолютное большинство рассматриваемых нефтеперерабатывающих заводов, что обусловлено их высокой схожестью и средними показателями по России;
- Три кластера включают всего по одному заводу: Омский НПЗ, Киришинефтеоргсинтез и Ярославнефтеоргсинтез, которые имеют объемы первичной переработки свыше 15000 тыс тонн в год и являются крупнейшими заводами как в России, так и в мире;
- Два кластера включили по два завода, имеющих не самые высокие показатели, но выше, чем в среднем по России.

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта № 20–010–00699 а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Соломонов А. П. Оценка долгосрочных перспектив развития мировой нефтеперерабатывающей промышленности // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2016. – №. 5 (87).
2. Бударина Н. А., Прокопович Р. С. Перспективы нефтеперерабатывающей промышленности России // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2019. – №. 6. – С.1.
3. Мандель И. Д. Кластерный анализ //М.: Финансы и статистика. – 1988. – Т. 176.
4. Трокаль Т.В. Кластерный подход в экономике России и за рубежом. – Москва [Электронный ресурс]. URL: https://interactive–plus.ru/e–articles/374/Action374–130368.pdf (дата обращения 11.04.2019).
5. Миркин Б. Г. Методы кластер–анализа для поддержки принятия решений: обзор. , 2011.
6. Аналитические таблицы // Нефтегазовый журнал Инфо–ТЭК. – 2019. – № 1. – С. 100–115.
7. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК в январе–декабре 2018 г. //ТЭК России. – 2019. – № 1. – С. 54–69.

REFERENCES

1. Solomonov A. P. Ocenka dolgosrochnyh perspektiv razvitija mirovoj neftepererabatyvajushhej promyshlennosti // Upravlenie jekonomicheskimi sistemami: jelektronnnyj nauchnyj zhurnal. – 2016. – №. 5 (87).
2. Budarina N. A., Prokopovich R. S. Perspektivy neftepererabatyvajushhej promyshlennosti Rossii // Mezhdunarodnyj zhurnal gumanitarnyh i estestvennyh nauk. – 2019. – №. 6–1.
3. Mandel' I. D. Klasternyj analiz // M.: Finansy i statistika. – 1988. – T. 176.

4. Trokal' T.V. Klasternyj podhod v jekonomike Rossii i za rubezhom. – Moskva [Jelektronnyj resurs]. URL: https://interactive–plus.ru/e–articles/374/Action374–130368.pdf (data obrashhenija 11.04.2019).

5. Mirkin B. G. Metody klaster–analiza dlja podderzhki prinjatija reshenij: obzor. – 2011.

6. Analiticheskie tablicy // Neftegazovyj zhurnal Info–TJeK.– 2019. – № 1. – S. 100–115.

7. Itogi proizvodstvennoj dejatel'nosti otraslej TJeK v janvare–dekabre 2018 g. //TJeK Rossii.– 2019. – № 1. – S. 54–69.

© А.А.Тагаева, Ю.А. Дзюба 2020

УДК 338.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-099

ВЛИЯНИЕ БЮДЖЕТНОЙ СИСТЕМЫ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ ДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ

Арина Валерьевна Торощина
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел.: +7(913)898–80–51, e–mail: a.toroshchina@g.nsu.ru

Ирина Викторовна Проворная
Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН; 630090, г. Кемерово, пр–т Советский, 18; кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник, тел.: +7(383)333–28–14, e–mail: provornayaiv@gmail.com

Было выявлено, что самое сильное влияние оказывают такие факторы, как налоговая доходность и сбалансированность налоговых отчислений. Самое минимальное воздействие оказывает дефицит регионального бюджета. Установлена отрицательная зависимость между налоговой доходностью и сбалансированностью налоговых отчислений. Также выявлена слабая положительная зависимость между налоговой нагрузкой бюджета и уровнем бюджетной обеспеченности регионов. Установлена положительная зависимость между сбалансированностью налоговых отчислений и приростом добычи нефти на 2011–2018гг., а также отрицательная зависимость между первым фактором (налоговая доходность) и приростом добычи нефти за 2011–2018 гг.

Ключевые слова: факторный анализ, логарифмический метод, валовый региональный продукт (ВРП), добывающие регионы

THE IMPACT OF THE BUDGET SYSTEM ON THE ECONOMIC GROWTH OF EXTRACTIVE REGIONS

Arina V. Toroshchina
Novosibirsk State University, 2, Pirogov St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, phone: +7(913)898–80–51, e–mail: a.toroshchina@g.nsu.ru

Irina V. Provornaya
Kemerovo Science Center SB RAS, 630090, Kemerovo, Sovetsky Ave., 18; Ph. D., Docent, Senior Researcher, tel.: +7 (383)333–28–14, e–mail: provornayaiv@gmail.com

It was found that the strongest influence is exerted by such factors as tax profitability and the balance of tax deductions. The minimal impact is exerted by the regional budget deficit. A negative relationship has been established between tax revenue and the balance of tax deductions. A weak positive relationship between the tax burden of the budget and the level of regional budgetary provision was also revealed. A positive relationship was established between the balance of tax deductions and an increase in oil production for 2011–2018, as well as a negative relationship between the first factor (tax return) and an increase in oil production for 2011–2018

Key words: factor analysis, logarithmic method, gross regional product (GRP), extractive regions

Введение

Экономический рост является одним из ключевых показателей для понимания перспектив социально–экономического развития регионов. Количественные и качественные изменения, происходящие в регионах Российской Федерации, можно оценить на основе темпов роста ВРП на душу населения. Чтобы обеспечить рост того или иного региона, стоит понимать, какие факторы стимулируют экономический рост, а какие сдерживают, а также важно понять, что из себя представляет экономика регионов в целом. В настоящее время существует множество моделей, благодаря которым появляется возможность исследовать условия достижения оптимального экономического роста и выявлять эффективную долгосрочную экономическую политику [1].

Во всех регионах России ВРП на душу населения в период 2010–2018гг. был нестабильным, наблюдались периоды спада и подъема. Часть сильных колебаний была связана с финансовым кризисом, происходившим в России в 2014–2015гг. Всегда проблема развития экономики как страны в целом, так и отдельно регионов, носила острый характер. Важно понять, какие факторы влияют на экономический рост, в нашем случае, добывающих регионов и как можно улучшить экономическое состояние каждого региона.

Для оценки влияния факторов на ВРП российские и зарубежные авторы используют разные модели. Так, для анализа неравномерного развития регионов России С.В. Панкова и А.П. Цыпин в своей работе использовали кластерный и корреляционно–регрессионный анализ [1]. Благодаря такому исследованию авторы смогли предположить, что органам власти нужно сконцентрировать свое внимание на улучшении уровня жизни населения, чтобы повысить ВРП.

В нашем исследовании рассмотрим работы, посвященные измерению и декомпозиции неравенства. Это работа Л.И. Ниворожкиной, С.В. Арженовского, Л.А. Сафаровой «Статистическое оценивание уровня неравенства и бедности Российских», где использовался коэффициент Джини для декомпозиции неравенства. О.А. Кислицына в своем исследовании применяла декомпозицию

по источнику дохода и по подгруппам населения, объясняя тем самым, как социально–экономические изменения повлияли на поляризацию [2].

Исследователи часто используют разные коэффициенты для оценки неравномерности размещения показателей, например, коэффициенты Тейла, Джини, Аткинсона и другие. Мы же будем применять декомпозицию LMDI–1 (Logarithmic Mean Divisia Index) для анализа влияния факторов на экономический рост регионов. Рассматриваемую декомпозицию использовали в своих работах Ю.В. Раскина, В.В. Ковалев, В.П. Сергеев и другие.

Целью данной работы является оценка и анализ влияния различных факторов на экономический рост добывающих регионов. Для достижения этой цели были определены следующие задачи:

1) Анализ методических подходов к оценке экономического роста добывающих регионов РФ.
2) Статистический анализ ВРП и каждого фактора в отдельности.
3) Факторный анализ добывающих регионов России.

Методы и материалы

Разложение экономического роста на влияние предопределенных факторов основано на аналитической концепции показателей и является расширением логарифмического метода факторного анализа. Основой для построения зависимости послужил метод декомпозиции LMDI–1, который подробно описан в книге Ковалева и Волковой для аддитивной декомпозиции влияния факторов, как логарифмический метод экономического анализа хозяйственной деятельности предприятия. Данный метод позволяет получить разложение факторов без остатка и широко используется в исследованиях других авторов [3–6].

Описание алгоритма:

Этап 1. Выбор показателей для проведения факторного анализа.

Было выбрано 5 факторов, влияющих на экономический рост добывающих регионов:

1) Налоговая доходность.
2) Сбалансированность налоговых отчислений.
3) Налоговая обеспеченность регионального бюджета.
4) Дефицит регионального бюджета.
5) Уровень бюджетной обеспеченности регионов.

Этап 2. Построение модели факторного анализа.

Для проведения факторного анализа была составлена следующая зависимость (табл. 1):

$$\frac{GRP}{P} = \frac{GRP}{MET} \cdot \frac{MET}{Tax} \cdot \frac{Tax}{BR} \cdot \frac{BR}{BE} \cdot \frac{BE}{P}$$

Таблица 1. Расшифровка показателей факторного анализа
Table. 1. Deciphering the indicators of factor analysis

Показатель	Формула	Обозначения
Экономический рост (Y)	GRP/P	GRP – валовый региональный продукт; P –население
Налоговая доходность (GM)	GRP/MET	GRP – валовый региональный продукт; MET – налог на добычу полезных ископаемых
Сбалансированность налоговых отчислений (MT)	MET/Tax	MET – налог на добычу полезных ископаемых; Tax – налоги, сборы, поступившие в бюджет
Налоговая обеспеченность регионального бюджета (TB)	Tax/BR	Tax – налоги, сборы, поступившие в бюджет; BR – доходы консолидированного бюджета
дефицит регионального бюджета (BB)	BR/BE	BR – доходы консолидированного бюджета; BE – расходы консолидированного бюджета
Уровень бюджетной обеспеченности населения (BP)	BE/P	BE – расходы консолидированного бюджета; P –население

В итоге мы получили следующую формулу:

$$Y = GM * MT * TB * BB * BP,$$

где Y – экономический рост; GM – налоговая доходность; MT – сбалансированность налоговых отчислений; TB – налоговая обеспеченность; BB – дефицит регионального бюджета; BP – уровень бюджетной обеспеченности населения.

Этап 3. Расчет влияния факторов и оценка роли каждого из них в изменении величины результативного показателя.

Для каждого добывающего региона, а также для России в целом (суммарно для всех рассматриваемых регионов) был произведен расчет влияния факторов в период 2010–2018гг.

Разложение экономического роста ΔY с использованием модели дает нам вклад следующих факторов: влияние налоговой доходности $\Delta Y(GM)$, сбалансированности налоговых отчислений $\Delta Y(MT)$, налоговой обеспеченности $\Delta Y(TB)$, дефицита регионального бюджета $\Delta Y(BB)$, уровня бюджетной обеспеченности населения $\Delta Y(BP)$.

$$\Delta Y = Y(t) - Y(t-1) = \Delta Y(GM) + \Delta Y(MT) + \Delta Y(TB) + \Delta Y(BB) + \Delta Y(BP)$$

Для оценки используется метод декомпозиции LMDI, который выражается следующим образом на примере влияния налоговой доходности, при неизменности всех других факторов:

$$\Delta Y = \frac{Y(t)-Y(t-1)}{LN(Yt)-LN(Y(t-1))} * LN(\frac{GMt}{GM(t-1)}),$$

где Y – экономический рост, GM – налоговая доходность.

Влияние каждого фактора будет гипотетическим изменением экономического роста, которое может произойти в результате изменения этого фактора при условии, что все остальные факторы постоянны.

Этап 4. Анализ и выявление закономерностей влияния факторов на экономический рост.

На основании полученных данных был проведен анализ влияния каждого фактора на экономический рост для каждого добывающего региона, а также выявлены закономерности по силе влияния тех или иных факторов.

Результаты

Анализируя такой показатель, как экономический рост, рассчитанный как ВРП на душу населения для всех добывающих регионов РФ в период 2010–2018гг. видно, что он был также нестабильным, как и сам валовый региональный продукт. Средний темп прироста рассматриваемого показателя равнялся 10,5%. Наибольший экономический рост наблюдался в Ханты–Мансийском, Ненецком и Ямало–Ненецком АО, а самые маленькие значения приходились на Ставропольский край, республику Дагестан и республику Ингушетию (табл. 2).

Таблица 2. Влияние факторов на экономический рост в 2018г, %
Table 2. The influence of factors on economic growth in 2018, %

Регион	ΔY	ΔY(GM)	ΔY(MT)	ΔY(TB)	ΔY(BB)	ΔY(BP)
Астраханская область	100	–254	210	98	17	28
Волгоградская область	100	–21	–14	50	20	65
Калининградская область	100	62	–103	–11	3	149
Краснодарский край	100	–66	46	65	17	38
Красноярский край	100	–207	138	113	3	54
Ненецкий АО	100	–42	–6	69	–23	102
Новосибирская область	100	227	–204	14	8	54
Омская область	100	179	–204	23	18	84
Оренбургская область	100	–44	–5	90	21	38
Пензенская область	100	48	–57	57	14	38
Пермский край	100	–146	66	97	5	78
Республика Башкортостан	100	–90	58	33	25	74
Республика Дагестан	100	–26	0	47	26	53
Республика Ингушетия	100	–97	146	18	–5	38
Республика Калмыкия	100	10	–21	57	2	52
Республика Коми	100	–128	52	60	28	88
Республика Саха (Якутия)	100	–585	537	64	2	82
Республика Татарстан	100	–70	10	78	15	67
Самарская область	100	–79	50	59	28	42
Саратовская область	100	–151	73	101	29	47
Сахалинская область	100	–45	16	–26	13	142

Продолжение таблицы 2
Continuation of table 2

Ставропольский край	100	–48	38	38	11	61
Томская область	100	–35	–9	82	–4	66
Тюменская область	100	–217	152	143	22	0
Удмуртская республика	100	–61	28	58	7	69
Ульяновская область	100	–94	1	81	12	100
Ханты–Мансийский АО–Югра	100	–45	2	69	14	60
Ямало–Ненецкий АО	100	12	–13	55	24	22

Теперь проанализируем сами факторы. Начнем с налоговой доходности (ΔY(GM)). Этот фактор был посчитан делением ВРП на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Если анализировать влияние данного фактора на экономический рост, то он оказывает самое сильное влияние на Россию, причем в большинстве отрицательное за рассматриваемый период времени (2010–2018гг).

Перейдем к анализу следующего фактора – сбалансированность налоговых отчислений(ΔY(MT)), который показывает какую долю НДПИ составляет во всех налоговых сборах и отчислениях. Данный фактор не имел значительных колебаний в течение рассматриваемого периода и в среднем составлял 0,25 для России в целом.

Налоговая обеспеченность регионального бюджета (налоговая нагрузка) (ΔY(TB)) – это третий фактор, который мы рассмотрим. Он показывает, какую долю занимают налоговые сборы и отчисления в доходах консолидированного бюджета добывающих регионов Российской Федерации. Глядя на влияние налоговой обеспеченности на экономический рост добывающих регионов, видим, что распределение влияния достаточно равномерно между регионами [7, 8].

Следующий фактор – дефицит регионального бюджета(ΔY(BB)), который показывает, насколько сбалансированный бюджет у региона.

Анализируя влияние уровня бюджетной обеспеченности регионов(ΔY(BP)) на экономический рост, можно однозначно сказать, что на все регионы в 2018

году фактор оказывал положительное влияние. Данный фактор показывает сколько расходов приходится на человека.

Обсуждение

Проанализировано влияние пяти факторов на экономический рост добывающих регионов России.

Наибольшее положительное влияние налоговая доходность оказывает на Новосибирскую и Омскую область, а наибольшее отрицательное на республику Саха, что превышает примерно на 330% влияние на Астраханскую область, которая находится на предыдущем месте в рейтинге. В процентах воздействие составляет 227, 149 и –585% соответственно. На остальные регионы влияние распределяется более равномерно.

На региональном уровне наибольшему влиянию сбалансированности налоговых отчислений подвержены республика Саха (537%), Астраханская и Тюменская области. Для большинства регионов сбалансированности налоговых отчислений положительно влияют на экономический рост, но все же существуют десять добывающих регионов, на которые в 2018 году фактор оказывает отрицательно воздействие [10, 11]. Самое сильное в Омской области, там оно составляет –204%. На республику Дагестан фактор практически не оказывает никакого влияния, а если быть точнее, то оно равняется –0,3%.

Самое сильное положительное влияние налоговой обеспеченности мы видим в Тюменской области, Красноярском крае и Саратовской области – 143, 113 и 101% соответственно. Практически на все добывающие регионы, кроме двух – Калининградской и Сахалинской областей, фактор имеет положительное влияние. Глядя на Россию в целом, отметим, что в 2018 году влияние налоговой обеспеченности было 62,6%. Среднее влияние за период составило 34,6%, отрицательное воздействие приходилось только на посткризисный год – 2016, там оно составило –140,8%.

Наибольшее положительное влияние дефицита регионального бюджета наблюдается в Саратовской, Самарской областях и республике Коми – 29, 28 и 28% соответственно. Регионы с наименьшим влиянием дефицита бюджета – республики Калмыкия и Саха, у них по 2%. А самое большое отрицательное воздействие в Ненецком автономном округе – –23%. Воздействие данного фактора на российские регионы имеет самое маленькое воздействие в сравнении с остальными четырьмя факторами.

Рассматривая уровень бюджетной обеспеченности регионов, наибольшему воздействию подвергались Калининградская, Сахалинская области и Ненецкий автономный округ – 149, 142 и 102% соответственно. Наименьшее влияние фактор оказал на Астраханскую область и Ямало–Ненецкий автономный округ – 28 и 22%. Но что более интересно – это то, что на Тюменскую область данный фактор вообще не имеет воздействие (0%).

Установлена отрицательная зависимость между налоговой доходностью и сбалансированностью налоговых отчислений. Также выявлена слабая положительная зависимость между налоговой нагрузкой бюджета и уровнем бюджетной обеспеченности регионов [12]. Установлена положительная зависимость между сбалансированностью налоговых отчислений и приростом добычи нефти на 2011–2018гг., а также отрицательная зависимость между первым фактором (налоговая доходность) и приростом добычи нефти за 2011–2018гг.

Заключение

В рамках работы был проведен статистический анализ валового регионального продукта, а также отдельно каждого фактора. В работе проанализировано влияние различных факторов на экономический рост добывающих регионов России. Было выявлено, что самое сильное влияние оказывают такие факторы, как налоговая доходность и сбалансированность налоговых отчислений. Самое минимальное воздействие оказывает дефицит

регионального бюджета. Таким образом, мы смогли оценить и провести анализ влияния различных факторов, влияющих на экономический рост добывающих регионов, и выделить наиболее влиятельные из них.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ в рамках гранта № 17–78–20218 «Пространственная специализация и целостное развитие регионов ресурсного типа».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коломак Е.А. Изменение межрегионального неравенства в России: анализ разных аспектов // Мир экономики и управления. – 2010. – Т. 10. – №. 1. С. 78 – 84.
2. Латышева М.А. Эконометрическое моделирование уровня социально–экономического развития регионов Российской федерации // Управление большими системами: сборник трудов. – 2009. – №. 27. С. 5 – 11.
3. Малкина М.Ю. Оценка факторов конвергенции/дивергенции российских регионов по уровню бюджетной обеспеченности на основе декомпозиции индексов Тейла–Бернулли // Пространственная экономика. – 2016. – №. 3. С. 16 – 37.
4. Малкина М.Ю., Балакин Р.В. Исследование налоговых поступлений в РФ, федеральных округах и регионах РФ с использованием логарифмического метода факторного анализа // Налоги и налогообложение. – 2016. – №. 2. – С. 190–208.
5. Ниворожкина Л.И., Арженовский С.В., Сафарова Л.А. Статистическое оценивание уровня неравенства и бедности российских домохозяйств (альтернативный подход на основе декомпозиции коэффициента Джини) // Учет и статистика. – 2007. – №. 2 (10). С. 155 – 163.
6. Панкова С.В., Цыпин А.П. Моделирование влияния социально–экономических факторов на валовой региональный продукт // Экономический анализ: теория и практика. – 2015. – №. 45 (444). С. 2 – 14.
7. Проворная И.В. и др. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – №. 1. – С. 20–30.
8. Сергеев В.П. Логарифмический метод анализа абсолютных приростов результативных явлений // Экономический анализ: теория и практика. – 2006. – №. 9. С. 17 – 21.
9. Федеральная служба государственной статистики (Электронный ресурс) – Режим доступа: https://www.gks.ru/
10. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – №. 9. – С. 15–21.
11. Эдер Л.В. и др. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – №. 12. – С. 3–14.
12. Eder L.V. et al. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2017. – Т. 84. – №. 1. – С. 012012.

