

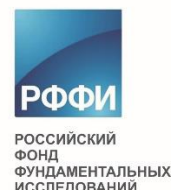
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА «ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА»
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
СОВЕТ НАУЧНОЙ МОЛОДЕЖИ
ИНСТИТУТА НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА



ТРОФИМУКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2017

МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ С УЧАСТИЕМ ИНОСТРАННЫХ УЧЕНЫХ

Новосибирск, 8–14 октября 2017 г.



ББК 26.34
УДК 553.98
Т 762

Трофимуксовские чтения – 2017: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск. 2017. 360 с. – ISBN 978-5-4262-0082-1.

Адрес в интернете: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/conferences/trofimukovskie-chteniya-2017>

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА

академик РАН А.Э. Конторович, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

академик РАН В.А. Верниковский, ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск;

академик РАН М.И. Эпов, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

чл.-корр. РАН А.В. Каньгин, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

чл.-корр. РАН В.А. Каширцев, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

чл.-корр. РАН В.А. Конторович, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

чл.-корр. РАН А.Р. Курчиков, Западно-Сибирский, филиал ИНГГ СО РАН, г. Тюмень;

чл.-корр. РАН Б.Н. Шурыгин, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

д.г.-м.н. Бурштейн Л.М. ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск

д.г.-м.н. Н.В. Сенников, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

д.г.-м.н. С.Л. Шварцев, Томский филиал ИНГГ СО РАН, НИ ТПУ;

д.г.-м.н. А.Н. Фомин, НГУ, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

д.т.н. И.Н. Ельцов, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск;

д.х.н. А.К. Головкин, Томский филиал ИНГГ СО РАН, г. Томск;

д.э.н. Эдер Л.В., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ОРГКОМИТЕТА к.г.-м.н. М.А. Фомин

СЕКРЕТАРЬ ОРГКОМИТЕТА Е.С. Сурикова

ЧЛЕНЫ ОРГКОМИТЕТА А.Е. Игольников, Е.В. Кукарина, И.В. Михайлов, И.С. Михаленко, к.э.н. М.В. Мишенин, к.г.-м.н. Я.В. Садыкова, К.В. Сесь, Н.Е. Шмелев, Е.Е. Хогоева

АДРЕС ОРГКОМИТЕТА Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект ак. Коптюга, 3. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ООО «Газпром геологоразведка», ПАО «Татнефть», Российский фонд фундаментальных исследований

Самостоятельное неперiodическое локальное статичное научное электронное издание. CD-R 700mB. Системные требования: наличие на устройстве ПО для просмотра PDF-файлов.

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН, 2017
© Новосибирский национальный исследовательский
государственный университет, 2017
ISBN 978-5-4262-0082-1

Адрес в интернете: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/conferences/trofimukovskie-chteniya-2017>

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Ганашилин А.С. Девонские вулканиты и песчаники изылинского горизонта Кузнецкого бассейна	11
Грищенко В.А. Отражение строения и условий формирования нижнего валанжина Юго-Западного Крыма в магнетизме пород	15
Гужикова А.А., Грищенко В.А., Глинских Л.А. Отражение особенностей минерального заполнения фораминифер в анизотропии магнитной восприимчивости	19
Гусев В.А., Кривоногов С.К., Жилич С.В. История развития Чановского водосборного бассейна в голоцене в связи с проблемой позднего обводнения озера Чаны	23
Логвина Е.А., Крылов А.А. Изотопные индикаторы формирования аутигенных карбонатов в субаквальных обстановках	27
Матлай Л.М. Известковый нанопланктон из нижнемеловых отложений Северного Присивашья	30
Стельмах А.Г. Новые представления о стратиграфии четвертичных отложений за рубежом и на территории Узбекистана	33
Шабалин В.А. Сейсмическая активность Среднеамурской низменности	36

СЕКЦИЯ 2. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ПОДСЕКЦИЯ 1. ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Антипова О.А., Пошибаев В.В. Прогноз распространения пород-коллекторов отложений мошакской свиты в пределах юго-западной окраины Сибирской платформы	42
Астаркин С.В., Титов Ю.В., Колпаков В.В. Строение и условия формирования покурской свиты Пякяхинского месторождения (Большехетская впадина)	46
Бобкова Е.В., Лобанова Е.В. Методика восстановления условий осадконакопления по данным ГИС на примере парфеновского горизонта на территории центральной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области и горизонта В₁₀ на территории Непско-Ботубинской антеклизы	50
Валитов Ш.К. Беркутовское газоконденсатное месторождение и перспективная зона для развития нефти и газа на Южном Урале	54
Горшков А.М., Кудряшова Л.К., Ли-Ван-Хе О.С. Лабораторная оценка петрофизических свойств пород баженской свиты в пределах Александровского мегавала	57