REFERENCES

1. Kolomak E.A. Izmenenie mezhregional'nogo neravenstva v Rossii: analiz raznyh aspektov // Mir ekonomiki i upravleniya. – 2010. – T. 10. – №. 1. P. 78 – 84.
2. Latysheva M.A. Ekonometricheskoe modelirovanie urovnya social'no–ekonomicheskogo razvitiya regionov Rossijskoj federacii // Upravlenie bol'shimi sistemami: sbornik trudov. – 2009. – №. 27. P. 5 – 11.
3. Malkina M.YU. Ocenka faktorov konvergencii/divergencii rossijskih regionov po urovnyu byudzhetnoj obespechennosti na osnove dekompozicii indeksov Tejla–Bernulli // Prostranstvennaya ekonomika. – 2016. – №. 3. P. 16 – 37.
4. Malkina M.YU., Balakin R.V. Issledovanie nalogovyh postuplenij v RF, federal'nyh okrugah i regionah RF s ispol'zovaniem logarifmicheskogo metoda faktornogo analiza // Nalogi i nalogooblozhenie. – 2016. – №. 2. – P. 190–208.
5. Nivorozhkina L.I., Arzhenovskij S.V., Safarova L.A. Statisticheskoe ocenivanie urovnya neravenstva i bednosti rossijskih domohozyajstv (al'ternativnyj podhod na osnove dekompozicii koefficienta Dzhini) // Uchet i statistika. – 2007. – №. 2 (10). P. 155 – 163.
6. Pankova S.V., Cypin A.P. Modelirovanie vliyaniya social'no–ekonomicheskih faktorov na valovoj regional'nyj produkt // Ekonomicheskij analiz: teoriya i praktika. – 2015. – №. 45 (444). P. 2 – 14.
7. Provornaya I.V. i dr. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – №. 1. – P. 20–30.
8. Sergeev V.P. Logarifmicheskij metod analiza absolyutnyh prirostov rezul'tativnyh yavlenij // Ekonomicheskij analiz: teoriya i praktika. – 2006. – №. 9. P. 17 – 21.
9. Federal'naya sluzhba gosudarstvennoj statistiki (Elektronnyj resurs) – Rezhim dostupa: https://www.gks.ru/
10. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – №. 9. – P. 15–21.
11. Eder L.V. i dr. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – №. 12. – P. 3–14.
12. Eder L.V. et al. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2017. – T. 84. – №. 1. – P. 012012.

© А.В. Торощина, И.В. Проворная, 2020

УДК 330.354 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-100

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СТРУКТУРНЫХ СДВИГОВ В ОБЛАСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Ирина Викторовна Филимонова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, доктор экономических наук, профессор, заведующая Центром экономики недропользования нефти и газа, тел.: +7(913)900–41–70, e–mail: FilimonovaIV@list.ru

В статье выполнен анализ современного состояния нефтегазового комплекса России, выявлены устойчивые тенденции в изменении структуры добычи по основным добывающим макрорегионам и компаниям. Систематизированы условия, которые способствовали ухудшению параметров работы нефтегазового комплекса России, среди которых – сокращение добычи нефти в рамках достигнутых договорённостей между странами участниками сделки ОПЕК+ в апреле 2020 г., падение цен на нефть на мировом рынке, в частности сорта Urals до 15–20 долл./барр., сокращение спроса на нефть и другие энергоносители вследствие мультипликативного эффекта на производство и другие отрасли экономики от распространения коронавируса.

Ключевые слова: структурные сдвиги, нефтегазовый комплекс, рациональное недропользование, экономическая эффективность.

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF STRUCTURAL SHIFTS IN THE SUBSOIL USE ON THE EFFICIENCY OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA

Irina V. Filimonova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Doctor of Economics, Professor, Head of the Center for Economics of Subsoil Use of Oil and Gas, tel.: +7(913)900–41–70, e–mail: FilimonovaIV@list.ru

The article analyzes the current state of the oil and gas complex in Russia. Steady trends in changes in the structure of production by major mining macro–regions and companies have been identified. Systematized conditions that contributed to the deterioration of the parameters of the oil and gas complex of Russia. Among which are a reduction in oil production in the framework of the agreements between the participating countries OPEC + transaction in April 2020, falling oil prices on the world market, in particular Urals, to $ 15–20 per barrel, reduced demand for oil and other energy carriers due to the multiplier effect on the production and other sectors of the economy from the spread of coronavirus.

Key words: structural changes, oil and gas complex, rational subsoil use, economic efficiency.

Введение

Важнейшими событиями для нефтегазового комплекса России и мира с начала 2020 г. стали падение цен на нефть и пандемия COVID–2019. Ухудшение

ценовой конъюнктуры мировых энергетических рынков существенно сократило доходы не только федерального бюджета, но и эффективность работы компаний отрасли, уровень и доходы населения. Такое сильное воздействие именно на экономику России снижение нефтяных цен оказало в следствии развития за последние два десятилетия так называемой «ресурсной зависимости» [1, 5].

За последние два десятилетия произошло значительное усиление ресурсно–сырьевой направленности развития экономики России, основанной на доходах от добычи и экспорта углеводородного сырья. До 2014 года поступления от нефтегазового сектора в структуре доходов федерального бюджета возросли до 50%, а с учетом прочих общехозяйственных налогов отрасли этот показатель увеличился почти до 65%. В структуре платежного баланса, отражающего внешнеэкономические операции, валютные поступления от экспорта углеводородов возросли до 70% [2–4].

После 2014 г. ситуация с конъюнктурой мировых рынков нефти и газа существенно изменилась. Падение цен на углеводороды сократило возможности для обеспечения прежнего уровня расходов государства [6, 9]. Уже в 2016 году роль доходной части НГК в федеральном бюджете сократилась почти до 35%, что привело к существенному снижению уровня доходов федерального бюджета с 14,5 трлн руб. в 2014 г. до 13,4 трлн руб. в 2016 г.

Ситуация несколько улучшилась в период 2017–2019 гг., однако в 2020 г. будем наблюдать резкий спад нефтегазовых поступлений в бюджет в следствии нескольких обстоятельств:

– сокращения добычи нефти в рамках достигнутых договорённостей между странами участниками сделки ОПЕК+ в апреле 2020г.;

– падения цен на нефть на мировом рынке, в частности сорта Urals до 15–20 долл./барр.;

– сокращения спроса на нефть и другие энергоносители в следствии мультипликативного эффекта на производство и другие отрасли экономики от распространения коронавируса.

Поэтому целью исследования является выявление структурных сдвигов в области недропользования, прежде всего на региональном и организационном уровнях. Результаты способствует оценке влияния структурных изменений НГК на эффективность работы нефтегазовой отрасли России в целом.

Методы и данные

На протяжении последних 15 лет авторами применялись и применяются совокупность методов и общеметодологические принципы научного исследования, экономический анализ – системный, исторический, причинно–следственный, функциональный и др [7, 8, 12].

Указанные методы используются в направлении анализа нефтяной и газовой промышленностей, выявления проблем нефтегазового комплекса [15], а также анализа экономики данных отраслей.

Данное исследование основано на методах и подходах, которые разрабатывались в коллективе на протяжении последних лет. Основой исследования является анализ динамики временных рядов, а именно систематизация и упорядочивание данных в табличном и графическом виде с целью выявления устойчивых закономерностей и тенденций развития нефтегазового комплекса России. Материал изложен на основе работ, проведенных авторами и сравнительного анализа результатов исследования отечественных и зарубежных авторов [9–11, 13].

Результаты исследования

Организационная структура добычи нефти в России. Среди вертикально–интегрированных нефтяных компаний наибольшую долю рынка занимает ПАО «Роснефть». С учетом активов «Башнефти», доля компании «Роснефть» в общем объеме добычи нефти в России составляет около 40%. На долю компаний «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» приходится 14,9 и 11% добычи соответственно.

Суммарно три крупнейшие нефтяные компании добывают более 64% нефти в России (рис. 1).

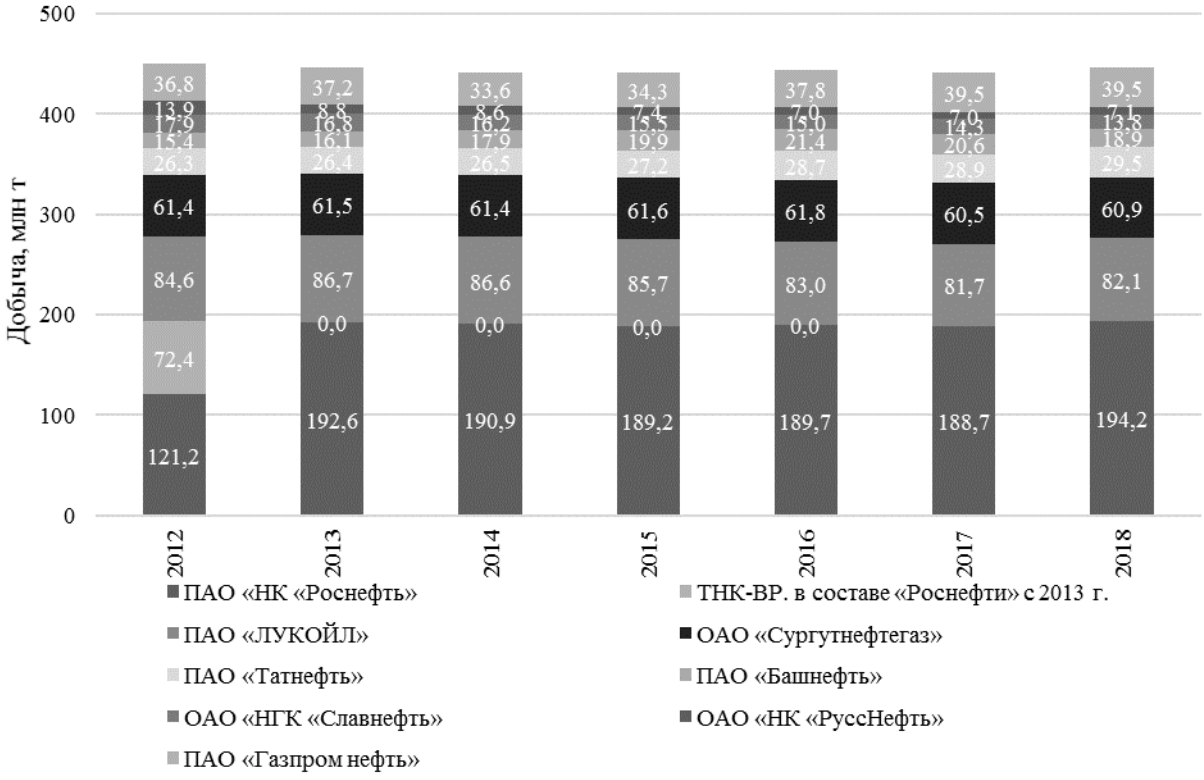


Рис. 1. Организационная структура добычи нефти в России
Fig. 1. The organizational structure of oil production in Russia

Как и годом ранее, основным фактором, определяющим динамику добычи нефти в 2018г., явились обязательства по объёмам добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+. В связи с достижением баланса спроса и предложения нефти и стабилизацией цен в середине прошлого года было принято решение увеличить объём добычи нефти на 1 млн баррелей в сутки странами, входящими в соглашение. Благодаря этому, большинство компаний показали положительную динамику добычи нефти [14].

Наибольший прирост добычи нефти в 2018г. зафиксирован у «Роснефти» – 5,5 млн т. Прирост добычи на 0,1–0,6 млн т показали компании «Татнефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «РуссНефть». Второй год подряд снижается добыча «Башнефти». При этом в 2017г. сокращение добычи объяснялось обязательствами по ограничению добычи в рамках ОПЕК+. Однако по итогам

2018г., несмотря на снятие обязательств, объём добычи нефти на месторождении им. Требса и Титова продолжал сокращаться. Суммарное снижение добычи нефти «Башнефтью» по итогам года составило 1,7 млн т.

На протяжении нескольких лет сохраняют положительную динамику добычи нефти независимые компании (+2,1 млн т), а также компании, добывающие нефть по соглашению о разделе продукции (+2,2 млн т).

Региональная структура добычи нефти в России. Промышленная нефтегазоносность установлена в 37 субъектах Российской Федерации. Добыча нефти в России сосредоточена в Западно–Сибирской и Волго–Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано–Печорской и Северо–Кавказской НГП. Высокими темпами идет широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено–Тунгусской провинций. Всего добыча нефти осуществляется в 33 субъектах (рис. 2) [16].

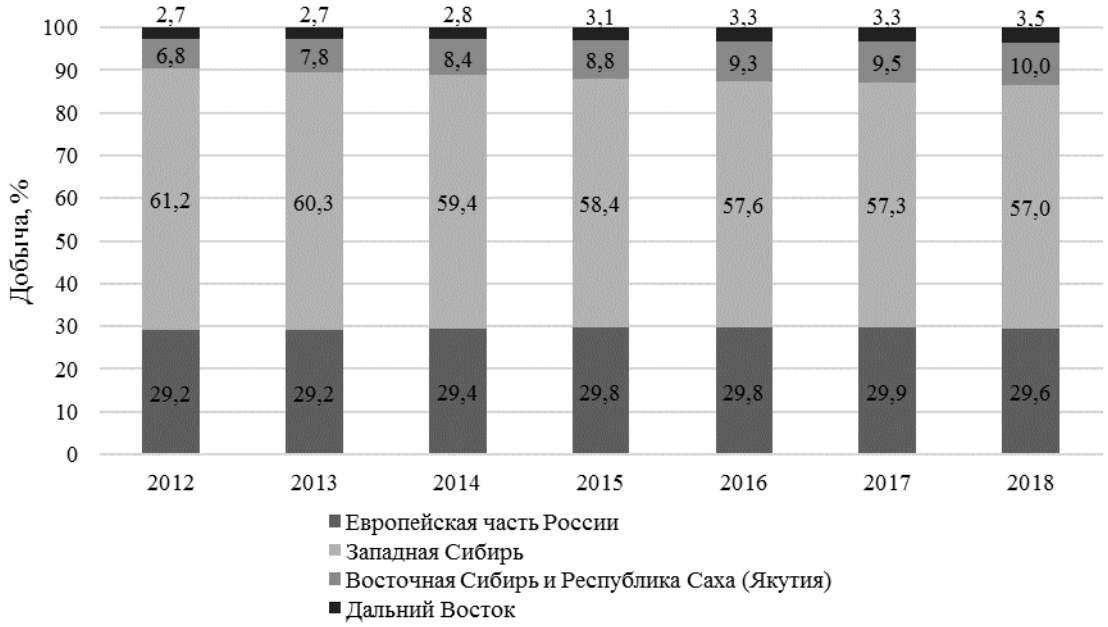


Рис. 2. Региональная структура добычи нефти в России
Fig. 2. Regional structure of oil production in Russia

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, где добывается 57% российской нефти. Однако высокая степень выработанности

и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к снижению его доли в региональной структуре добычи нефти.

В европейской части России с 2012г. преодолен тренд на снижение нефтедобычи и осуществляется планомерное ее наращивание. Доля региона в структуре общероссийской нефтедобычи составляет около 30%. Рост добычи в традиционных старых районах нефтедобычи европейской части России стал возможен во многом благодаря активному внедрению новых технологий на месторождениях с высокой степенью выработанности, обводненности и низким качеством нефти, характеризующейся высокой вязкостью и содержанием серы.

Регионы с наиболее динамично развивающейся нефтедобычей – Восточная Сибирь и Дальний Восток. Так, если в 2008г. их доля в структуре добычи нефти составляла менее 3%, то в 2018 г. – уже 13,4%.

В региональной структуре до 2015г. добыча в России наращивалась преимущественно только за счет освоения новых регионов нефтедобычи на Востоке России. Однако в 2016г. и 2018г. большая часть прироста обеспечивалась за счет традиционных регионов нефтедобычи в пределах Волго–Уральской и Западно–Сибирской НГП, где происходит интенсификация добычи на месторождениях с высокой степенью выработанности и ввод в эксплуатацию новых месторождений [17].

Заключение

Таким образом, авторами выявлены факторы, сдерживающие развитие нефтегазового комплекса Росси на протяжении последних лет:

- Сырьевые факторы: ухудшение структуры и качества сырьевой базы, включая смещение основных центров добычи на восток и к северным границам страны.
- Организационные факторы: структурные изменения в отрасли, связанные с усилением концентрации и одновременно увеличением доли малых

и независимых компаний, не входящих в структуры вертикально–интегрированных компаний.

- Институциональные факторы: законодательное регулирование (прежде всего рост налогового бремени и перенос его с внешнего сектора на внутренний).
- Внешнеэкономические факторы: геополитические санкции, соглашение ОПЕК+ о сокращении добычи нефти и т. д.

На этом фоне, чтобы не допустить ухудшения финансово–экономических показателей компаний, необходима адекватная и своевременная корректировка стратегии развития в условиях ограниченных собственных и дорогих привлеченных ресурсов.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18–310–20010 и № 18–010–01032.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Ёлкина И.В., Лившиц В.Р. Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 4. – С. 30–43.
2. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.
3. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
4. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.
5. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.
6. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.
7. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.
8. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Самсонова О.С. Разработка методики оценки синергетического эффекта от развития трубопроводной системы при

освоении месторождений Восточной Сибири // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2018. – № 2. – С. 3–9.

9. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность Сибирского федерального округа на этапе смены парадигмы развития // В сборнике: Институциональная трансформация экономики: пространство и время Сборник докладов V Международной научной конференции: в 2–х томах. – 2017. – С. 139–145.

10. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго–и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.

11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.

12. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

13. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

15. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012012.

16. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – Т. 84. – С. 012010.

17. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012011.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Yolkina I.V., Livshic V.R. Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2003. – № 4. – P. 30–43.

2. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – № 5. – P. 24–27.

3. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – P. 48–57.

4. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – P. 20–30.

5. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

6. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v

neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – P. 1–8.

7. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – P. 1–9.

8. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Samsonova O.S. Razrabotka metodiki ocenki sinergeticheskogo effekta ot razvitiya truboprovodnoj sistemy pri osvoenii mestorozhdenij Vostochnoj Sibiri // Transport: nauka, tekhnika, upravlenie. Nauchnyj informacionnyj sbornik. – 2018. – № 2. – P. 3–9.

9. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Neftyanaya promyshlennost' Sibirskogo federal'nogo okruga na etape smeny paradigmy razvitiya // V sbornike: Institucional'naya transformaciya ekonomiki: prostranstvo i vremya Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii: v 2–h tomah. – 2017. – P. 139–145.

10. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo–i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – P. 859–870.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – P. 41–49.

12. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 CHast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – P. 3–14.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

15. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012012.

16. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – T. 84. – P. 012010.

17. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012011.

© И.В. Филимонова, 2020

УДК 330.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-101

ИНСТРУМЕНТЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАЛОГОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Ирина Викторовна Филимонова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, доктор экономических наук, профессор, заведующая Центром экономики недропользования нефти и газа, тел.: +7(913)900–41–70, e–mail: FilimonovaIV@list.ru

Анна Владимировна Комарова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(383)333–28–14, e–mail: KomarovaAV@ipgg.sbras.ru

В работе выполнен анализ современных инструментов государственного регулирования недропользования. Исследованы вопросы трансформации динамики структуры и общего уровня нефтегазовых доходов. Оценена их роль в формировании доходов федерального бюджета России в условиях волатильности цен на нефть. Отдельно рассмотрены эффекты от нефтегазового комплекса на смежные отрасли экономики. Установлено, что в последнее время наблюдается негативное воздействие, поскольку рост уровня льготной нефти обуславливает необходимость компенсации так называемых «выпадающих» нефтегазовых доходов за счёт усиления налогового бремени на все отрасли отечественной экономики.

Ключевые слова: нефтегазовые доходы, государственное регулирование, налоги, ресурсная зависимость, экономический рост.

INSTRUMENTS OF STATE TAX REGULATION OF SUBSOIL USE AIMED AT INCREASING THE EFFICIENCY OF WORK OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA

Irina V. Filimonova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Doctor of Economics, Professor, Head of the Center for Economics of Subsoil Use of Oil and Gas, tel.: +7(913)900–41–70, e–mail: FilimonovaIV@list.ru

Anna V. Komarova
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Ave., 3, Ph.D. (Economics), senior researcher, tel.: +7(383) 333–28–14, e–mail: KomarovaAV@ipgg.sbras.ru

The paper analyzes the modern tools of state regulation of subsoil use. The issues of transformation of the dynamics of the structure and the general level of oil and gas revenues are investigated. Their role in generating federal budget revenues in the context of oil price volatility is estimated. The effects of the oil and gas complex on related sectors of the economy are considered separately. It has been established that a negative impact has been observed recently, since an increase in the level of preferential oil necessitates compensation for the so–called «falling–out» oil and gas revenues due to an increase in the tax burden on all sectors of the domestic economy.

Keywords: oil and gas revenues, government regulation, taxes, resource dependence, economic growth.

Введение

Налогообложение нефтяной и газовой отраслей – важнейший элемент российской бюджетной системы. Основными платежами за пользование недрами и изъятие природных ресурсов в настоящее время являются налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и вывозная таможенная (экспортная) пошлина.

НДПИ был введен в 2002г. с принятием главы 26 Налогового кодекса РФ, заменив собой ряд ранее действовавших рентных платежей, в том числе на воспроизводство минерально–сырьевой базы (ВМСБ) [4]. Утрата источника финансирования ВМСБ привела к отставанию темпов прироста запасов над уровнем добычи нефти и газа и в подготовке сырьевой базы перспективных нефтегазоносных областей. На основе своего исключительного права на недра земли государство с помощью НДПИ возвращает себе часть дохода (горной ренты), получаемого в результате освоения природных ресурсов [1–3].

Сложная формула расчёта НДПИ подразумевает использование базовой ставки, которая преобразуется в конечную ставку с помощью ряда коэффициентов. Коэффициент Кц увеличивает базовую ставку в соответствии с динамикой мировых цен на нефть и курсом национальной валюты, что в первую очередь определяет «ресурсную» зависимость экономики России и её чувствительность к изменению конъюнктуры энергетических рынков.

С 2002г. – момента введения НДПИ и до 2011г. базовая ставка находилась на уровне 419 руб./т, к 2014г. она была увеличена до 493 руб./т, а к 2018г. в связи с реализацией «налогового манёвра» возросла до 919 руб./т. С учётом Кц ставка НДПИ в 2018г. составила 12 098 руб./т, то есть почти 50% цены нефти на внутреннем рынке, что подтверждает тенденции переноса налогового бремени с внешнего на внутренний рынок [8–10].