Гусакова Н.А. Уточнение строения малышевского горизонта по данным сейсморазведки МОГТ 3D. Томская область.....	61
Гусева С.М., Калинин А.Ю. Модель геологического строения верхнеюрских отложений Крапивинско-Моисевской зоны нефтенакопления по материалам 2D-3D сейсморазведки и глубокого бурения.....	65
Деревесникова А.А. Ароматические стераны в нефтях и битумоидах верхнего девона Тимано-Печорского бассейна.....	69
Дешин А.А. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексах северо-востока Западной Сибири.....	72
Долженко К.В., Сафронов П.И. История генерации углеводородов органическим веществом баженовской свиты по материалам сверхглубокой скважины Тюменская СГ-6.....	76
Еганова Д.К. Состав, строение и особенности распространения продуктивных горизонтов подсолевого карбонатного комплекса венда и нижнего кембрия на территории непского свода (Непско-Ботуобинская антеклиза).....	79
Ефимцев Н.А. Геотермический режим недр центральных и южных районов Лено-Тунгусской провинции.....	82
Искоркина А.А., Стоцкий В.В. Оценка влияния комплекса палеоклиматических факторов на реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты (п-ов Ямал).....	85
Канакова К.И., Сурикова Е.С. Геологическое строение келловей-оксфордского комплекса пород зоны перехода от морских отложений к континентальным на примере Верх-Тарского и Останинского месторождений.....	90
Кирсанов С.В., Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Немова В.Д., Можегова А.М. Методологические подходы к оценке запасов нефти в отложениях баженовской свиты.....	94
Киселёва Ю.А., Жеглова Т.П. Типизация нефтей Бузулукской впадины по углеводородам-биомаркерам.....	99
Книппер А.А., Каламкаров С.Л. Строение тектонических комплексов северного обрамления Сибирской платформы.....	103
Комков И.К., Можегова С.В. Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрских материнских отложений в пределах Карабашской зоны.....	107
Корнилина Е. В., Михайлов Е. И. Перспективы доразведки Абино-Украинской площади.....	110
Космачева А.Ю. Сравнительная оценка ресурсов углеводородов и выявление размещения залежей различного фазового состава Чкаловского месторождения (Томская область) по результатам сейсмогеологического и бассейнового моделирования.....	113

Котик И.С., Котик О.С. Геохимическая характеристика органического вещества и реализация углеводородного потенциала в пермских отложениях складчатой зоны Коротайхинской впадины.....	116
Мазуркевич В.В., Санькова Н.В. Фациальные особенности отложений танопчинской свиты Малыгинского месторождения	119
Оленев Я.В., Пуговкина Ю.С., Кудряшова Л.К. Биоседиментологический подход при изучении особенностей формирования карбонатных пород палеозойского возраста юго-востока Нюрольской мегавпадины	122
Павловец Т.А. Литолого-петрографические особенности и условия формирования коллекторов надугольной пачки Болтного нефтяного месторождения	125
Погребнюк С.А., Александров Д.В., Букатов М.В., Колцун А.Ю., Пескова Д.Н. Особенности геологического строения верхнеюрских отложений юго-восточной части ЯНАО.....	129
Родченко А.П. Катагенез органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири по биомаркерным и пиролитическим данным.....	133
Сайтов Р.М., Фомин М.А. Геологическое строение и нефтеносность баженовской свиты в северной части Хантейской гемиянтеклизы	137
Садыкова Я.В., Глазунова А.С. Гидрогеохимические особенности нефтегазоносных отложений Межовского района (Новосибирская и Томская области).....	141
Сафронов П.И. История генерации углеводородов основными юрскими нефтегазопроизводящими толщами Северо-Тазовского очага	145
Сесь К.В. Геотермические особенности нефтегазоносных отложений полуострова Ямал.....	148
Скузоватов М.Ю. Перспективы нефтегазоносности вендских терригенных отложений Ангаро-Ленской ступени (Иркутская область).....	151
Солмин А.Е., Сурикова Е.С. Сравнительная сейсмогеологическая характеристика осадочного комплекса Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей	155
Сомченко П.В., Крицкая О.Ю. Условия формирования карстовых вод Лагонакского нагорья (Западный Кавказ).....	159
Спиридонова А.И., Мартынова Е.В., Задоев Л.А. Возможности сейсморазведки 3D для прогнозирования зон с улучшенными коллекторскими свойствами ботубинского горизонта Мирнинского выступа.....	162
Сырбу Н.С. Зоны нарушения естественного газогеохимического фона под воздействием природных факторов на о. Сахалин по данным измерения углеводородных газов, углекислого газа, гелия и водорода	166
Титов И.В., Ваганова Е.С., Ковешников А.Е. Формирование пород-коллекторов в палеозойских карбонатных образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы.....	170
Тумашов И.В., Шаваров Р.Д. Литология рифейских отложений южной части Анабаро-Ленской зоны Лено-Анабарской НГО.....	174