Экспортную пошлину можно рассматривать как инструмент изъятия государством дифференциальной ренты, то есть сверхдохода от реализации природных ресурсов на рынках с лучшей ценовой конъюнктурой. Однако после вступления России в ВТО (2012 г.) и введения «налогового манёвра» (2015 г.) государство отказалось от этого инструмента, что привело к негативным последствиям как для компаний, так и для конечных потребителей [7].

В период высоких мировых цен на нефть (до конца 2014 г.) ставка экспортной пошлины составляла около 400 долл./т. На протяжении 2015–2017 гг. ставка экспортной пошлины колебалась на уровне 100 долл./т [5].

Вследствие благоприятной ценовой конъюнктуры в 2018 г. ставка приблизилась к отметке 150 долл./т.

Нефтегазовые доходы федерального бюджета

Нефтегазовые доходы являются ключевым элементом в структуре доходной части федерального бюджета России. В состав нефтегазовых доходов входят два основных налога:

(1) налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в виде углеводородного сырья – нефть, газ горючий природный, газовый конденсат;

(2) вывозные таможенные пошлины на нефть сырую, газ природный и товары, выработанные из нефти. При этом НДПИ входит в состав статей налоговых доходов, а экспортные пошлины относятся к неналоговым доходам бюджета.

До 2014 г. происходил постоянный рост доли нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета, достигнув в 2014 г. своего исторического максимума – более 50% от общего показателя (рис. 1). Рост показателя обеспечивался, во–первых, увеличением объема добычи и экспорта углеводородов, во–вторых, ростом цен на нефть, в–третьих, усилением фискальной нагрузки на нефтегазовый сектор [6].

В последние два года роль нефтегазовых доходов существенно выросла и почти достигла докризисного уровня. Это связано, в первую очередь, с ростом стоимости нефтяного сырья и продукции переработки на мировых рынках [9].

По итогам 2018 г. нефтегазовые доходы значительно возросли – более чем на 46%, или 1,2 трлн руб. В результате доля НГК за минувший год увеличилась с 39,6 до 46,4%. Необходимо отметить, что ненефтегазовые доходы показали рост на 14,2%. Следовательно, долгосрочная цель снижения зависимости федерального бюджета от нефтегазовых доходов не достигается, в первую очередь, из–за высокой волатильности и положительной внешней конъюнктуры на нефтегазовых рынках [13]. В прошлые годы снижение как доли нефтегазовых доходов в федеральном бюджете, так и абсолютного объема поступлений от нефтегазовой отрасли являлись следствием падения цен на нефть. При снижении цен на нефть в 2014–2015 гг. более, чем в два раза, объем бюджетных доходов отрасли снизился на 21% в 2015 г. и на 18% в 2016 г.



Рис.1. Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета
Fig. 1. Oil and gas revenues in the structure of the federal budget

НДПИ и экспортная пошлина

Важным инструментом регулирования нефтегазовой отрасли и контроля за бюджетными поступлениями является оптимизация налоговых ставок и соотношений между разными видами нефтегазовых доходов. Структура

нефтегазовых доходов вплоть до 2014 г. определялась соотношением НДПИ и экспортной пошлины на уровне 40:60, а после вступления в силу «налогового манёвра» к 2018 г. изменилось на 70:30 (рис. 2).



Рис. 2. Структура нефтегазовых доходов
Fig. 2. The structure of oil and gas revenues

Введение «налогового манёвра» должно было способствовать гармонизации отечественного налогового законодательства с законодательством стран–партнёров по внешнеэкономической деятельности (ЕАЭС, ВТО) и обеспечению дополнительных поступлений в федеральный бюджет [11, 12].

Однако изменение параметров налоговой системы на фоне неблагоприятной ценовой конъюнктуры обострило отрицательные эффекты «налогового манёвра». Вследствие переноса налогового бремени с внешнего рынка на внутренний произошло удорожание нефтяного сырья на НПЗ, и, как следствие, рост цен на нефтепродукты и снижение рентабельности нефтепереработки; ухудшение условий работы малых независимых нефтяных компаний, ориентированных на поставку сырья потребителям на внутреннем рынке; снижение рентабельности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

В результате введение «налогового манёвра» вызвало необходимость дальнейшей трансформации налогового законодательства с целью сглаживания

негативных последствий: введение новых льготных коэффициентов к НДПИ и обратного акциза, а также поднятие ставок существующих налогов (например, НДС) и планы по введению новых налогов (например, НДПИ на попутный газ) для компенсации «выпадающих» доходов из–за предоставленных льгот [15].

В 2011–2014 гг. наблюдался постоянный рост как нефтегазовых доходов в целом, так и отдельных их статей. В 2015–2016 гг. произошло резкое падение доходов от экспортной пошлины вследствие ухудшения ценовой конъюнктуры на нефтяном рынке. В 2017 г. объем полученной государством пошлины практически не изменился по сравнению с предыдущим годом, однако произошло повышение сборов НДПИ более чем на 40%. В 2018 г. прирост нефтегазовых доходов на 51% был обусловлен пропорциональным ростом как НДПИ, так и экспортной пошлины [14].

Заключение

Налог на добычу полезных ископаемых и экспортная пошлина в настоящее время являются основными инструментами государственного регулирования эффективности недропользования в России. Посредством дифференцирования ставок налогов и сборов, а также изменения соотношения между ними государство предоставляет компаниям возможность повысить рентабельность освоения месторождений, находящихся в сложных природно–климатических условиях или содержащих нефть с особыми физико–химическими свойствами.

Вместе с тем увеличение доли так называемой льготной нефти увеличивает показатель «выпадающих» доходов, который государство компенсирует за счёт усиления налогового бремени в других отраслях экономики. Таком образом, в последние годы началось проявление негативного мультипликативного эффекта от нефтегазового комплекса на экономику страны.

Рост ресурсной зависимости экономики России на протяжении последних двух десятилетий позволяет прогнозировать достаточно пессимистический

сценарий развития отечественной экономики вследствие влияния фактора падения цен на нефть и развития пандемии коронавируса.

Исследование показало, что в первую очередь ресурсная зависимость присутствует на уровне федерального бюджета, где доля доходов от НГК составляет почти 50%. В то время как на уровне регионов ресурсная зависимость проявляется только в тех регионах, где доля добычи нефти и газа имеет большой вклад в показатель добычи нефти и газа по стране в целом. Это свидетельствует о том, что экономика регионов, в том числе добывающих (ресурсных), приспособилась к действующей налоговой системе, можно сказать вынуждено, за счёт дифференциации налоговых поступлений от всех видов деятельности в то время как федеральный бюджет только усиливал ресурсную зависимость за счёт роста нефтегазовых доходов.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18–310–20010 и № 18–010–01032.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

18. Конторович А.Э., Ёлкина И.В., Лившиц В.Р. Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 4. – С. 30–43.

19. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.

20. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.

21. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.

22. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.

23. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.

24. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.

25. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Самсонова О.С. Разработка методики оценки синергетического эффекта от развития трубопроводной системы при освоении месторождений Восточной Сибири // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2018. – № 2. – С. 3–9.

26. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность Сибирского федерального округа на этапе смены парадигмы развития // В сборнике: Институциональная трансформация экономики: пространство и время Сборник докладов V Международной научной конференции: в 2–х томах. – 2017. – С. 139–145.

27. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго–и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.

28. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.

29. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

30. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

31. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – С. 012011.

32. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – Т. 84. – С. 012010.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Yolkina I.V., Livshic V.R. Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2003. – № 4. – P. 30–43.

2. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – № 5. – P. 24–27.

3. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – P. 48–57.

4. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – P. 20–30.

5. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

6. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.Yu., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – P. 1–8.

7. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – P. 1–9.

8. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Samsonova O.S. Razrabotka metodiki ocenki sinergeticheskogo effekta ot razvitiya truboprovodnoj sistemy pri osvoenii mestorozhdenij

Vostochnoj Sibiri // Transport: nauka, tekhnika, upravlenie. Nauchnyj informacionnyj sbornik. – 2018. – № 2. – S. 3–9.

9. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Neftyanaya promyshlennost' Sibirskogo federal'nogo okruga na etape smeny paradigmy razvitiya // V sbornike: Institucional'naya transformaciya ekonomiki: prostranstvo i vremya Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii: v 2–h tomah. – 2017. – P. 139–145.

10. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo–i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – P. 859–870.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – P. 41–49.

12. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – P. 3–14.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

14. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // V sbornike: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – P. 012011.

15. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2017. – T. 84. – P. 012010.

© И.В. Филимонова, А.В. Комарова 2020

УДК 330.3 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-102

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ И МИРА

Анастасия Владимировна Чеботарева
НГУ, 630090, Россия, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел.: +7(960)787–74–10, e–mail: anstasiya0310@gmail.com

Ирина Викторовна Филимонова
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор экономических наук, профессор, заведующая лабораторией, тел.: +7(913)900–41–70, e–mail: filimonovaiv@list.ru

Работа посвящена анализу структуры капитала нефтегазовых компаний. В работе проанализирована структура капитала нефтегазовой отрасли России в целом и с дифференциацией по компаниям. Выявлены основные тенденции развития капитала компаний. Отдельное внимание в работе уделено крупнейшим мировым нефтегазовым компаниям мира, оценена динамика изменения собственных и заемных средств компаний нефтегазового сектора мира. Также выявлены основные тенденции российских и зарубежных компаний в рамках выбора источников финансирования.

Ключевые слова: структура капитала, нефтегазовые компании, Россия, мир, панельные данные, оптимизационные модели, анализ капитала, собственный капитал, заемный капитал.

ANALYSIS OF THE CAPITAL STRUCTURE OF OIL AND GAS COMPANIES OF RUSSIA AND THE WORLD

Anastasiya V. Chebotareva
NSU, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia, student, phone: +7(960)787–74–10, e–mail: anstasiya0310@gmail.com

Irina V. Filimonova
IPGG SB RAS, 3, Academician Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Doctor of Economics, professor, Head of Laboratory, phone: +7(913)900–41–70, e–mail: filimonovaiv@list.ru

The work is devoted to the analysis of the capital structure of oil and gas companies. The paper analyzes the capital structure of the oil and gas industry in Russia as a whole and with differentiation by companies. The main trends in the development of company capital are identified. Special attention is paid to the world's largest oil and gas companies. The authors estimated the dynamics of changes in own and borrowed funds of oil and gas companies in the world. The main trends of Russian and foreign companies as part of the selection of funding sources were identified.

Key words: capital structure, oil and gas companies, Russia, the world, capital analysis, panel data, optimization models, equity, borrowed capital.

Определение рациональной структуры капитала

Структура капитала имеет стратегическую значимость для эффективного функционирования предприятия. Слишком низкая доля заемных средств

свидетельствует о недоиспользовании более дешевого, чем собственный капитал, источника финансирования, что влечет за собой более высокие затраты на капитал. В то же время слишком высокая доля заемных источников требует высокого уровня доходности и увеличивает риски для инвесторов и компании.

Нахождение баланса между собственными средствами и заемными является одной из важнейших задач, стоящих перед руководством компании. Помимо руководства компаний, ученые также задаются вопросами о рациональной структуре капитала, определении этого термина и нахождении идеальной структуры капитала.

Так, в работе С.В. Семеновой 2010г. [9] поиск рациональной структуры капитала определяется, как поиск баланса между различными источниками финансирования, основной целью которого зачастую является максимизация рыночной стоимости компании и, как следствие, повышение привлекательности для инвесторов.

Нахождение рациональной структуры капитала может происходить как случайным образом, так и посредством целенаправленного выбора. Наиболее значимыми в поиске такой структуры капитала являются количественные методы, которые позволяют получить оценки эффективной структуры капитала или получить зависимости структуры капитала от финансовых и иных показателей деятельности компании.

Широкий круг ведущих отечественных и зарубежных ученых посвятили свои исследования вопросам поиска оптимального и эффективного соотношения между собственными и заемными средствами, а также обоснованию факторов, влияющих на это соотношение. Определению оптимальной структуры капитала и оценке величины заёмного капитала посвящены работы А.Б. Ельмурзаевой, И.А. Гулиевой, В.А. Киселевой, С.А. Шикиной, П.А. Назарова, В.Н. Волобуевой [2–4, 6–8]. Оценка факторов, влияющих на структуру капитала компании, являлась ключевой целью исследований в работах И.В. Ивашковской, М.С. Солнцевой, Е.С. Аношикной, Е.И. Марковской [1, 5], а также таких зарубежных

авторов, как Buettner Thiess, Overesch Michael, Kasthury S., Anandasayanan S, Sumedrea S., Ayşegül Güner, Mohammad Rajon Meah, Sorana Vătavu [16–21].

До настоящего времени в научной литературе не сложилось единого мнения о подходе к выбору методов и критериев определения оптимального соотношения между собственными и заемными источниками финансирования. Однако, в литературе рассматриваются несколько подходов к определению и оценке оптимальной структуры капитала компаний, которые включают в себя оптимизационные модели, экспертные оценки, регрессионные модели и модели панельных данных.

Также каждая отрасль и страна обладают уникальными предпочтениями в формировании капитала, поэтому целесообразно выяснить, существуют ли отличия в формировании собственного и заемного капитала в России и зарубежных странах, выяснить, кто больше занимает или предпочитает использовать собственные средства для обеспечения деятельности нефтегазовой отрасли.

Особенности структуры капитала компаний нефтегазовой отрасли России и мира

По данным Министерства энергетики РФ добычу нефти и газового конденсата на территории России осуществляют 290 организаций, из них 100 организаций входят в структуру 11 вертикально–интегрированных компаний (ВИНК), преимущественно нефтедобывающих, и двух преимущественно газо– и конденсатодобывающих. Количество независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК, – 187. На условиях соглашений о разделе продукции (СРП) в России работают три компании. В структуре добычи нефти и конденсата 80,3% приходится на ВИНК, независимыми компаниями добывается 16,4% углеводородов, а на долю СРП приходится 3,4% добычи [10, 11].

Среди вертикально–интегрированных нефтяных компаний наибольшую долю рынка занимает ПАО «Роснефть». С учетом активов «Башнефти», доля компании «Роснефть» в общем объеме добычи нефти в России составляет около 40%. На долю компаний «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» приходится 14,9 и 11% добычи соответственно. Суммарно три крупнейшие нефтяные компании добывают более 64% нефти в России (рис. 1).

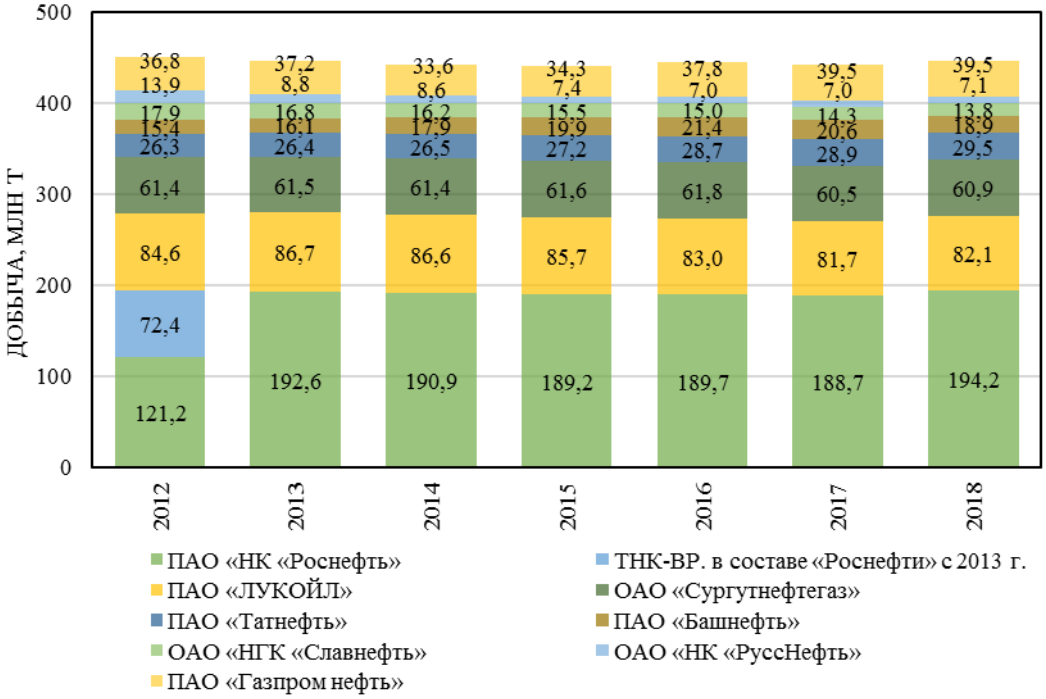


Рис. 1. Добыча нефти в России по компаниям
Fig. 1. Oil production in Russia by companies

Нефтегазовый комплекс России динамично развивается, а с его развитием растут собственные и заемные средства компаний, входящих в отрасль. За последние 10 лет собственный капитал нефтегазового сектора увеличился почти в 3 раза, с 11,7 трлн руб. до уровня 33,6 трлн руб. [12]. В то же время заемный капитал также существенно вырос, в 3,6 раза: с 5,7 трлн руб. до 20,4 трлн руб. (рис. 2).

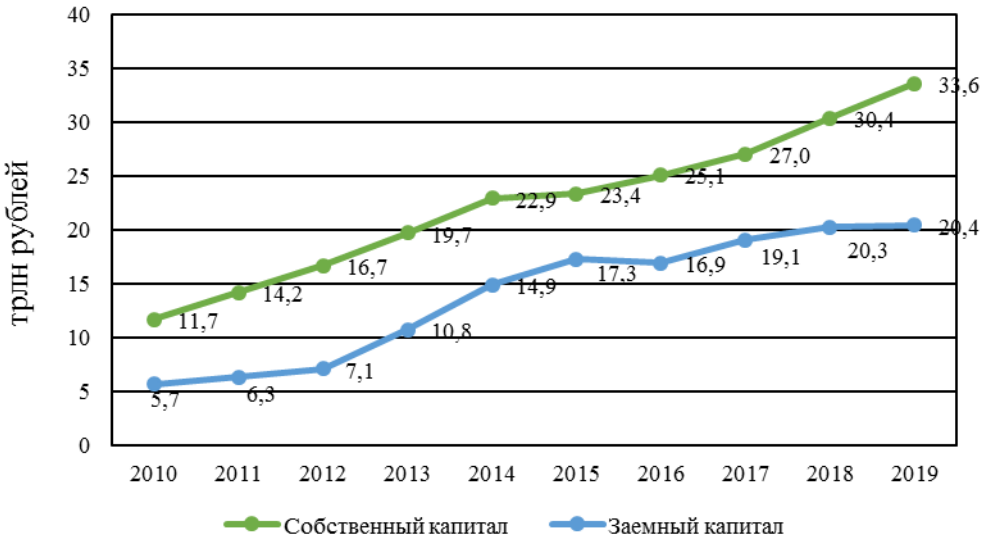


Рис. 2. Динамика структуры собственного и заемного капитала нефтегазовой отрасли России, трлн рублей
Fig. 2. Dynamics of the structure of own and borrowed capital of the oil and gas industry in Russia, trillion rubles

В нефтегазовой отрасли России собственный капитал составляет большую долю в структуре привлеченных средств. Как в прошедшем 2019 году, так и на протяжении 10 лет его доля превышала половину от всего капитала, колеблясь вокруг уровня 60% (рис. 2).

Добыча ископаемых энергоносителей во всех регионах мира растёт, за исключением Европы и Южной Америки. При этом, если снижение добычи в Европе обусловлено истощением запасов, то сокращение добычи в Южной Америке носит временный характер и связано с экономическим кризисом в Венесуэле [14, 15]. В 2018г. темп прироста объёма добычи ископаемых источников энергии в мире вырос до 3,7% против 2% в предыдущем году. Крупнейшими компаниями мира, осуществляющими добычу нефти и газа, являются Petrobras (Бразилия), Exxonmobil (США), Chevron (США), British Petroleum (Великобритания), SHELL (Великобритания–Нидерланды), Total S.A. (Франция), CHPC (Китай), Petrochina (Китай), Equinor (Statoil, Норвегия).

В крупнейших нефтегазовых компаниях мира заемный и собственный капитал находятся в балансе. С 2010 по 2019 гг. суммарный заемный капитал 10

крупнейших нефтегазовых компаний мира увеличился с 1,12 трлн долл до 1,47 трлн долл, а собственный капитал – с 1,18 трлн долл до 1,35 трлн долл (рис. 3).

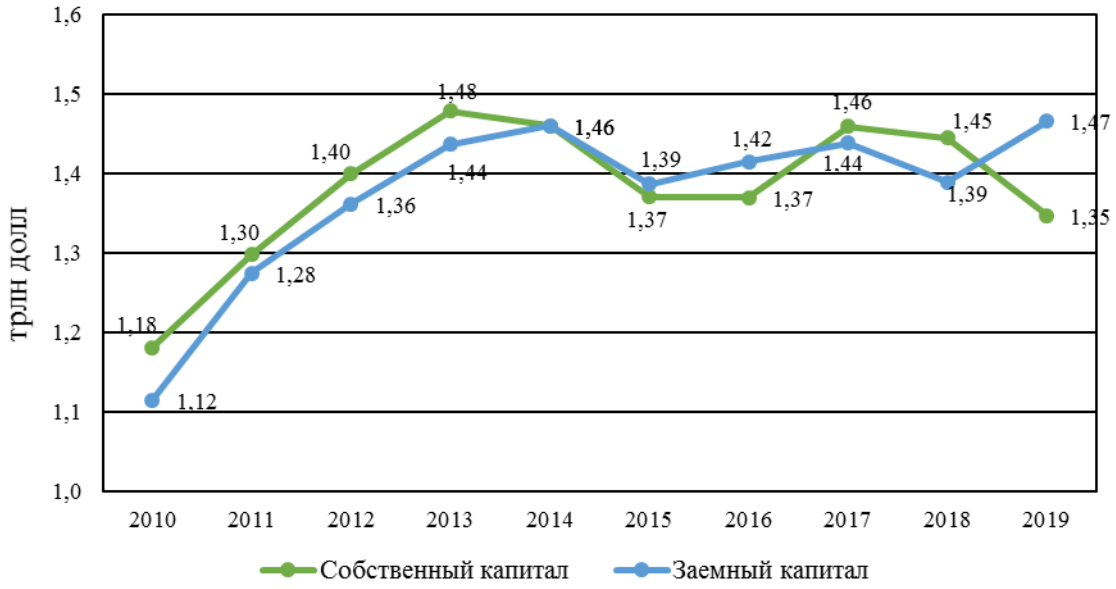


Рис. 3. Динамика собственного и заемного капитала нефтегазовых компаний мира в 2010–2019 гг., трлн долл
Fig. 3. Dynamics of own and borrowed capital of oil and gas companies in the world in 2010–2019, trillion dollars

Доля собственного и заемного капитала нефтегазовых компаний мира не изменилась существенно за последние 10 лет: в 2010г. заемный капитал составлял 48,5% от всего объема средств компаний, его доля возросла в 2014–2016 гг. до почти 51%, затем снизилась до 49% в 2018г. и снова выросла до 52,1% за последний год. В целом соотношение собственного и заемного капитала остается неизменным в отличие от российской нефтегазовой отрасли, в которой собственные средства составляют 62%, в зарубежной нефтегазовой отрасли компании стараются сохранить баланс между собственными и заемными средствами.

Особенности структуры капитала компаний нефтегазовой отрасли России и мира

Для российских нефтегазовых компаний, как отмечалось ранее, свойственно увеличение заемного капитала на протяжении последних 17 лет. Наибольший рост происходил за счет крупнейших на настоящий момент нефтегазовых компаний: Роснефть (заемный капитал за последние 10 лет увеличился более, чем в 7 раз, хотя в последний год уменьшился на 8%), Газпром нефть (заемные средства выросли в 4,7 раза, за последний год также наблюдался рост на 5%), Газпром (объем заемного капитала вырос в 2,5 раза и достиг к 2019г. почти 7 трлн рублей).

За последний год практически все российские компании нарастили объем заемных средств, кроме Роснефти, на величину от 2 до 17% [13]. Общий объем заемных средств НГК России увеличился за последние 10 лет в 3,6 раза, а за последний год наблюдался рост на 1% (табл. 1).

Таблица 1. Динамика доли заемного капитала нефтегазовых компаний России
Table 1. The dynamics of the share of borrowed capital of oil and gas companies in Russia

Компании	2010	2011	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Роснефть	50,4%	45,9%	57,9%	67,0%	69,4%	66,2%	65,8%	64,5%	60,2%
Лукойл	29,2%	26,0%	28,0%	27,3%	35,7%	35,7%	33,3%	29,0%	29,0%
Газпром нефть	35,1%	32,0%	36,2%	46,2%	49,8%	43,3%	43,4%	43,4%	42,1%
Славнефть	32,5%	37,4%	43,0%	53,4%	48,9%	44,6%	48,0%	48,9%	49,9%
Татнефть	38,2%	35,7%	25,2%	20,6%	17,7%	35,2%	35,1%	35,3%	38,4%
Русснефть			138,1%	151,1%	110,6%	71,2%	70,3%	69,2%	66,5%
Сургутнефтегаз	19,0%	17,0%	13,5%	12,0%	11,6%	12,1%	14,8%	14,8%	15,1%
Новатэк	41,2%	37,0%	37,6%	44,6%	51,3%	31,5%	25,7%	27,1%	17,2%
Башнефть	46,7%	48,1%	47,2%	61,1%	53,0%	54,7%	47,8%	40,0%	38,2%
Газпром	29,2%	28,8%	28,3%	33,3%	36,0%	32,4%	34,1%	33,2%	32,5%
Всего	32,6%	30,9%	35,3%	39,9%	42,5%	40,3%	41,6%	40,0%	37,8%

В структуре капитала российских компаний выделяется значительная неоднородность: одна часть компаний предпочитает функционировать в

основном за счет собственных средств, другая часть – занимать. Так, Роснефть и Русснефть имеют более 60% заемных средств в общем объеме капитала, а Сургутнефтегаз и Новатэк занимают не более 18% и ведут деятельность за счет собственных средств (табл. 1).

Крупнейшие иностранные компании также имеют дифференциацию, однако она не так сильна, как у российских компаний. Почти половина из выбранных крупнейших компаний имеет от 50 до 68% заемного капитала в своей структуре, и динамика доли заемных средств у этих компаний достаточно стабильна (Petrobras, BP, SHELL, Total S.A., Statoil (Equinor)). Другая часть компаний занимает меньше, от 29 до 46%, за последние 10 лет их стратегия в заимствовании практически не изменилась (Exxonmobil, Chevron, CNPC, Petrochina) (табл. 2).

Таблица 2. Динамика доли заемного капитала нефтегазовых компаний мира
Table 2. The dynamics of the share of borrowed capital of oil and gas companies in the world

Компании	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Petrobras	40,1%	45,5%	50,6%	53,6%	60,8%	71,3%	68,6%	67,6%	67,0%	67,7%
Exxonmobil	49,5%	51,4%	48,6%	48,0%	48,2%	47,5%	48,4%	45,3%	43,7%	47,1%
Chevron	42,7%	41,7%	40,6%	40,5%	41,0%	41,8%	43,6%	41,2%	38,7%	39,0%
British Petroleum	64,8%	61,6%	60,2%	57,3%	60,4%	62,4%	63,2%	63,7%	64,0%	65,9%
SHELL	53,6%	50,5%	47,3%	49,3%	51,1%	51,8%	54,2%	51,4%	49,3%	52,9%
Total S.A.	57,4%	57,7%	57,7%	56,8%	59,3%	57,5%	56,0%	53,0%	54,0%	56,3%
CNPC	40,4%	43,8%	45,3%	45,3%	42,7%	40,5%	39,9%	41,4%	42,2%	45,9%
Petrochina	39,0%	43,5%	45,6%	45,8%	45,2%	43,9%	42,7%	42,6%	42,0%	45,4%
Statoil (Equinor)	64,8%	62,9%	59,2%	59,8%	61,4%	63,3%	66,4%	64,1%	61,8%	65,1%

Обсуждение

Рынок заёмного капитала российского нефтегазового сектора характеризуется постоянным ростом объемов заемных средств, использующихся в деятельности российских нефтегазовых компаний, также наблюдаются существенные отличия между отечественными компаниями в выборе стратегии

формирования структуры капитала, склонные к займам – Роснефть и Русснефть, сдержанная политика – Сургутнефтегаз, Новатэк, Лукойл.

Мировые нефтегазовые компании осуществляют более сбалансированную политику в области заёмного капитала. Так, доля заемных средств в нефтегазовой отрасли мира составляет 52% и остается примерно на одном уровне в течение последних 10 лет.

Заключение

Исходя из анализа динамики заемного и собственного капитала, доли заемных средств компаний России и мира становится понятно, что существуют различия в подходах к формированию капитала нефтегазовыми компаниями разных стран. В российских компаниях нет строгой концепции – использовать ли собственные средства или заемные, компании очень сильно отличаются: кто–то практически не использует заемный средства, а у кого–то их доля приближается к 70%, в целом же по нефтегазовой отрасли России видна тенденция предпочтения собственного капитала на протяжении последних 10 лет. Зарубежные компании отличаются от российских, их капитал более сбалансирован по источникам финансирования: есть различия между самими компаниями, но они не существенны, немного отличается степень использования заемного капитала. Однако в целом зарубежная нефтегазовая отрасль придерживается паритета между собственными и заемными источниками финансирования на протяжении последних 10 лет.

Таким образом, выявленные существенные различия в подходах к формированию капитала могут быть обусловлены как внутренними предпочтениями компаний, так и внешними макроэкономическими факторами.

Поэтому интересным вопросом для исследования остается изучение факторов, которые оказывают влияние на выбор той или иной структуры капитала, используя наиболее популярные методы, например, факторный анализ

для выявления наиболее значимых показателей, оказывающих влияние на структуру капитала и объем заимствований.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта РФФИ № 18–010–01032.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аношкина Е.С., Марковская Е.И. Эмпирический анализ особенностей структуры капитала российских компаний нефтегазового сектора // Экономическая политика. – 2018. – Т. 13. – №5. – С. 80–109.
2. Волобуев В.Н. Оптимизация структуры капитала предприятия по критерию минимизации его цены с учетом альтернативных источников привлечения капитала // Ученые записки Российского Государственного Социального Университета – 2010. – №1 (77). – С. 118–122.
3. Гулиева И.А. Влияние размера финансовой задолженности на оптимизацию структуры капитала компании // Региональная экономика: теория и практика – 2010. – №21 (156). – С. 64–68.
4. Ельмурзаева А.Б. Управление структурой капитала предприятия. Источники финансирования и оптимизации структуры капитала предприятия // Российское предпринимательство – 2010. –№5 (2). – С. 90–93.
5. Ивашковская И.В., Солнцева М.С. Общий и стратегический менеджмент. Структура капитала в российских компаниях как стратегическое решение // Вестник Санкт–Петербургского университета – 2008. – Сер.8. Вып. 3. – С. 3–32.
6. Киселева В.А., Шикина С.А. Управление структурой активов на основе функциональной модели оптимизации структуры капитала. // Вестник ЮУрГУ. – 2010. – №7. – С. 56–61.
7. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
8. Назаров П.А. Моделирование структуры капитала компаний с учетом структуры собственности // Финансовый менеджмент. – 2014. – №24 (210). – С. 57–65.
9. Семенова С.В. Об оптимизации структуры капитала предприятия // Казанская наука. – 2010. – №6. – С. 43–48.
10. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.
11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.
12. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

13. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – С. 012012.

15. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – С. 012011

16. Aysegul Guner The Determinants of Capital Structure Decisions: New Evidence from Turkish Companies // Procedia Economics and Finance. – 2016. – Vol. 38. – P. 84–89.

17. Kasthury S., Anandasayanan S Impact of firm specific factors on capital structure: evidence from listedcompanies in colombo stock exchange of Sri Lanka // Vavuniya campus international research symposium. – 2019. – Vol. 20. – P. 13–20.

18. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Т. 84. – С. 012010.

19. Mohammad Rajon Meah The efficiency of corporate governance on capital structure: an empirical study from listed manufacturing firms in Bangladesh // Asian Journal of Accounting & Governance. – 2019. – Vol 11. – P. 13–23.

20. Sorana Vatavu The impact of capital structure on financial performance in Romanian companies // Procedia Economics and Finance. – 2015. – №32. – P. 1314–1322.

21. Sumedrea S. How the Companies did Structure their Capital to Surpass Crises? – 22nd International Economic Conference // IECS 2015 «Economic Prospects in the Context of Growing Global and Regional Interdependencies». – 2015. – Vol. 27. – P. 22–28.

REFERENCES

1. Anoshkina E.S., Markovskaya E.I. Empiricheskij analiz osobennostej struktury kapitala rossijskih kompanij neftegazovogo sektora // Ekonomicheskaya politika. – 2018. – T. 13. – №5. – P. 80–109.

2. Volobuev V.N. Optimizaciya struktury kapitala predpriyatiya po kriteriyu minimizacii ego ceny s uchetom al'ternativnyh istochnikov privlecheniya kapitala // Uchenye zapiski Rossijskogo Gosudarstvennogo Social'nogo Universiteta – 2010. – №1 (77). – P. 118–122.

3. Gulieva I.A. Vliyanie razmera finansovoj zadolzhennosti na optimizaciyu struktury kapitala kompanii // Regional'naya ekonomika: teoriya i praktika – 2010. – №21 (156). – P. 64–68.

4. El'murzaeva A.B. Upravlenie strukturoj kapitala predpriyatiya. Istochniki finansirovaniya i optimizacii struktury kapitala predpriyatiya // Rossijskoe predprinimatel'stvo – 2010. –№5 (2). – P. 90–93.

5. Ivashkovskaya I.V., Solnceva M.S. Obshchij i strategicheskij menedzhment. Struktura kapitala v rossijskih kompaniyah kak strategicheskoe reshenie // Vestnik Sankt–Peterburgskogo universiteta – 2008. – Ser.8. V. 3. – P. 3–32.

6. Kiseleva V.A., SHikina S.A. Upravlenie strukturoj aktivov na osnove funkcional'noj modeli optimizacii struktury kapitala. // Vestnik YUUrGU. – 2010. – №7. – P. 56–61.

7. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – P. 48–57.

8. Nazarov P.A. Modelirovanie struktury kapitala kompanij s uchetom struktury sobstvennosti // Finansovyj menedzhment. – 2014. – №24 (210). – P. 57–65.

9. Semenova S.V. Ob optimizacii struktury kapitala predpriyatiya // Kazanskaya nauka. – 2010. – №6. – P. 43–48.

10. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – P. 41–49.

12. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – P. 3–14.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A., Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 CHast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

15. Filimonova I.V., Eder L.V., Mishenin M.V., Mamakhatov T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – P. 012011

16. Aysegul Guner The Determinants of Capital Structure Decisions: New Evidence from Turkish Companies // Procedia Economics and Finance. – 2016. – Vol. 38. – P. 84–89.

17. Kasthury S., Anandasayanan S Impact of firm specific factors on capital structure: evidence from listedcompanies in colombo stock exchange of Sri Lanka // Vavuniya campus international research symposium. – 2019. – Vol. 20. – P. 13–20.

18. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – T. 84. – P. 012010.

19. Mohammad Rajon Meah The efficiency of corporate governance on capital structure: an empirical study from listed manufacturing firms in Bangladesh // Asian Journal of Accounting & Governance. – 2019. – Vol 11. – P. 13–23.

20. Sorana Vatavu The impact of capital structure on financial performance in Romanian companies // Procedia Economics and Finance. – 2015. – №32. – P. 1314–1322.

21. Sumedrea S. How the Companies did Structure their Capital to Surpass Crises? – 22nd International Economic Conference // IECS 2015 «Economic Prospects in the Context of Growing Global and Regional Interdependencies». – 2015. – Vol. 27. – P. 22–28.

© А.В. Чеботарева, И.В. Филимонова, 2020

УДК 330.354 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-103

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ В МАКРОРЕГИОНАХ МИРА

Дарья Михайловна Черепанова
Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студентка, тел.: +7(913)713–52–31, e–mail: CherepanovaDM@yandex.ru

Ирина Викторовна Филимонова
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор экономических наук, Заведующая лабораторией, тел.: +7(913)900–41–70, e–mail: filimonovaiv@list.ru

В работе обсуждается проблема ресурсной зависимости в странах с высокой добычей углеводородов, экспортом сырья. Целью исследования является оценка влияния факторов ресурсной зависимости и факторов устойчивого роста на экономический рост 41 страны нетто–экспортеров нефти и газа за период 1990–2018 гг. на основе анализа панельных данных. Страны классифицированы по макрорегионам, уровням экономического развития и демократии. Анализируются последствия с точки зрения устойчивого экономического роста.

Ключевые слова: ресурсная зависимость, сырьевая экономика, ресурсное проклятие, экономический рост, панельные данные.

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF OIL AND GAS COMPLEX ON ECONOMIC GROWTH IN THE MACRO–REGIONS OF THE WORLD

Daria M. Cherepanova
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 1, Pirogov St., student, phone: +7(913)713–52–31, e–mail: CherepanovaDM@yandex.ru

Irina V. Filimonova
IPGG SB RUS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Academician Koptyug ave., Doctor of Economics, Head of Laboratory, phone: +7(913)900–41–70, e–mail: filimonovaiv@list.ru

The paper discusses the problem of resource dependence in countries with high hydrocarbon production, export of resource. The aim of the study is to assess the impact of resource dependence factors and sustainable growth factors on economic growth of 41 countries, which are net oil and gas exporters, for the period 1990–2018 based on the analysis of panel data. Countries are classified by macro–regions, levels of economic development and democracy. The consequences in terms of sustainable economic growth were analyzed.

Key words: resource dependence, resource–based economy, resource curse, economic growth, panel data.

I. ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый комплекс России играет важную роль в мировой системе энергообеспечения. Россия много лет является одним из мировых лидеров по добыче углеводородов. В 2019 г. добыча нефти и газового конденсата составила

560,2 млн т, что на 0,8% выше уровня 2018 г. Объём экспорта нефти в 2019 г. вырос на 3,3% и составил 266,1 млн т. Добыча и экспорт нефти в России являются главными источниками формирования доходов федерального бюджета, драйверами инновационного развития. Однако при положительном росте производственных показателей наблюдается замедление темпов роста экономики страны в целом в условиях волатильных цен на нефть. В связи с этим становится актуальным вопрос о влиянии ресурсной зависимости на экономику богатых ресурсами стран, а также поиск способов обеспечения устойчивого экономического роста.

В середине 1970–х – начале 80–х гг. XX в. появляется ряд исследований по проблемам экономического развития регионов, в которых преобладает нефтегазовый комплекс [10]. В это же время в научной литературе появилось большое количество понятий, обозначающих этот феномен — «ресурсное проклятие», «голландская болезнь», «нефтяное проклятие» и т.д. [8]. «Ресурсное проклятие» — это комплексный феномен, состоящий из трех разных процессов [5]. Первый из них — «голландская болезнь», то есть повышение курса национальной валюты, вызванное притоком доходов от продажи ресурсов, и то негативное воздействие, которое оно оказывает на конкурентные возможности других отраслей промышленности. Второй процесс – высокая волатильность цен на сырье. Третий процесс связан с воздействием сырьевой экономики на политическую ситуацию в стране [12].

В настоящее время в литературе о «ресурсном проклятии» доминирует направление, в котором внимание сосредоточено на каналах, с помощью которых ресурсная зависимость могла бы повлиять на устойчивый экономический рост [2, 3, 4]. Считается, что высокая сырьевая рента снижает стимулы к улучшению качества институциональной среды [1]. Дальнейшему развитию теории «ресурсного проклятия» способствует доказательство сильной связи нефти с авторитарными режимами, что указывает на политические аспекты данного понятия [9]. В последнее время появились статьи [6, 7, 11], в которых

факт «ресурсного проклятия» подвергается критике. Противоречивые результаты исследований можно обосновать разными типами исследуемых ресурсов, различными экономическими условиями и выбором ключевых переменных.

Целью исследования является оценка влияния факторов ресурсной зависимости и факторов устойчивого роста на экономическое развитие стран нетто–экспортеров нефти и газа за период 1990–2018 гг. Объект исследования – экономический рост стран нетто–экспортеров. Предметом исследования являются методологические подходы к оценке влияния «ресурсного проклятия» на экономику стран мира.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

На основе статистических данных BP были выбраны страны, которые являются нетто–экспортерами нефти и газа (то есть добыча энергоресурсов в данных странах превышает их потребление). Выборка показателей составлена по 41 стране за период 1990–2018 гг. В исследовании выполнена группировка стран по макрорегионам, что учитывает особенности ТЭБ и развития территориально близких государств, специализирующихся на добыче углеводородов. Данные, используемые в статье, были получены из различных источников: Всемирный банк (World Bank), Международный валютный фонд (IMF), Управление энергетической информацией США (EIA), Freedom House, BP. В таблице 1 представлено подробное описание показателей и их источников.

Таблица 1. Описание переменных
Table 1. Variable description

№	Обозначение	Описание	Источник	Примечания
1	GDP	ВВП, ППС (долл.)	World Bank	Валовой внутренний продукт, конвертированный в международные доллары с использованием ППС в ценах 2011 года.

Продолжение таблицы 1
Continuation of Table 1

Прямые факторы, определяющие ресурсную зависимость				
2	O_RENT	Нефтяная рента (долл.)	World Bank	Разница между стоимостью добычи сырой нефти и общими затратами на добычу.
3	PETR_EXP	Экспорт нефти (млн. баррелей / день)	EIA	Общий экспорт нефти и других жидкостей: сырая нефть, включая конденсат, NGPL и др. жидкости.
4	G_RENT	Рента от природного газа (долл.)	World Bank	Разница между стоимостью добычи природного газа и общими затратами на его добычу.
5	G_EXP	Экспорт газа (млрд. кубических футов / день)	EIA	Общий экспорт природного газа: валовый природный газ, сухой природный газ
Косвенные факторы, определяющие ресурсную зависимость				
6	OPENNESS	Открытость экономики (долл.)	World Bank	Сумма экспорта и импорта.
7	GFCF	ВНОК (долл.)	World Bank	Включает улучшения земель; закупки машин, оборудования; строительство дорог, школ, больниц, жилых домов, промышленных зданий; ЧПЦ.
8	EXCH_RATE	Официальный обменный курс (местная валюта за доллар США)	IMF, World Bank	Рассчитывается как среднегодовое значение на основе среднемесячных значений.
9	F_INV	Прямые иностранные инвестиции, чистый приток (долл.)	IMF, World Bank	Инвестиции для приобретения долгосрочной доли участия в управлении в предприятии, работающем в экономике, отличной от экономики инвестора.
Дополнительные факторы, определяющие ресурсную зависимость				
10	CONSUMP	Расходы на конечное потребление (долл.)	World Bank	Сумма расходов на КП д/х и расходов на КП сектора гос. управления.
11	POPUL	Численность населения (всего чел.)	World Bank	Основана на фактическом определении населения, которое учитывает всех жителей независимо от их правового статуса или гражданства.
12	EXT_DEBT	Внешний долг (долл.)	World Bank	Сумма государственного, гарантированного государством и частного необеспеч. долгосрочного долга, кредита МВФ и краткосрочного долга.

Продолжение таблицы 1
Continuation of Table 1

Факторы человеческого капитала				
13	EDU_EXP	Гос. расходы на образование (долл.)	World Bank	Расходы гос. сектора на образование: текущие, капитальные и трансферты.
14	HDI	Индекс человеческого развития (%)	HDR	Среднее геометрическое нормированных индексов для каждого из трех измерений: долгая жизнь, знания и уровень жизни.
Факторы "зеленой" энергии				
15	O_CO2_EMI	Выбросы CO2 от потребления нефти (тыс. тонн)	World Bank	Выбросы от использования топлива, полученного из нефти, в качестве источника энергии.
16	G_CO2_EMI	Выбросы CO2 от потребления газа (тыс. тонн)	World Bank	Выбросы от использования природного газа в качестве источника энергии.
17	RENEW_CONSUMP	Потребление возобновляемой энергии (млн. тонн нефтяного эквивалента)	BP	Основано на валовой выработке из возобновляемых источников, включая ветер, геотермальную энергию, солнечную энергию, биомассу и отходы.

В качестве основного инструментария оценки влияния ресурсной зависимости на экономический рост была использована модель панельных данных, представленная в общем виде в формуле (1). Для получения корректных результатов был сделан переход к темпам прироста всех факторов.

$$\Delta GDP = \alpha + \beta_1 * \Delta OilDependency + \beta_2 * \Delta Z + \varepsilon, \quad (1)$$

где ΔGDP – изменение величины ВВП по ППС в ценах 2011 г.;

$\Delta OilDependency$ – изменение прямых показателей ресурсной зависимости: нефтяной ренты, экспорта нефти, ренты от природного газа, экспорта газа;

ΔZ – матрица других объясняющих переменных.

Для выбора наиболее адекватной модели были проведены следующие статистические тесты: тест Вальда, тест Бройша–Пагана, тест Хаусмана.

III. **Р**ЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Исследование влияния факторов, определяющих ресурсную зависимость, на экономический рост позволило выявить ряд устойчивых закономерностей (табл. 2).

Прямые факторы ресурсной зависимости (нефтяная рента, экспорт нефти и газа) для всех групп стран (кроме Африки, страны которой характеризуются низким уровнем развития) практически не оказывают влияние на экономический рост. Однако косвенные факторы «ресурсного проклятия» способны в большей мере влиять на экономический рост. Причем открытость экономики является значимой для стран (АТР, Северная Америка, Южная и Центральная Америка), которые не только экспортируют углеводороды, но и являются крупнейшими потребителями энергетических ресурсов. Фактор ВНОК характерен для наиболее развитых и «свободных» стран (Европа, Северная Америка, Южная и Центральная Америка).

Достаточно высокое влияние на рост экономики имеет конечное потребление. Влияние внешнего долга на экономический рост зависит от эффективности расходования займов.

При анализе значимости индекса человеческого развития наблюдаем закономерность: для «несвободных» и слабо развитых стран (Африка, СНГ, Ближний Восток), являющихся лидерами по экспорту нефти, характерно довольно высокое значение коэффициентов при данном факторе. Однако для развитых и «свободных» стран (АТР, Европа) коэффициенты не настолько велики.

Потребление возобновляемой энергии оказывает невысокое влияние на рост экономики стран в связи с тем, что роль альтернативной энергетики совсем недавно стала ускоренно расти. Выбросы CO2 от потребления нефти значимы в странах, не входящих в ОЭСР, так как в течение последних лет происходит ускорение роста эмиссии парниковых газов, что связано с ростом доли энергоемких производств и изменением климата. Наиболее интенсивный период

роста эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу пришелся на 1990–2010 гг. Основными загрязнителями были АТР и страны Ближнего Востока (не входящие в ОЭСР). При этом за тот же период эмиссия CO2 в странах Европы, являющихся участницами ОЭСР, сократилась на 13,6 %.

Таблица 2. Результаты статистической оценки (коэффициенты) влияния ресурсной зависимости на экономический рост
Table 2. The results of a statistical assessment (coefficients) of the impact of resource dependence on economic growth

Фактор	Африка	АТР	СНГ	Европа	Бл. Восток	Сев. Америка	Юж. и Ц. Америка
Нефтяная рента			0.017	0.004	0.08		
Экспорт нефти	0.205						
Рента от природного газа							
Открытость		0.109				0.125	0.134
ВНОК				0.09		0.191	0.133
Обм. курс		–0.05					
Конечное потр–е		0.27	0.425	0.60			
Внешний долг			–0.07	–0.03	0.15		
Индекс чел. развития	2.336	0.929	3.355	0.50	4.34		1.133
Выбросы CO2 от потр–я нефти							
Потр–е возобновляемой энергии		0.012					0.017

Таким образом, были получены и подробно описаны результаты анализа панельных данных для каждой группы стран. Данные результаты позволяют выявить определенные закономерности и взаимосвязи, характерные отдельным макрорегионам, разным по уровню экономического развития и уровню демократии странам.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Экономический рост многих стран зависит в большей степени от факторов устойчивого роста, соответствующих целям устойчивого развития ООН, а не от факторов ресурсной зависимости.

В России в приоритеты социально–экономического развития необходимо поставить применение грамотной фискальной и монетарной политики, развитие институтов, диверсификацию экономики, повышение инвестиционной привлекательности страны и выполнение Парижских соглашений.

Стоит отметить, что темпы экономического роста в большой степени зависят от широкого комплекса институциональных условий. Странам, подверженным сырьевой зависимости, необходимо использовать преимущества ресурсной ренты в направлении диверсификации экономики и доходов государства. Инвестируя в новые технологические решения (в том числе в нефтегазовом секторе), в подготовку специализированных кадров, а также в машиностроение и обрабатывающий сектор, страны будут способны обеспечить стабильно высокие темпы роста экономики. Учитывая тенденции низкоуглеродного развития в условиях глобального изменения климата, принципиальное значение имеет ускоренная динамика развития «зеленой» энергии, подкрепляемая высоким и устойчивым ростом инвестиций.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке грантов № 18–310–20010 мол_а, № 18–010–01032_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бенсон И. Н. Влияние качества институциональной среды на благосостояние и экономический рост: межстрановые сопоставления // Вестник Санкт–Петербургского университета. Серия 5. Экономика. – 2016. – Вып. 3. – С. 38–55.
2. Гуриев С. Экономика «ресурсного проклятия» / С. Гуриев, К. Сонин // Вопросы экономики. – 2008. – №4. – М. 61–74.
3. Жигалов В. М., Подкорытова О. А., Пахомова Н. В., Малова А. С. Взаимосвязь энергетической и климатической политики: экономико–математическое обоснование рекомендаций для регулятора // Вестник Санкт–Петербургского университета. Экономика. – 2018. – Т. 34. – Вып. 3. – С. 345–368.
4. Полтерович В. Механизмы «ресурсного проклятия» и экономическая политика / В. Полтерович, В. Попов, А. Тонис // Вопросы экономики. – 2007. – №6. – С. 4–27.
5. Хамфрис М. Как избежать ресурсного проклятия / под ред. М. Хамфриса, Д. Сакса и Д. Стиглица; пер. с англ. Н. Автономовой, И. Фридмана под ред. Е. Добрушиной и А Ю. Кнобеля. – М.: Изд–во Института Гайдара, 2011. – 464 с.

6. Alexeev M.V., Conrad R.J. The Elusive Curse of Oil // SAN Working Paper. – 2005. – No 7. – P. 201–229.

7. Brunnschweiler C.N. Cursing the Blessings? Natural Resource Abundance, Institutions, and Economic Growth // ETH Economics Working Paper. – 2006. – No 51. – P. 83–101.

8. Gylfason T.A. Natural Resources, Education, and Economic Development // European Econ. Rev. – 2001. – Vol. 45. – P. 847–859.

9. Ross M. The Oil Curse: How petroleum wealth shapes the development of nations. – Princeton, NJ: Princeton University Press, 2012. – 289 p.

10. Sachs J.D., Warner A.M. The Curse of Natural Resources // European Econ. Rev. – 2001. – Vol. 45. – P. 827–838.

11. Stijns J.P. Natural Resource Abundance and Economic Growth Revisited // EconWPA. – 2005. – No. 47. – P. 103–141.

12. Van der Ploeg F., Malova A., Saltan A. Harnessing hydrocarbon revenues: reflections on Russia // St Petersburg University Journal of Economic Studies. – 2017. – Vol. 33. – issue 3. – P. 348–363.

REFERENCES

1. Benson I. N. Vliyanie kachestva institucional'noj sredy na blagosostoyanie i ekonomicheskij rost: mezhstranovye sopostavleniya // Vestnik Sankt–Peterburgskogo universiteta. Seriya 5. Ekonomikaю – 2016ю – Vyp. 3ю – ЬI. 38–55.

2. Guriev S. Ekonomika «resursnogo proklyatiya» / S. Guriev, K. Sonin // Voprosy ekonomikiю – 2008ю – №4. – S. 61–74.

3. ZHigalov V. M., Podkorytova O. A., Pahomova N. V., Malova A. S. Vzaimosvyaz' energeticheskoj i klimaticheskoj politiki: ekonomiko–matematicheskoe obosnovanie rekomendacij dlya regulyatora // Vestnik Sankt–Peterburgskogo universiteta. Ekonomika. – 2018. – T. 34. – Vyp. 3. – S. 345–368.

4. Polterovich V. Mekhanizmy «resursnogo proklyatiya» i ekonomicheskaya politika / V. Polterovich, V. Popov, A. Tonis // Voprosy ekonomiki. – 2007. – №6. – S. 4–27.

5. Hamfris M. Kak izbezhat' resursnogo proklyatiya / pod red. M. Hamfrisa, D. Saksa i D. Stiglica; per. s angl. N. Avtonomovoj, I. Fridmana pod red. E. Dobrushinoj i A YU. Knobelya. – M.: Izd–vo Instituta Gajdara, 2011. 464 s.

6. Alexeev M.V., Conrad R.J. The Elusive Curse of Oil // SAN Working Paper. – 2005. – No 7. – S. 201–229.

7. Brunnschweiler C.N. Cursing the Blessings? Natural Resource Abundance, Institutions, and Economic Growth // ETH Economics Working Paper. – 2006. – No 51. – P. 83–101.

8. Gylfason T.A. Natural Resources, Education, and Economic Development // European Econ. Rev. – 2001. – Vol. 45. – P. 847–859.

9. Ross M. The Oil Curse: How petroleum wealth shapes the development of nations. – Princeton, NJ: Princeton University Press, 2012. – 289 p.

10. Sachs J.D., Warner A.M. The Curse of Natural Resources // European Econ. Rev. – 2001. – Vol. 45. – P. 827–838.

11. Stijns J.P. Natural Resource Abundance and Economic Growth Revisited // EconWPA. – 2005. – No. 47. – P. 103–141.

12. Van der Ploeg F., Malova A., Saltan A. Harnessing hydrocarbon revenues: reflections on Russia // St Petersburg University Journal of Economic Studies. – 2017. – Vol. 33. – issue 3. – P. 348–363.

© Д.М. Черепанова, И.В. Филимонова, 2020

УДК 338.012 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-104

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАЛОГОВЫХ ЛЬГОТ ПО НДПИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Светлана Борисовна Чукарева
НГУ, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, студент, тел.: +7(960) 796–68–77, e–mail: freyalight@gmail.com

Анна Владимировна Комарова
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, Проспект Ак. Коптюга, 3, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, тел.: +7(383) 363–28–14, e–mail: komarovaav@ipgg.sbras.ru

НДПИ – один из основных налогов, применяемых к компаниям, добывающим нефть в РФ. Налоговые льготы являются возможностью регулирования нефтедобычи путем уменьшения ставки НДПИ. На месторождениях Восточной Сибири находится легкая нефть высокого качества, поэтому их разработка необходима для развития отрасли. Для анализа результатов применения налоговых льгот на примере Восточной Сибири использовались региональные и федеральные методики оценки с помощью значимых факторов (прирост добычи, чистый выигрыш, доля нефтегазовых доходов и пр.).

Ключевые слова: НДПИ, Восточная Сибирь, льготные коэффициенты, нефтегазовый сектор.

ANALYSIS OF THE TAX RELIEF IN MET INFLUENCE ON THE OIL DEPOSITS IN EASTERN SIBERIA

Svetlana B. Chukareva
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk,1, Pirogova St, student, phone: +7(960) 796–68–77, e–mail: freyalight@gmail.com

Anna V. Komarova
IPGG SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Ac. Koptuga Ave., PhD of Economic, senior researcher,
phone: +7(383) 363–28–14, e–mail: komarovaav@ipgg.sbras.ru

MET is one of the most important taxes for companies, extracting oil in Russia. Tax relief in MET formula is a possibility to control oil extraction by reducing the MET rate. There is light oil of high quality in the deposits of Eastern Siberia, that's why its development is crucial for the industry. To analyze the influence of the tax relief in Eastern Siberia, Russian regional and federal methods were used. Significant factors were determined and used in the calculation (e.g. production increase, ratio of incomes and etc).

Key words: MET, Eastern Siberia, tax relief coefficients, oil and gas industry

Введение

В настоящей работе рассматривается влияние налоговых льгот по НДПИ на развитие добычи нефти и газа в Восточной Сибири, а также то, насколько это отражается на федеральном бюджете Российской Федерации. Налоговые льготы

по НДПИ отличаются тем, что вводятся посредством корректирующих коэффициентов, в этом состоит сложность их оценки и определение влияния каждой отдельной льготы [1–3].

Налоговые льготы на нефть и газ, разработанные специально для «новых месторождений», оказали большое влияние на развитие добычи нефти в регионах именно после 2007–2008 гг., когда только были введены первичные корректирующие коэффициенты. На основе этого опыта можно сформулировать гипотезу о том, что налоговые льготы являются основным инструментом регулирования добычи и обеспечения устойчивого развития нефтяного комплекса в Восточной Сибири [6–8].

Таким образом, цель работы – подтвердить или опровергнуть данную гипотезу, для чего необходимо решить следующие задачи:

1) Рассмотреть формулу НДПИ и корректирующие коэффициенты, которые применяются для расчета налога на месторождениях Восточной Сибири.

2) Разработать методологию оценки применяемых налоговых льгот по НДПИ.

3) Провести расчеты для трех добывающих регионов Восточной Сибири (Красноярский край, Республика Саха (Якутия) и Иркутская область).

Методы и данные

Для оценки влияния налоговых льгот были выбраны несколько известных методик, которые применяются или предложены к применению в России для оценки эффективности налоговых льгот. В их формулу внесены корректировки с учетом специфики задачи и отрасли (добавлена инфляционная составляющая), а факторы для расчета коэффициентов определены, исходя из построения множественной регрессии.

Так, в первую очередь, проведена оценка значимости факторов, которые могут влиять на налоговых доходы от конкретного региона. Эти факторы взяты

за основу дальнейших расчетов принятых коэффициентов, которые позволят определить успешность применения налоговых льгот в Восточной Сибири [4, 5].

Выбранные факторы (в долях):

- прирост добычи нефти и газа в регионе;
- прирост поступлений (скорректированный на индекс цен) от льготных нефти и газа в регионе;
- прирост чистого «выигрыша» от применения льгот в регионе;
- прирост ВРП;
- прирост добычи газа и газового конденсата;
- прирост доли нефтегазовых доходов в ВРП;
- прирост нефтегазовых доходов.

Первая методика представлена Постановлением Правительства ЯНАО от 16.06.2010г., в которой максимально учитывается не столько влияние налоговых льгот на бюджет области, сколько на производительность предприятий, функционирующих внутри нее [9, 12]. Рассмотрим ее более детально. Коэффициент экономической эффективности рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Кээф} = \sum(\frac{Эi}{Э1i}), \quad (1)$$

где $Э_i$ – показатели, по которым произошел рост по сравнению с предшествующим периодом; $Э_{1i}$ – показатели, по которым произошло снижение или уровень остался прежним.

Налоговые льготы несут положительный эффект, если $К_{эфф}$ больше либо равен единицы. В ином случае – эффект является отрицательным.

Методика Министерства Финансов была разработана для оценки стимулирующих льгот, расчетный период 5 лет [13–16]. Поэтому, если льгота действует дольше, то в методике берутся данные за последние 5 отчетных

периодов. Формула коэффициента следующая:

$$E = \sum \frac{Ni - N0i * (1 + gi)}{(1 + r)^i}, \quad (2)$$

где N_i – поступления в бюджет субъекта РФ от налогоплательщиков, получающих данный вид льготы; N_{0i} – расчетный объем базовых налоговых поступлений в бюджет субъекта РФ от налогоплательщиков–получателей льготы в году, предшествующем i–му; g_i – номинальный темп прироста налоговых доходов субъектов РФ в i–м году по отношению к базовому; r – суммирование уровня инфляции (авторская корректировка) и реальная процентная ставка среднегодового темпа прироста уровня цен на нефть марки Urals; i=1,…5 – отчетный период.

По этой методике льгота определяется как «успешная» в том случае, если оценка Е больше нуля.

Последняя методика, разработанная для Омской области, предполагает расчет коэффициентов социальной и экономической активности [17, 18]. Данная методика больше подходит для оценки совокупной политики государства, поскольку здесь анализируются динамика инфляции, выручки от реализации, себестоимости, валовой прибыли и так далее. Также рассчитывается коэффициент бюджетной эффективности:

$$\text{Кб} = \frac{\text{НП}}{\text{ПБ}}, \quad (3)$$

где НП – объем прироста налоговых поступления в областной бюджет за отчетный период, скорректированный на коэффициент инфляции; ПБ – сумма потерь областного бюджета от предоставления налоговых льгот за отчетный период.

Результаты

В результате оценки были получены расчетные данные об эффективности используемых налоговых льгот. В таблице 1 отображены значения коэффициента бюджетной эффективности (Кб) для регионов.

Таблица 1 Коэффициент бюджетной эффективности налоговых льгот по НДПИ
Table 1. The coefficient of budgetary effectiveness of tax benefits for mineral extraction tax

	Красноярский край	Республика Саха	Иркутская область
2016	4.05	–0.16	1.03
2017	2.85	0.91	1.35
2018	1.16	1.1	1.27

Аналогично в таблицах 2 и 3 представлены расчеты коэффициента экономической эффективности ($К_{эфф}$) и коэффициента приведенных денежных потоков Е для Красноярского края, республики Саха и Иркутской области.

Таблица 2. Коэффициент экономической эффективности налоговых льгот по НДПИ
Table 2. The coefficient of economic efficiency of tax benefits for mineral extraction tax

	Красноярский край	Республика Саха	Иркутская область
2012	1,3	1,3	1
2013	2,5	2,5	6
2014	6	2,5	2,5
2016	2,5	0,16	6
2017	1,3	0,25	2,5
2018	2,5	1,3	2,5

Таблица 3. Коэффициент Е для различных корректирующих коэффициентов («льгот») по НДПИ, млн руб.
Table 3. Coefficient E for various corrective coefficients («benefits») for mineral extraction tax, million rubles

	Красноярский край	Республика Саха	Иркутская область
Льгота на «новые месторождения» (Ккан и Кндпи)	13 167	120	36 925

Продолжение таблицы 3
Continuation of table 3

Льгота по коэффициенту Кв (Св<1)			2894
Льгота по коэффициенту Кз (Кз<1)	–2 578	– 270	39
Льгота по коэффициенту Кд (Кд<1)			– 18

На рисунке 1 видно, в каких регионах налоговые льготы применяются наиболее эффективно. По оси абсцисс указан средний коэффициент $К_б$, по оси ординат – средний $К_{эфф}$, диаметр точек зависит от коэффициента Е, который был также рассчитан и проранжирован от 1 до 3 (от менее к более эффективному показателю).

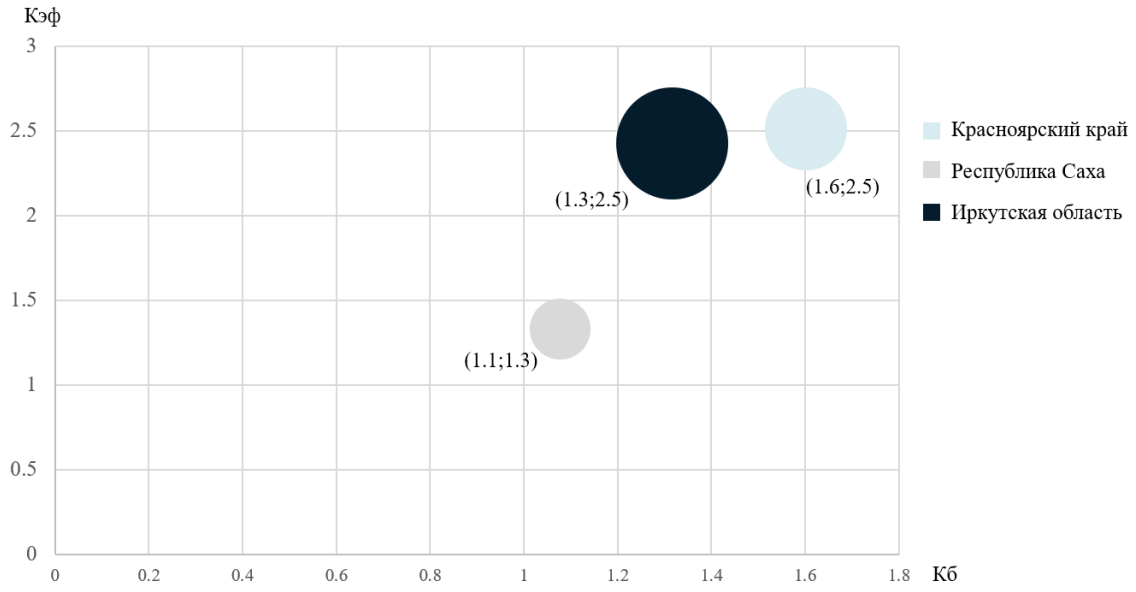


Рис. 1. Оценка налоговых льгот в трех регионах Восточной Сибири
Fig. 1. Assessment of tax benefits in three regions of Eastern Siberia

Обсуждение

Из полученных расчетов следует, что, во–первых, наиболее успешно налоговые льготы применяются в Иркутской области и Красноярском крае. Во втором случае появляется неоднозначность из–за того, что не все корректирующие коэффициенты действуют для региона в положительную сторону. Возможно, они никак не отражаются и не применяются, поэтому их

эффективность не может быть однозначно определена. В Республике Саха существенное влияние налоговых льгот не может быть подтверждено, поскольку все методы оценки показали относительно маленькие результаты, что может свидетельствовать о том, что на данный момент применяемые льготы не являются релевантными для региона.

По результатам оценки льгот при помощи методологии Министерства Финансов можно однозначно сказать, что на Восточную Сибирь повлияла лишь одна льгота – это льгота на «новые месторождения». Это имеет место быть, поскольку активное развития региона началось как раз после введения такой льготы в 2008 году [10, 11].

Результаты свидетельствуют о том, что, даже несмотря на внедряемые льготы и корректирующие коэффициенты, НДПИ до сих пор недостаточно дифференцирован, что подтверждает результаты исследований ученых, изучающих тему налоговых льгот на добычу нефти в России.

Несмотря на то, что в Восточной Сибири добывается легкая низкосернистая нефть высокого качества, текущие корректировки формулы НДПИ не принимают в расчет эти характеристики (а даже если и принимают, то влияние при этом минимально). Это говорит о необходимости дальнейшего развития темы дифференциации НДПИ, введения новых корректирующих коэффициентов и других видов льгот, которые позволят снизить налоговую нагрузку на компании, добывающие нефть в Восточной Сибири, для развития этого региона.

Таким образом, гипотеза о том, что налоговые льготы являются основным драйвером роста добычи нефти в Восточной Сибири частично опровергается (если не брать в расчет льготу для новых месторождений). Для того, чтобы этот тезис был воплощен в реальность, государству необходимо провести пересмотр формулы НДПИ с введением (или уточнением) коэффициентов, которые позволят уменьшать налоговую нагрузку для разработки месторождений с нефтью, обладающей хорошими свойствами.

Исследование было ограничено лишь одним регионом и тремя коэффициентами оценки налоговых льгот. В дальнейшем предполагается рассматривать применение налоговых льгот по НДПИ (причем не четырех, а всех, которые когда–либо применялись) во всех регионах России при помощи 5–7 инструментов. Это позволит сделать наиболее устойчивый анализ, провести параллели между регионами со схожими условиями добычи и характеристиками нефти и сделать более статистически значимый вывод об эффективности применения налоговых льгот в России.

Заключение

Налоговые льготы НДПИ могут стать действительно значимым инструментом регулирования добычи и обеспечения притока налоговых поступлений в федеральный бюджет, но для этого формула налога должна быть более дифференцированной и адаптированной для регионов с новыми месторождениями.

Первоначальная гипотеза основывалась на успешном опыте применения льготы для новых месторождений, но на самом деле ее успех мог быть связан, во–первых, с сильным сокращением налоговой базы (в отличие от других льгот), во–вторых, с некоторыми сторонними факторами, которые не были учтены в исследовании.

Оценка налоговых льгот необходима для построения дальнейшей стратегии государства в области налогового регулирования нефтедобычи, и покомпонентный разбор и анализ формулы НДПИ – один их первых шагов к пересмотру текущего законодательства.

Тем не менее, как уже было сказано выше, работа представляет собой срез данных только по Восточной Сибири, в то время как для получения релевантных данных необходимо сделать оценку по всем регионам, в которых осуществляется добыча нефти. Кроме того, нужно провести дополнительное исследование на предмет «прочих» факторов, которые могли в 2008–2009 году повлиять на резкий скачок развития добычи нефти в Восточной Сибири.

Благодарности

Статья выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ НШ–2571.2020.6 и гранта РФФИ № 18–010–01032.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алабердеев Р.Р., Баркинохоев М.И. Налоги в нефтегазовом комплексе России // Вестник Московского университета МВД России. – 2010. – №2. – С. 1–3.
2. Алиев Б.Х., Казимагомедова З.А., Алимирзоева М.Г. Анализ методик оценки эффективности механизма установления налоговых льгот в отдельных регионах // Финансы и кредит. – 2015. – №33. – С. 40–50.
3. Баландина А.С. Анализ теоретических аспектов налоговых льгот и налоговых преференций // Вестник Томского государственного университета. – 2011. – №4(16). – С. 1–6.
4. Барулин С.В., Макрушин А.В. Налоговые льготы как элемент налогообложения и инструмент налоговой политики // Финансы. – 2010. – №2. – С. 8–17.
5. Брызгалина А.В. Налоги и налоговое право: учеб. Пособие. – М: Аналитика–Пресс, 1998. – 574 с.
6. Бушмин Е.В. Налоговые льготы: анализ практики применения и методика оценки эффективности действия // Налоги и налогообложение. – 2011. – №7. – С. 12–17.
7. Гринкевич Л.С. Системный подход к формированию социально–эффективной системы налогообложения некоммерческих организаций в Российской Федерации // Вестник Томского государственного университета. – 2011. – №3(15). – С. 103–108.
8. Гринкевич Л.С., Шарф И.В. Система налогообложения нефтедобывающих предприятий России: новая модель // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – №3(11). – С. 1–7.
9. Дымченко В.И. Правовое значение налоговых льгот // Журнал российского права. – 1998. – №4–5. – С. 161–165
10. Кутергина Г.В., Мингазинова Е.Р. Методики оценки и мониторинга эффективности налоговых льгот: подходы и проблемы // Известия ДВФУ. Экономика и управление. – 2014. – №1. – С. 84–100.
11. Малкина М.Ю., Павлинова О.В. Факторный анализ и оценка поступлений НДПИ от нефтедобычи в Российской Федерации и ее регионах // Экономический анализ: теория и практика. – 2015. – №14 (413). – С. 36–48
12. Мандрощенко О.В. Основные подходы к оценке эффективности налоговых льгот // Финансовая аналитика: проблемы и решения. – 2016. – №39. – С. 45–60.
13. Министерство финансов Российской Федерации. Методика оценки эффективности налоговых льгот от 10.11.2017. [Electronic resource] Mode of access: https://qps.ru/qsuCG (дата обращения: 12.04.2019)
14. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая. Глава 26. Налог на добычу полезных ископаемых от 08.08.2011 №126–ФЗ (ред. от 01.05.2019 // СЗ РФ. 2000.
15. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть первая: федеральный закон от 31 июля 1998 г. № 146–ФЗ // СЗ РФ. 1998.
16. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть первая: федеральный закон от 31 июля 1998 г. № 146–ФЗ (ред. от 01.05.2019) // СЗ РФ. 1998. №18
17. Привалов Н.Г., Привалова С.Г. Проблемы исчисления налога на добычу полезных ископаемых в нефтегазовом комплексе // Записки Горного института. – 2017. – Т. 224. – С. 255–262.
18. Савина О.Н. Анализ действующих методик оценки эффективности налоговых льгот и преференций и проблемы их реализации // Научные известия. – 2016. – №3. – С. 29–40.

REFERENCES

1. Alaberdeev R.R., Barkinohoev M.I. Nalogi v neftegazovom komplekse Rossii // Vestnik Moskovskogo universiteta MVD Rossii. – 2010. – №2. – P. 1–3.
2. Aliev B.H., Kazimagomedova Z.A., Alimirzoeva M.G. Analiz metodik ocenki effektivnosti mekhanizma ustanovleniya nalogovyh l'got v otdel'nyh regionah // Finansy i kredit. – 2015. – №33. – P. 40–50.
3. Balandina A.S. Analiz teoreticheskih aspektov nalogovyh l'got i nalogovyh preferencij // Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2011. – №4(16). – P. 1–6.
4. Barulin S.V., Makrushin A.V. Nalogovye l'goty kak element nalogooblozheniya i instrument nalogovoj politiki // Finansy. – 2010. – №2. – P. 8–17.
5. Bryzgalina A.V. Nalogi i nalogovoe pravo: ucheb. Posobie. – M: Analitika–Press, 1998. – 574 p.
6. Bushmin E.V. Nalogovye l'goty: analiz praktiki primeneniya i metodika ocenki effektivnosti dejstviya // Nalogi i nalogooblozhenie. – 2011. – №7. – P. 12–17.
7. Grinkevich L.S. Sistemnyj podhod k formirovaniyu social'no–effektivnoj sistemy nalogooblozheniya nekommercheskih organizacij v Rossijskoj Federacii // Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2011. – №3(15). – P. 103–108.
8. Grinkevich L.S., SHarf I.V. Sistema nalogooblozheniya neftedobyvayushchih predpriyatij Rossii: novaya model' // Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. – 2010. – №3(11). – P. 1–7.
9. Dymchenko V.I. Pravovoe znachenie nalogovyh l'got // ZHurnal rossijskogo prava. – 1998. – №4–5. – P. 161–165
10. Kutergina G.V., Mingazinova E.R. Metodiki ocenki i monitoringa effektivnosti nalogovyh l'got: podhody i problemy // Izvestiya DVFU. Ekonomika i upravlenie. – 2014. – №1. – P. 84–100.
11. Malkina M.YU., Pavlinova O.V. Faktornyj analiz i ocenka postuplenij NDPI ot neftedobychi v Rossijskoj Federacii i ee regionah // Ekonomicheskij analiz: teoriya i praktika. – 2015. – №14 (413). – P. 36–48
12. Mandroshchenko O.V. Osnovnye podhody k ocenke effektivnosti nalogovyh l'got // Finansovaya analitika: problemy i resheniya. – 2016. – №39. – P. 45–60.
13. Ministerstvo finansov Rossijskoj Federacii. Metodika ocenki effektivnosti nalogovyh l'got ot 10.11.2017. [Electronic resource] Mode of access: https://qps.ru/qsuCG (data obrashcheniya: 12.04.2019)
14. Nalogovyj kodeks Rossijskoj Federacii. CHast' vtoraya. Glava 26. Nalog na dobychu poleznyh iskopaemyh ot 08.08.2011 №126–FZ (red. ot 01.05.2019) // SZ RF. 2000.
15. Nalogovyj kodeks Rossijskoj Federacii. CHast' pervaya: federal'nyj zakon ot 31 iyulya 1998 g. № 146–FZ // SZ RF. 1998.
16. Nalogovyj kodeks Rossijskoj Federacii. CHast' pervaya: federal'nyj zakon ot 31 iyulya 1998 g. № 146–FZ (red. ot 01.05.2019) // SZ RF. 1998. №18
17. Privalov N.G., Privalova S.G. Problemy ischisleniya naloga na dobychu poleznyh iskopaemyh v neftegazovom komplekse // Zapiski Gornogo instituta. – 2017. – T. 224. – P. 255–262.
18. Savina O.N. Analiz dejstvuyushchih metodik ocenki effektivnosti nalogovyh l'got i preferencij i problemy ih realizacii // Nauchnye izvestiya. – 2016. – №3. – P. 29–40.

© С.Б. Чукарева, А.В. Комарова, 2020

УДК 338.012 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-105

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ИНТЕРЕСАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДИВЕРСИФИКАЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

Светлана Игоревна Шумилова
ИНГГ СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел.: +7(965) 820–00–28, e–mail: svetlana.shumilova1410@gmail.com

Руслан Андреевич Мочалов
НГУ, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, тел.: +7(383) 333–28–14, e–mail: ruslan.mochalov@gmail.com

В статье рассмотрены основные технологические показатели, отражающие работу нефтегазового комплекса России в период 2008–2018 г. – прирост запасов нефти, кратность воспроизведения запасов нефти, эксплуатационный и бездействующий фонды скважин, ввод новых скважин, эксплуатационное и разведочное бурение, среднесуточный дебит. Отдельное внимание уделено анализу технологического состояния и потенциала технологического развития нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, запасы, эксплуатационный фонд, бездействующий фонд, среднесуточный дебит.

OIL AND GAS INDUSTRY'S TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT FOR ENSURING THE RUSSIAN ECONOMY DIVERSIFICATION AND MODERNIZATION

Svetlana I. Shumilova
IPGG SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptug ave. junior researcher, phone: +7(965)820–00–28, e–mail: svetlana.shumilova1410@gmail.com

Ruslan A. Mochalov
Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 1, Pirogova St., phone: +7(383)333–28–14, e–mail: ruslan.mochalov@gmail.com

Key words: oil industry, reserves, operational fund, inactive fund, average daily flow rate.

The article discusses the main technological indicators that reflect the operation of the Russian oil and gas complex in the period 2008–2018 – the increase in oil reserves, the multiplicity of oil reserves reproduction, production and inactive well stocks, commissioning of new wells, production and exploration drilling, and average daily production. Special attention is paid to the analysis of the technological state and technological development potential of the oil and gas complex.

Введение

За последние полтора десятилетия произошло значительное усиление ресурсно–сырьевой направленности развития экономики России, основанной на доходах от добычи и экспорта углеводородного сырья. За счет доходов от нефтегазового комплекса формировалась и формируется основная часть

суверенных фондов, включая золотовалютные поступления, Фонд национального благосостояния и Резервный фонд. НГК России продолжает оказывать значительное влияние на экономику страны, и ее устойчивое развитие в будущем во многом определяется параметрами развития НГК, в особенности параметрами его технологического развития [5–8].

Но в то же время в последние 10 лет меняется характер воспроизводства сырьевой базы нефти. В зрелых нефтегазоносных провинциях вновь открываемые месторождения и структуры представлены мелкими и мельчайшими по запасам нефти объектами, которые и дают в последние десятилетия основной прирост запасов в России. В то время как ранее прирост сырьевой базы нефти происходил главным образом за счет поисков, открытия и разведки преимущественно гигантских и крупных месторождений и расширения географии поисков за счет вовлечения в геологоразведочные работы все более восточных нефтегазоносных провинций [1–3]. Продолжает ухудшаться структура разведанных запасов нефти и газа. Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми. В целом объем трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны [4].

Современное состояние минерально–сырьевой базы углеводородного сырья

Прирост запасов нефти за счет геологоразведки в 2018 г. составил 578 млн т, что выше текущего уровня добычи на 22 млн т или на 4%. В 2018 г. было введено в эксплуатацию 54 новых месторождения, из них несколько крупных, такие как Русское, Тагульское, Куюмбинское – Красноярский край и Ямало–Ненецкий автономный округ. В нераспределенном фонде находятся 418 нефтяных месторождений, из которых 390 относятся к группе мелких, с запасами менее 10 млн т [12].

В период с 1991 г. по 2004 г. наблюдалось в основном сокращение объема прироста запасов нефти, а с 2005 г. начался устойчивый рост. В то же время уровень прироста запасов нефти, который бы обеспечивал расширенное воспроизводство сырьевой базы, т. е. превышал текущую добычу, был достигнут только в 2008 г. На протяжении последних 10 лет объем прироста запасов нефти имел неустойчивую динамику (рис. 1).



Рис. 1. Прирост запасов нефти в России
Fig. 1. The increase in oil reserves in Russia

Современное состояние минерально–сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется относительно невысокими темпами воспроизводства жидких углеводородов [11]. После 2014 г. наблюдается последовательное сокращение кратности прироста запасов нефти.

Анализ структуры и динамики изменения фонда скважин

Фонд скважин – число и классификация по состоянию и назначению всех пробуренных скважин на месторождении, газовом промысле или подземном хранилище газа. В этот фонд входят все разведочные, эксплуатационные, наблюдательные и специальные скважины. Они подразделяются на ликвидированные и функционирующие для реализации эксплуатационных, наблюдательных или других функций [9].

Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на действующие и бездействующие скважины, причем к числу действующих относятся скважины, находившиеся в работе в отчетном периоде хотя бы непродолжительное время.

В 2018 году эксплуатационный фонд скважин составил 177 тыс. шт., что на 2 тысячи больше, чем в 2017 г. Начиная с 2009 г. количество скважин, состоящих в эксплуатационном фонде, увеличивалось в среднем на 2% ежегодно, за исключением падения в 2015 году в кризисный период.

Однако, ввиду ухудшения качества сырьевой базы и истощения запасов месторождений, величина среднесуточного дебита одной нефтяной скважины постоянно сокращалась в последние 10 лет, с 10,6 т в 2009 году до 8,5 т в 2017 г. В 2018 году среднесуточный дебит увеличился до 8,8 т нефти (рис. 2).



Рис. 2. Эксплуатационный фонд скважин и среднесуточный дебит
Fig. 2. Well production and average daily production rate

К бездействующему фонду относятся скважины, не работающие более одного календарного месяца. Такие скважины могут быть остановлены в текущем году или переведены в нерабочее состояние за предыдущие годы.

В 2018 году доля бездействующих скважин составила минимальное значение за весь рассматриваемый период – 8,3% (14,8 тыс. шт.). За период с 2008 по 2018 гг. динамика бездействующего фонда скважин была непостоянной, однако определяется общий тренд на уменьшение доли бездействующих

скважин в общем эксплуатационном фонде скважин почти в 2 раза (рис. 3).

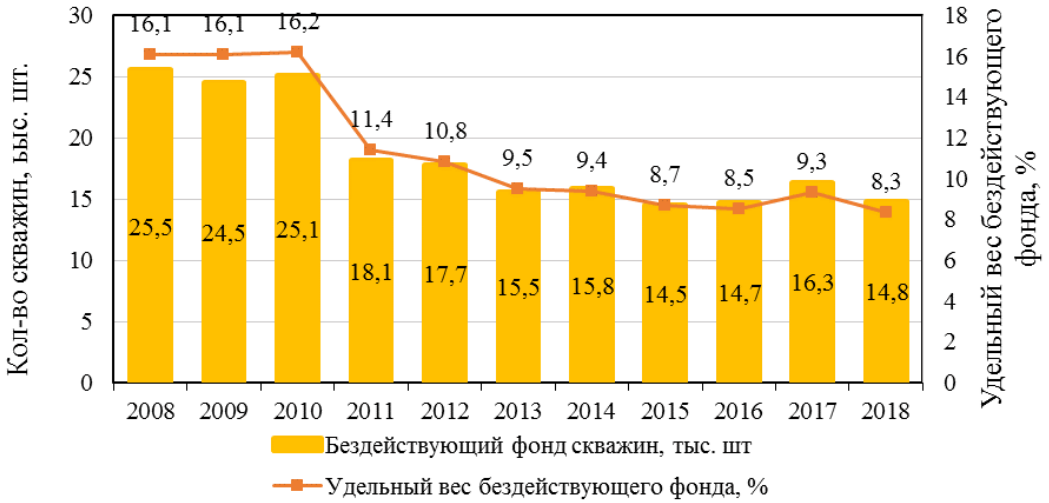


Рис. 3. Бездействующий фонд скважин и его удельный вес
Fig. 3. Inactive well stock and its specific gravity

В последние 10 лет отмечается тенденция роста объемов эксплуатационного бурения, в то время как данные по разведочному бурению показывают незначительные колебания [10]. Эксплуатационное бурение увеличилось почти в 2 раза – до 27,6 млн м в 2017 году по сравнению с 14 млн м в 2009 г. (рис. 4). Рост объемов эксплуатационного бурения в целом по России в последние годы был достигнут за счет увеличения бурения в Западной и Восточной Сибири, разведочного бурения на Волго–Урале и в Восточной Сибири.



Рис. 4. Эксплуатационное и разведочное бурение
Fig. 4. Production and exploratory drilling

Несмотря на замедление в 2018 г., рынок бурения, в первую очередь эксплуатационного, имеет значительный потенциал роста. Основным драйвером роста в 2019–2030 гг. станет бурение на истощившихся месторождениях Западной Сибири с целью сдерживания падения добычи на них [15]. В ближайшие годы такой показатель, как годовой прирост объема проходки в эксплуатационном бурении может удержаться в пределах 5–9%. В период 2019–2023 гг. будет происходить интенсивное освоение новых месторождений в Восточной Сибири, в связи с чем увеличатся объемы эксплуатационного бурения в этом регионе. Это послужит еще одной поддержкой увеличению эксплуатационного бурения. После 2022 года годовой прирост объема проходки будет постепенно снижаться примерно до 1% к 2030 году. В то же время может уменьшиться бурение на новых крупных месторождениях при усиливающихся ограничениях на рост бурения на старых месторождениях [13].

На новые месторождения России со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет приходится в среднем около 35,5 млн т нефти (около 7%) ежегодно, а в 2018 г. добыча нефти на этих месторождениях достигла максимального значения за рассматриваемый период 2010–2018 гг. – 42 млн т (рис. 5).

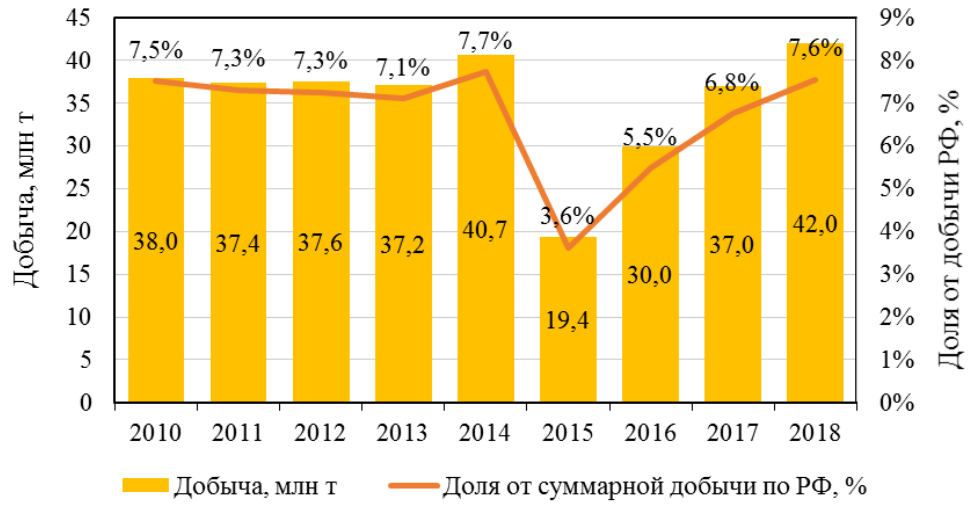


Рис. 5. Добыча на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет и доля их добычи от суммарной добычи по РФ

Fig. 5. Production at new fields with a commissioning period not older than 5 years and the share of their production from total production in the Russian Federation

В 2018 г. было введено в эксплуатацию 54 новых месторождения, из них несколько крупных, такие как Русское, Тагульское, Куюмбинское – Красноярский край и Ямало–Ненецкий автономный округ.

В 2018 год было введено 625 добывающих скважин на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет – наибольшее значение за период с 2010 по 2018 гг. Динамика ввода скважин непостоянна, пиковые падения до 405–414 ед. пришлись на послекризисные 2015–2016 гг. Изменения значений среднесуточного дебита следуют за динамикой ввода новых скважин. При этом значение 2018 года достаточно сильно снизилось по сравнению с 2012 г. – с 246 т в сутки до 184 т в сутки (рис. 6).



Рис. 6. Ввод добывающих скважин на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет

Fig. 6. Commissioning of production wells in new fields with a commissioning period not older than 5 years

За последние 10 лет средний дебит скважин по всем месторождениям снизился на 13%, при этом бурить приходится почти в два раза больше [14]. Капитальные затраты выросли в 2,8 раза, а стоимость добычи одной тонны нефти – в 2,4 раза.

Заключение

Анализ технологического состояния и потенциала технологического развития нефтегазового комплекса России показал, что современное состояние

минерально–сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется относительно невысокими темпами воспроизводства жидких углеводородов, а также наблюдается последовательное сокращение кратности прироста запасов нефти. Ввиду ухудшения качества сырьевой базы и истощения запасов месторождений, величина среднесуточного дебита одной нефтяной скважины постоянно сокращалась в последние 10 лет, при этом объемы бурения выросли почти в два раза, капитальные затраты выросли в 2,8 раза, а стоимость добычи одной тонны нефти – в 2,4 раза. Несмотря на это, компании продолжают вводить новые месторождения в эксплуатацию, а добыча на них продолжает расти, достигая максимальных значений в рассматриваемый период.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Президента РФ № НШ–2571.2020.6 и гранта РФФИ № 18–010–01032.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Ёлкина И.В., Лившиц В.Р. Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 4. – С. 30–43.
2. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.
3. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
4. Проворная И.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20–30.
5. Филимонова И.В., Эдер Л.В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 15–21.
6. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Структурные изменения в нефтедобыче России // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1–8.
7. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Комарова А.В. Закономерности исчерпания запасов нефти и газа в России и прогноз их воспроизводства // Экологический вестник России. – 2018. – № 4. – С. 1–9.
8. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В.,

Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев–Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России Научно–аналитическое издание / Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, 2017. – Том 1 Часть 1 Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние.

9. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Самсонова О.С. Разработка методики оценки синергетического эффекта от развития трубопроводной системы при освоении месторождений Восточной Сибири // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2018. – № 2. – С. 3–9.

10. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность Сибирского федерального округа на этапе смены парадигмы развития // В сборнике: Институциональная трансформация экономики: пространство и время Сборник докладов V Международной научной конференции: в 2–х томах. – 2017. – С. 139–145.

11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В Прогнозирование энерго–и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859–870.

12. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41–49.

13. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3–14.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). – 2017. – Т. 84. – P. 012012.

15. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Т. 84. – P. 012010.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Yolkina I.V., Livshic V.R. Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostochnoj Sibiri i Respubliki Saha (YAkutiya) // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2003. – № 4. – P. 30–43.

2. Kontorovich A.E., Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. Razvitie glubokoj pererabotki uglevodorodnogo syr'ya v Rossii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2008. – № 5. – P. 24–27.

3. Mkrtchyan G.M., Eder L.V., Filimonova I.V. Effektivnost' upravleniya kompaniyami neftegazovoj otrasli Rossii v usloviyah krizisa // Menedzhment v Rossii i za rubezhom. – 2016. – № 2. – P. 48–57.

4. Provornaya I.V., Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU. Ustojchivye tendencii razvitiya neftepererabotki v Rossii: regional'naya i organizacionnaya struktura otrasli // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2019. – № 1 (169). – P. 20–30.

5. Filimonova I.V., Eder L.V. Osobennosti gosudarstvennogo regulirovaniya effektivnosti raboty neftegazovoj promyshlennosti Rossii // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – 2014. – № 9. – P. 15–21.

6. Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.YU., Komarova A.V. Strukturnye izmeneniya v neftedobyche Rossii // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 1. – P. 1–8.

7. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Komarova A.V. Zakonomernosti ischerpaniya zapasov nefti i gaza v Rossii i prognoz ih vosproizvodstva // Ekologicheskij vestnik Rossii. – 2018. – № 4. – P. 1–9.

8. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V., Mishenin M.V., Komarova A.V., El'cov I.N., Epov M.I., Burshtejn L.M., Sennikov N.V., Ershov S.V., Moiseev S.A.,

Kazanenkov V.A., Malev–Laneckij D.V., YUrkevich N.V. Neftegazovyj kompleks Rossii Nauchno–analiticheskoe izdanie / Institut neftegazovoj geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, 2017. – Tom 1 CHast' 1 Neftyanaya promyshlennost': dolgosrochnye tendencii i sovremennoe sostoyanie.

9. Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Samsonova O.S. Razrabotka metodiki ocenki sinergeticheskogo effekta ot razvitiya truboprovodnoj sistemy pri osvoenii mestorozhdenij Vostochnoj Sibiri // Transport: nauka, tekhnika, upravlenie. Nauchnyj informacionnyj sbornik. – 2018. – № 2. – P. 3–9.

10. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Neftyanaya promyshlennost' Sibirskogo federal'nogo okruga na etape smeny paradigmy razvitiya // V sbornike: Institucional'naya transformaciya ekonomiki: prostranstvo i vremya Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii: v 2–h tomah. – 2017. – P. 139–145.

11. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V Prognozirovanie energo–i neftepotrebleniya avtomobil'nym transportom v regionah Rossijskoj Federacii // Ekonomika regiona. – 2017. – T. 13. – № 3. – P. 859–870.

12. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.YU., Provornaya I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2017. – № 3. – P. 41–49.

13. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Mamahatov T.M. Osobennosti razvitiya neftyanoj promyshlennosti Rossii na sovremennom etape // Burenie i neft'. – 2016. – № 12. – P. 3–14.

14. Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (sm. v knigah). – 2017. – T. 84. – P. 012012.

15. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – T. 84. – P. 012010.

© С.И. Шумилова, Р.А. Мочалов 2020

УДК 550.838 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-106

РЕЗУЛЬТАТЫ МАГНИТНОЙ СЪЕМКИ НА ОБЪЕКТЕ «КРИСТАЛЛ» В 2019 г.

Александр Николаевич Шеин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник.
Научный центр изучения Арктики, 629008, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Республики, д. 20, ведущий научный сотрудник.
Забайкальский государственный университет, 672039, Россия, г. Чита, ул.Александро-Заводская, д.30, доцент
e-mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Полина Николаевна Новикова
Горный институт Уральского отделения Российской академии наук, 614007, Россия, Пермь, Сибирская, 78а, кандидат геолого-минералогических наук, Научный сотрудник.
тел. (342) 216-10-08, e-mail: polinagfz@gmail.com

Светлана Юрьевна Артамонова
Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник.
тел. (383) 333-27-92, e-mail: artam@igm.nsc.ru

Владимир Владимирович Потапов
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник.
Забайкальский государственный университет, 672039, Россия, г. Чита, ул.Александро-Заводская, д.30, доцент
тел. (383) 330-41-22, e-mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

Николай Олегович Кожевников
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, доктор геолого-менералогических наук, главный научный сотрудник.
тел. (383) 333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Владислав Егорович Ушницкий
Министерство экологии, природопользования и лесного хозяйства Республики Саха (Якутия), 677000, Россия, Якутск, ул. Дзержинского 3/1, главный специалист
e-mail: ushnitski@mail.ru

В работе обсуждаются результаты магнитной съемки в районе подземного ядерного взрыва «Кристалл», показавшие, что под саркофагом присутствуют крупные железные объекты. Эти результаты позволят учесть влияние металлических объектов при интерпретации данных других геофизических методов, используемых для изучения влияния подземного ядерного взрыва «Кристалл» на геологическую среду.

Ключевые слова: магнитная съёмка, подземный ядерный взрыв, Якутия

MAGNETIC SURVEY AT THE "CRYSTAL" SITE IN 2019

Alexandr N. Shein
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Research Scientist.
Arctic Research Center of the Yamal-Nenets Autonomous District, 20 Respubliki st., Salekhard, Yamal-Nenets Autonomous District, Tyumen region, 629008, Research Scientist.
Transbaikal State University, 30 Aleksandro-Zavodskaya st., Chita, 672039, Russia, associate professor.
e-mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Polina N. Novikova
Mining institute Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 614007, Russia, Perm, Siberian, 78a, PhD, Researcher.
тел. (342) 216-10-08, e-mail: polinagfz@gmail.com

Svetlana Yu. Artamonova
V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., Senior researcher
tel. (383)333-27-92, e-mail: artam@igm.nsc.ru

Vladimir V. Potapov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Research Scientist.
Transbaikal State University, 30 Aleksandro-Zavodskaya st., Chita, 672039, Russia, associate professor.
tel. (383) 333-41-22, e-mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

Nickolay O. Kozhevnikov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences, Main Research Scientist
tel. (383) 333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Vladislav E.Ushnitskii
Ministry of Ecology, Nature management and Forestry of the Sakha Republic (Yakutia), 67700, Russia, Yakutsk, 31/1 Dzerzhinskogo, 3/1, senior specialist.
e-mail: ushnitski@mail.ru

The paper discusses the results of magnetic survey over the site of the "Crystal" underground nuclear explosion, which indicated that large metal objects are buried under the sarcophagus. These results will help in interpreting data of other geophysical methods used here to study the effect of the underground nuclear explosion on the geological environment.

Key words: magnetic exploration, underground nuclear explosion, Yakutia

В 1974 г. в Мирнинском районе Якутии был проведен мирный подземный ядерный взрыв "Кристалл", в дальнейшем признанный аварийным [1]. Начиная с 1990 г. местность вокруг ПЯВ «Кристалл» изучалась рядом научных и производственных организаций [2, 3]. На объекте «Кристалл» ведется радиоэкологический мониторинг [1].

В 2008 г. были проведены работы методом зондирования становлением (ЗС) с целью изучения последствий ПЯВ на геологическую среду, что позволило выявить признаки воздействия взрыва на вмещающие горные породы и водоносные горизонты [1,4-7]. Однако при интерпретации данных ЗСБ не учитывалось влияние железных объектов, которые с большой долей вероятности присутствуют под насыпью (саркофагом), сооруженной над устьем боевой скважины. В связи с этим в 2019 г. с целью выявления крупных металлических объектов в районе эпицентра взрыва сотрудниками ИГМ СО РАН и ИНГГ СО РАН была проведена детальная наземная магнитная съёмка.

Съёмка выполнена с помощью протонного магнитометра MMPOS-1, основанного на эффекте Оверхаузера (производство УГТУ-УПИ, Россия, Екатеринбург). Для регистрации вариаций магнитного поля использовался магнитометр GSM-19 фирмы Gem System (Канада). Измерения проводились по сети параллельных профилей с отступом примерно в 10 м от забора в виде металлических столбов, соединенных проволокой (рис. 1, голубой контур). Средний шаг по профилю составлял 2 м, а расстояние между профилями – 10 м.

В результате проведённых измерений построена карта магнитного поля с учётом вариаций (рис. 1). На карте чёрными кружками отмечены визуально найденные железные объекты (рис. 1): труба, бочки, шина, проволока и железный лист. Каждый из этих объектов отражается на карте магнитного поля положительными аномалиями магнитного поля. Понижение магнитного поля по краям участка происходит из-за приближения к железному забору, которым огорожен участок ПЯВ. Такое поведение поля связано с тем что датчик находится ниже забора, который возвышается над землёй на 2-3 м.

Наиболее интенсивная контрастная положительная аномалия с амплитудой 4000-5000 нТл находится в центральной части участка. На флангах аномалии магнитное поле отрицательное с амплитудой 250 нТл. Такое поведение поля обычно связано с одним или несколькими погружёнными железные телами. Для оценки размеров и глубины залегания аномалияобразующего объекта через центр аномалии по профилю длиной 220 м была проведена детальная магнитная съемка (рис. 1, справа, синии треугольники). Измерения проводились с шагом 1 м магнитометром MMPOS-1. После учёта вариаций был построен график магнитного поля, показанный на рисунке 1 (справа). Как показала детальная съемка, амплитуда аномалии превышает 8000 нТл, а на флангах интенсивной контрастной положительной аномалии магнитное поле понижается до -250 нТл. Это говорит о том, что значительная часть железной обсадной колонны все еще находится в скважине.

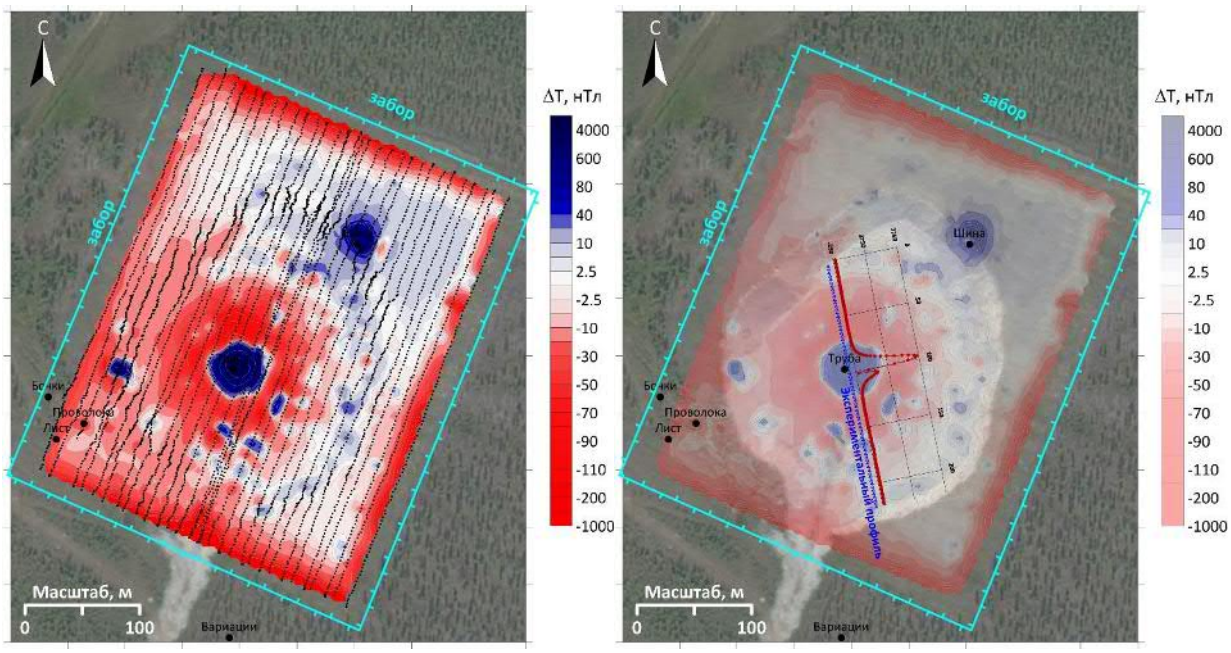


Рис. 1. Результаты магнитной съёмки и точки измерения (слева); результаты магнитной съёмки и профиль детальной съёмки (справа)
Fig 1. Magnetic survey results and measurement points (left); magnetic survey results and detailed profile (right)

Для интерпретации данных магнитной съемки использовались статистическая трансформанта магнитного поля, разделение магнитного поля

посредством энергетической фильтрации, а также сглаживание методом Lowess [8].

В результате установлено, что под насыпью находятся крупные железные объекты. С каждым из них связана магнитная аномалия: в центре – крупная изометрическая аномалия, три локализованные аномалии на юго-востоке площади и одна севернее центральной аномалии.

В дальнейшем информацию о выявленных металлических объектах предполагается использовать при интерпретации электроразведочных данных, полученных при изучении геологической среды в районе ПЯВ «Кристалл».

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 18-45-140020, по государственному заданию ИГМ СО РАН, по государственному заказу № Ф.2019.473808 в рамках программы «Обеспечение экологической безопасности, рационального природопользования и развитие лесного хозяйства РС (Я) на 2018 – 2022 гг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геоэкологическая модель района мирного подземного ядерного взрыва «Кристалл» (Якутия) / С.Ю. Артамонова, Л.Г. Бондарева, Е.Ю. Антонов, Н.О. Кожевников // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2012. – № 2. – С. 143–158.

2. Опыт работы по обследованию подземных ядерных взрывов и отвалов урансодержащих руд на территории Якутии / И.С. Бурцев, С.К. Степанова, Е.Н. Колодезникова, А.Д. Архипов // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия). Материалы II Республиканской научно-практической конференции. Якутск, ЯФГУ «Изд-во СО РАН», 2004, с. 56—67.

3. Микуленко К.И., Чомчоев А.И., Готовцев С.П. Геолого-географические условия проведения и последствия подземных ядерных взрывов на территории Республика Саха (Якутия). Якутск, Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2006, 196 с.

4. The geoelectric structure at the site of “Crystal” underground nuclear explosion (Western Yakutia) from TEM data / N.O. Kozhevnikov, E.Yu. Antonov, S.Yu. Artamonova, A.E. Plotnikov // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – Vol.53. – № 2. – P. 185-193.

5. Artamonova S.Y., Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y. Permafrost and groundwater settings at the site of "Kraton-3" peaceful underground nuclear explosion (Yakutia), from TEM data // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – Vol.54. – № 5. – P. 555-565.

6. Воздействие подземных ядерных взрывов на природную среду Севера / В.П. Мельников, Н.Г. Оберман, И.А. Велижанина, Н.М. Давиденко // Геология и геофизика. – 2000. – т.41. – 2. – С. 280—291.

7. Стогний В.В. Локальный геофизический мониторинг мест проведения подземных ядерных взрывов в Якутии // Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия). Материалы II Республиканской научно-практической конференции. Якутск, ЯФГУ «Изд-во СО РАН». – 2004. – С. 252—260.

8. Cleveland William S. Robust Locally Weighted Regression and Smoothing Scatterplots // American Statistical Association. Vol. 74. № 368 (Dec. 1979). P. 829-836.

REFERENCES

1. Geojekologicheskaja model' rajona mirnogo podzemnogo jadernogo vzryva «Kristall» (Yakutija) / S.Yu. Artamonova, L.G. Bondareva, E.Yu. Antonov, N.O. Kozhevnikov // Geojekologija. Inzhenernaja geologija. Gidrogeologija. Geokriologija. – 2012. – № 2. – S. 143–158.

2. Opyt raboty po obsledovaniju podzemnyh jadernyh vzryvov i otvalov uransoderzhashhih rud na territorii Jakutii / I.S. Burcev, S.K. Stepanova, E.N. Kolodeznikova, A.D. Arhipov // Radiacionnaja bezopasnost' Respubliki Saha (Jakutija). Materialy II Respublikanskoj nauchno-prakticheskoj konferencii. Jakutsk, JaFGU «Izd-vo SO RAN», 2004, s. 56—67.

3. Mikulenko K.I., Chomchoev A.I., Gotovcev S.P. Geologo-geograficheskie uslovija provedenija i posledstvija podzemnyh jadernyh vzryvov na territorii Respublika Saha (Jakutija). Jakutsk, Izd-vo JaNC SO RAN, 2006, 196 s.

4. The geoelectric structure at the site of “Crystal” underground nuclear explosion (Western Yakutia) from TEM data / N.O. Kozhevnikov, E.Yu. Antonov, S.Yu. Artamonova, A.E. Plotnikov // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – Vol.53. – № 2. – P. 185-193.

5. Artamonova S.Y., Kozhevnikov N.O., Antonov E.Y. Permafrost and groundwater settings at the site of "Kraton-3" peaceful underground nuclear explosion (Yakutia), from TEM data // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – Vol.54. – № 5. – P. 555-565.

6. Vozdejstvie podzemnyh jadernyh vzryvov na prirodnuju sredu Severa / V.P. Mel'nikov, N.G. Oberman, I.A. Velizhanina, N.M. Davidenko // Geologija i geofizika. – 2000. – t.41. – 2. – S. 280—291.

7. Stognij V.V. Lokal'nyj geofizicheskij monitoring mest provedenija podzemnyh jadernyh vzryvov v Jakutii // Radiacionnaja bezopasnost' Respubliki Saha (Yakutija). Materialy II Respublikanskoj nauchno-prakticheskoj konferencii. Jakutsk, JaFGU «Izd-vo SO RAN». – 2004. – S. 252—260.

8. Cleveland William S. Robust Locally Weighted Regression and Smoothing Scatterplots // American Statistical Association. Vol. 74. № 368 (Dec. 1979). P. 829-836.

© А.Н. Шеин, П.Н. Новикова С.Ю. Артамонова, В.В. Потапов, Н.О. Кожевников, В.Е. Ушницкий, 2020

УДК 550.837 + 902.2 doi: 10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-107

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПОСЕЛЕНИИ АККЕЗЕН В ЦЕНТРАЛЬНОМ КАЗАХСТАНЕ

Александр Николаевич Шеин
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник.
Научный центр изучения Арктики, 629008, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Республики, д. 20, ведущий научный сотрудник.
Забайкальский государственный университет, 672039, Россия, г. Чита, ул. Александро-Заводская, д.30, доцент
e-mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Ерлан Шарефович Амиров
Карагандинский государственный университет имени Е.А. Букетова, 100028, Республика Казахстан, г. Караганда, ул. Университетская, д. 28, Старший преподаватель.
e-mail: e.amirov82@gmail.com

Виктор Васильевич Варфоломеев
Карагандинский государственный университет имени Е.А. Букетова, 100028, Республика Казахстан, г. Караганда, ул. Университетская, д. 28, кандидат исторических наук, Старший научный сотрудник.
e-mail: vicvarfolomeev@mail.ru

В работе представлены предварительные результаты геофизических исследований на поселении эпохи поздней и финальной бронзы Аккезен в Центральном Казахстане. Применены магнитная съёмка и георадиолокация. По результатам проведенного анализа данных сделана оценка эффективности геофизических исследований на древних поселениях такого типа. Выявлены признаки присутствия жилищ по геофизическим данным. Для георадиолакации признаками являются области с повышенными значениями амплитуд сигналов. Для магнитометрии – локальные двуполярные контрастные аномалии.

Ключевые слова: археогеофизика, магнитная съёмка, георадиолакация, поселение Аккезен.

GEOPHYSICAL RESEARCH OF AKKEZEN SETTLEMENT IN CENTRAL KAZAKHSTAN

Alexandr N. Shein
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Research Scientist.
Arctic Research Center of the Yamal-Nenets Autonomous District, 20 Respubliki st., Salekhard, Yamal-Nenets Autonomous District, Tyumen region, 629008, Research Scientist.
Transbaikal State University, 30 Aleksandro-Zavodskaya st., Chita, 672039, Russia, associate professor.
e-mail: SheinAN@ipgg.sbras.ru

Erlan Sh. Amirov
Academician E.A. Buketov Karaganda State University, 100028, The Republic of Kazakhstan City of Karaganda, st. University, 28, Senior lecturer
e-mail: e.amirov82@gmail.com

Viktor V. Varfolomeev
Academician E.A. Buketov Karaganda State University, 100028, The Republic of Kazakhstan City of Karaganda, st. University, 28, Phd, Research Scientist.
e-mail: vicvarfolomeev@mail.ru

The article presents preliminary results of geophysical research at the settlement Akkezen of the late and final bronze age in Central Kazakhstan. Magnetic survey and geopenetrating radar are applied. Based on the results of the data analysis, an assessment of the effectiveness of geophysical research at ancient settlements of this type was evaluated. There are signs of the presence of buildings according to the geophysical data. For GPR, the signs are areas with increased signal amplitudes. For magnetometry, the signs are local bipolar contrast anomalies.

Key words: archeogeophysic, magnetic exploration, geopenetrating radar, Akkezen settlement

Использование геофизических методов для изучения археологических памятников давно доказало свою эффективность [1, 2]. В последнее время всё чаще с успехом применяется комплексы методов – электротомография, магнитная съёмка, частотное зондирование, георадиолокация и др. [3-6]. Такой подход продуктивен для выявления не фиксируемых на поверхности памятника сооружений, рвов, ям, очагов, кострищ и т.п.

В 2019 г. на поселении бронзового века Аккезен проведены геофизические исследования двумя методами: магнитная съёмка и георадиолокация. Изучаемый археологический памятник находится в Шетском районе Карагандинской области Республики Казахстан, на левобережье р. Талды в 6,5 км к юго-востоку от аула Байбала. Он датируется XIV-X вв. до н.э. и относится к бегазы-дандыбаевской археологической культуре. Площадь памятника по предварительным данным составляет не менее 10 га. Целью работ являлась оценка эффективности геофизических исследований на древних поселениях такого типа и выявление построек по геофизическим данным.

Метод георадиолокации основан на отражении электромагнитных волн от границ неоднородностей в изучаемой среде, на которых скачкообразно изменяются электропроводность и диэлектрическая проницаемость. Основными величинами, измеряемыми при георадиолокации, являются время пробега электромагнитной волны от источника до отражающей границы и обратно до

приемника, а также амплитуды этих отражений. Глубинность и разрешающая способность георадиолокации зависят от центральной частоты спектра зондирующего импульса [7].

Результатом георадиолокационного зондирования является радарограмма – массив амплитуд отражённых и дифрагированных волн, записанный в файл и визуализируемый в виде временного или вертикального разрезов исследуемой среды. При высокой пространственной плотности наблюдения (серии профилей на площади) существует возможность трехмерных и/или площадных построений, на которых можно проследить те или иные особенности строения объекта.

Георадиолокационные исследования проведены в площадном варианте на участке 50х100 м, профили располагались каждый метр по короткой стороне прямоугольника (101 шт.), длина каждого из них составляла 50 м соответственно. Шаг зондирований по профилю – 0,03 м. При исследованиях применялся георадар серии ОКО-2 (ООО «Логические системы», Россия). Использовался антенный блок центральной частоты 700 МГц, который обеспечивает глубинность 2-3 м и разрешающую способность по глубине 0,1 м.

Наземная магнитная съёмка проводилась с помощью абсолютного протонного магнитометр MMPOS-1, основанного на эффекте Оверхаузера (производство УГТУ-УПИ, Россия, Екатеринбург). Детальные площадные измерения проводились на участке 100х100 м по системе параллельных профилей, расстояние между которыми было 1 м. Временной промежуток между точками записи составлял 1 с, что соответствует среднему расстоянию 1,5 м между точками измерения. Для учёта вариаций геомагнитного поля проводились измерения на контрольной точке после прохождения каждого профиля [8]. Результаты магнитной съемки изображаются в виде графиков (их называют иногда профилями), карт профилей и карт амплитуд.

Радарограмма по каждому профилю обрабатывалась в программе GeoScan32 (ООО «Логические системы») и включала редактирование временной

развертки, вычитание среднего, изменение профиля усиления. Типичная обработанная радарограмма приводится на рисунке 6 по профилю 4 м (рис. 1). Здесь наблюдается двуслойная вмещающая среда, без объектов и существенных нарушений. В целом такая спокойная волновая картина способствует выявлению объектов, в том числе каменных строений.

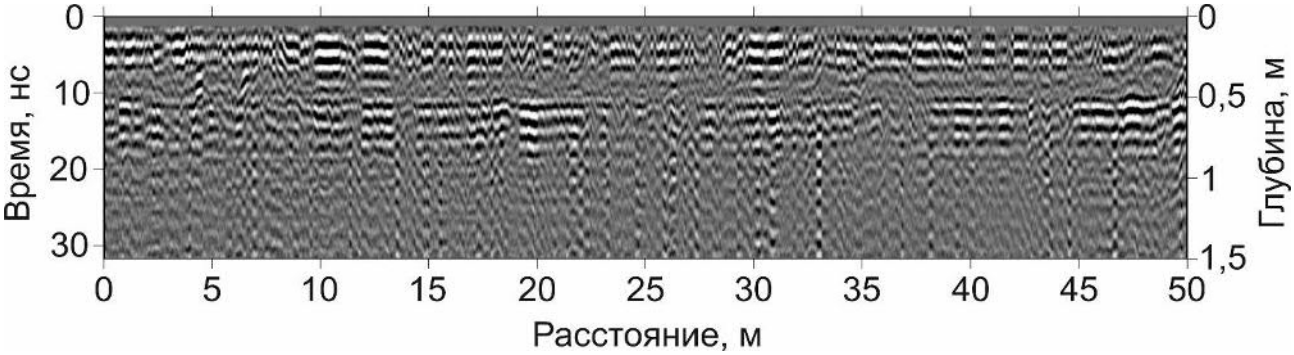


Рис. 1. Пример радарограммы без объектов: 4 м
Fig 1. Example of a radarogram without objects: 4 m

На рисунке 2 представлена радарограмма по профилю 41 м, на которой присутствуют строения, верхняя часть (стены) которых видна на поверхности (на разрезе отмечено метками – красными вертикальными линиями). Видно, что в районе строения присутствуют нарушения слоистости (28-44 м), причём начинаются эти нарушения за несколько метров до видимых на поверхности каменных кладок. Интенсивность этих нарушений возрастает ближе к середине строения (36-38 м). Глубина нарушений и объектов увеличивается и достигает 0,4-0,8 м. Вместе с объектами погружается граница раздела первого и второго

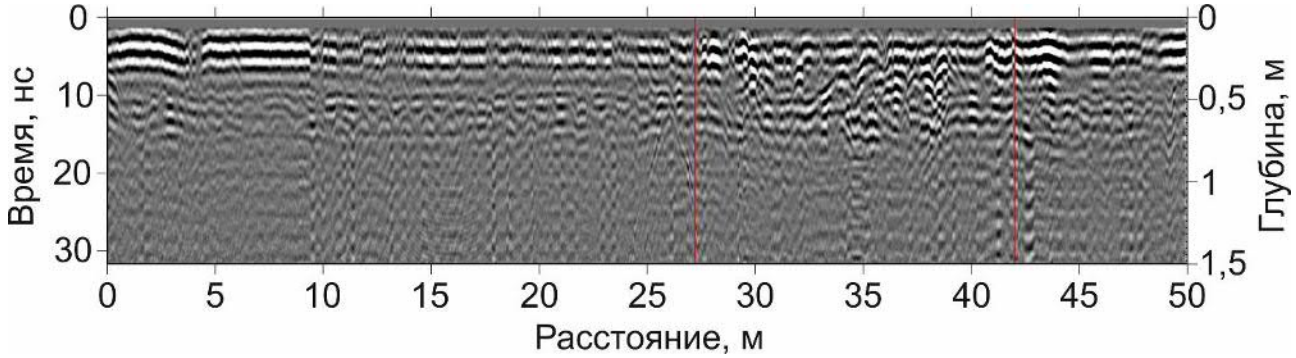


Рис. 2. Пример радарограммы со строениями видимыми на поверхности: 41 м
Fig. 2. Example of a radarogram with structures visible on the surface: 41 m

слоя. Можно сделать вывод, что строения хорошо дифференцируются на фоне двуслойно вмещающей среды, представленной на рис. 1.

После обработки каждого из профилей (редактирование временной развертки, вычитание среднего, изменение профиля усиления) строились карты амплитуд отраженного электромагнитного сигнала по всей площади (50х100 м) на разных временах, что соответствует разным глубинам. На рисунке 3 представлена такая карта на глубине 0.36 м. Видно, что аномально высокие амплитуды сигналов (оттенки красного) расположены в трёх местах (рис. 3, чёрные цифры).

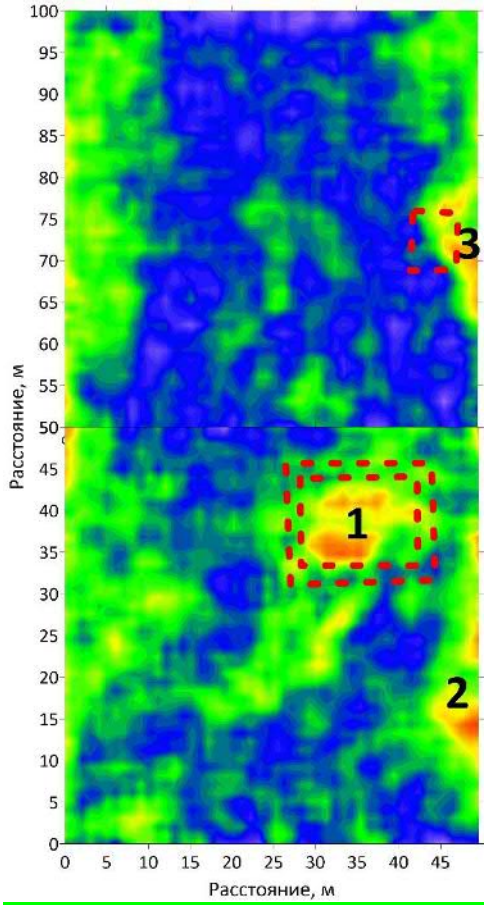


Рис. 3. Карта амплитуд отраженного электромагнитного сигнала на глубине 0.36 м совмещённая со схемой поселения Аккезен

Fig. 3. Map of the amplitudes of the reflected electromagnetic signal at a depth of 0.36 m is combined with the scheme of the Akkezen settlement

При совмещении карты амплитуд, построенной в результате георадарной съёмки, и плана поселения Аккезен, выполненного посредством беспилотных летательных аппаратов DJI Phantom 3 Professional и DJI Mavic Pro с применением

программного обеспечения DJI Go и Pix4D, можно заметить совпадение аномальных зон со строениями (рис. 3, красные пунктирные контуры). Однако вторая георадарная аномалия (42-50 м по X и 10-30 м по Y) никак не проявляется на поверхности и не отмечена на схеме. Таким образом, можно считать это место перспективным для поисков древних строений. Подтверждение этого предположения раскопом позволит утверждать, что метод георадиолокации перспективен для исследования и поиска строений на таких памятниках.

В результате детальной обработки данных магнитной съёмки была получена карта магнитного поля на квадрате 100х100 м (рис. 4). Было выделено 8 локальных двуполярных контрастных аномалий (рис. 4, чёрные овалы). При совмещении магнитного поля с планом Аккезена, становится понятно, что семь из восьми выделенных магнитных аномалий можно приурочить к объектам

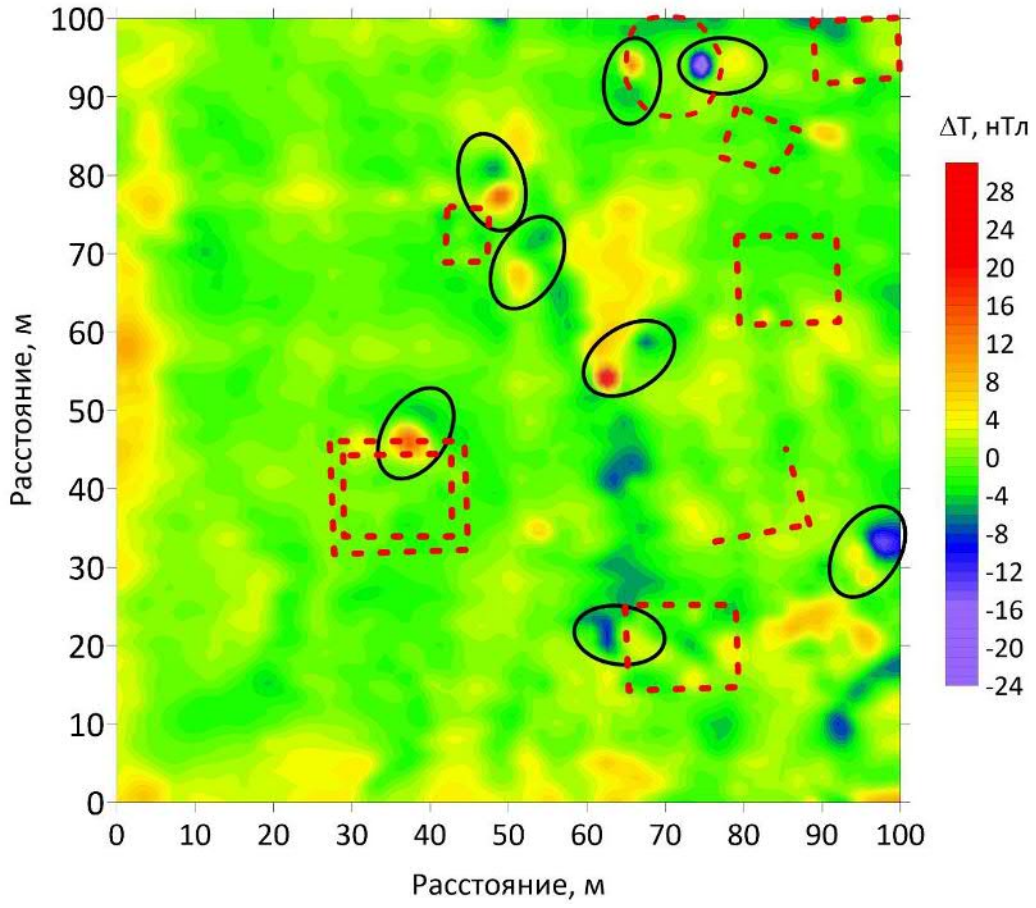


Рис. 4. Карта магнитного поля, совмещённая со схемой поселения Аккезен
Fig. 4. Map of the magnetic combined with the scheme of the Akkezen settlement

памятника (рис. 4, красные контуры). Одна непривязанная аномалия с координатами (100,35) находится в густой растительности, поэтому постройка может быть погребена или пропущена.

Проведённые геофизические исследования позволяют сделать следующие выводы:

На археологических памятниках такого типа можно с успехом применять как георадиолокацию так и магнитную съёмку, но совместное использование этих геофизических методов позволит с большей уверенностью локализовать археологический объект.

Георадиолокация позволяет определять размеры и положение конструкций сооружений памятника. Магнитная съёмка маркирует положение объекта двуполярными контрастными аномалиями, которые приурочены к краям строений памятников.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0007 «Геоэлектрика в исследованиях геологической среды: технологии, полевой эксперимент и численные модели» и гранта комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан AP05131853 «Древнейшие города Казахстана (исследование городских и культурно-хозяйственных центров эпохи бронзы)».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

13. Журбин И. В. Археология и геофизика: принципы комплексных исследований // Российская археология. – 2004. – №3. – С. 79–88.

14. Эпов М. И., Молодин В. И., Чемякина М. А. Итоги и перспективы геофизических исследований археологических памятников Алтая и Западной Сибири // Современные проблемы археологии России. Новосибирск: Изд-во ИАЭТ СО РАН, 2006. Т. 8. С. 76–90.

15. Опыт детализации результатов магнитной съемки археологических памятников электроразведочными методами / Е.В. Балков, О.А. Позднякова, П.Г. Дядьков, Ю.Г. Карин, И.О. Шапаренко, Д.И. Фадеев // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2019. – Т. 17. – № 4. – С. 13-22

16. Журбин И.В., Иванова М.Г. Геофизические исследования Кушманского городища Учкакар в Прикамье // Археология, этнография и антропология Евразии. – 2018. – Т. 46. – №1. – С. 76–85.

17. Изучение погребального кургана древних кочевников Казахстана с использованием методов малоглубинной геофизики / М.И. Гонтарь, И.Х. Мирхашимов, И.И. Павлов, Е.Т. Толегенов // Инженерная и шахтная геофизика. 2018.

18. Шеин А.Н., Гаркуша Ю.Н., Новиков А.В. Возможности применения геофизических методов на поселенческих комплексах Приполярья (по материалам работ на городище Усть-Войкарское) // Вестник НГУ. Серия: История, филология. – 2017. – Том 16. – №7: Археология и этнография – с. 50-65

19. Владов М.Л., Старовойтов А.В. Введение в георадиолокацию. Учебное пособие – М.: Издательство МГУ, 2004. – 153 с.

20. Инструкция по магниторазведке. Наземная магнитная съемка, аэромагнитная съемка, гидромагнитная съемка. Л.: Недра, 1981. 263 с.

REFERENCES

1. Zhurbin I. V. Arheologija i geofizika: principy kompleksnyh issledovanij // Rossijskaja arheologija. – 2004. – №3. – S. 79–88.

2. Jepov M. I., Molodin V. I., Chemjakina M. A. Itogi i perspektivy geofizicheskih issledovanij arheologicheskih pamjatnikov Altaja i Zapadnoj Sibiri // Sovremennye problemy arheologii Rossii. Novosibirsk: Izd-vo IAJeT SO RAN, 2006. T. 8. S. 76–90.

3. Opyt detalizacii rezul'tatov magnitnoj s#emki arheologicheskih pamjatnikov jelektrorazvedochnymi metodami / E.V. Balkov, O.A. Pozdnjakova, P.G. Djad'kov, Ju.G. Karin, I.O. Shaparenko, D.I. Fadeev // Vestnik NGU. Serija: Informacionnye tehnologii. – 2019. – T. 17. – № 4. – S. 13-22

4. Zhurbin I.V., Ivanova M.G. Geofizicheskie issledovanija Kushmanskogo gorodishha Uchkakar v Prikam'e // Arheologija, jetnografija i antropologija Evrazii. – 2018. – T. 46. – №1. – S. 76–85.

5. Izuchenie pogrebal'nogo kurgana drevnih kochevnikov Kazahstana s ispol'zovaniem metodov maloglubinnoj geofiziki / M.I. Gontar', I.H. Mirhashimov, I.I. Pavlov, E.T. Tolegenov // Inzhenernaja i shahtnaja geofizika. 2018.

6. Shein A.N., Garkusha Ju.N., Novikov A.V. Vozmozhnosti primenenija geofizicheskih metodov na poselencheskih kompleksah Pripoljar'ja (po materialam rabot na gorodishhe Ust'-Vojkarskoe) // Vestnik NGU. Serija: Istorija, filologija. – 2017. – Tom 16. – №7: Arheologija i jetnografija – s. 50-65

7. Vladov M.L., Starovojtov A.V. Vvedenie v georadiolokaciju. Uchebnoe posobie – M.: Izdatel'stvo MGU, 2004. – 153 s.

8. Instrukcija po magnitorazvedke. Nazemnaja magnitnaja s#emka, ajeromagnitnaja s#emka, gidromagnitnaja s#emka. L.: Nedra, 1981. 263 s.

© А.Н. Шеин, Е.Ш. Амиров, В.В. Варфоломеев, 2020

Материалы XVI международной научной конференции

Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология.

Статьи публикуются в авторской редакции.

ИНГГ СО РАН, ОИТ, 630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3.

1012