Шабурова М.Е. Модель геологического строения позднерифейско-нижнепалеозойских образований северо-западного окончания Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна	178
Шмелев Н.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрских отложений Нюрольской мегавпадины по результатам интерпретации сейсмических данных и детальной корреляции разрезов скважин	181
Юдин С.В., Сесь К.В. Структура гидродинамического поля Южно-Ямальского нефтегазоносного района	184
Якупова Е.М., Мигурский Ф.А. Уточнение геологического строения северной части Предверхоянского перикратонного прогиба по результатам проведения новых геолого-геофизических работ	188
Ярославцева Е.С. Реконструкция динамики генерации углеводородов куонамским комплексом Курейской синеклизы по данным бассейнового моделирования	192

ПОДСЕКЦИЯ 2. НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Афанаскин И.В., Штейнберг Ю.М., Ломакина О.В. Интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин методом двух режимов.....	196
Бахлюстов А.И. Проведение трассерных исследований для выявления каналов низкого фильтрационного сопротивления.....	200
Галкин Е.А., Диева Н.Н. Анализ конструкционной безопасности скважины при стимулировании пластового притока волновыми методами	203
Журавлева А.С., Синцов И.А. Обоснование применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи	207
Колеватов А.А., Штейнберг Ю.М., Дяченко А.Г. Определение режима дренирования и уточнение литологии сложнопостроенного трещиноватого коллектора на основе анализа промысловых данных.....	210
Ложкин М.Г. Экспериментальная проверка методов математического моделирования проницаемости в области трехфазной насыщенности керна	214
Маклаков С.В., Гудыма В.А. Создание остаточной водонасыщенности с учетом сжимаемости образцов керна	218
Нурмакин А.В. Особенности назначения технологического режима работы скважин на газовых месторождениях	221
Пестерев А.В., Садретдинов Ш.Р., Мезенцев Д.Н., Тупицин Е.В. Лабораторно-аналитический метод оценки величины дополнительно извлекаемой нефти при применении МУН	225

СЕКЦИЯ 3. ГЕОФИЗИКА, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ

Ашихмин Н.А. Влияние системы наблюдений ВСП на результаты определения параметров азимутальной анизотропии	229
Дугаров Г.А., Дробчик А.Н. Особенности формирования неконсолидированных угольных образцов, содержащих гидрат метана, для изучения их акустических свойств.....	233
Дудаев А.Р., Соболев А.Ю., Глинских В.Н. Разработка программного обеспечения с облачными вычислениями для каротажа в процессе бурения скважин и решения задач геонавигации.....	237
Кадыргалиев Б.О., Глинских В.Н. Физическое моделирование сигналов электромагнитного зонда в электролитическом баке	241
Дудаев А.Р., Кондратьев А.Ю., Глинских В.Н. Имитация сигналов электрического каротажа с использованием графических процессоров	245
Карин Ю.Г., Ельцов И.Н., Юркевич Н.В., Осипова П.С. Геоэлектрические модели хвостохранилищ по геофизическим и геохимическим данным	249
Лыхин П.А., Нефедкина Т.В. Тестирование эффективности нелинейной AVOA инверсии отраженных продольных волн в анизотропной НТИ среде на модельных данных	253
Михайлов И.В., Глинских В.Н., Нечаев О.В., Филиппов Ю.Ф. Интерпретация данных электрических зондирований в карбонатных коллекторах доюрского фундамента	257
Москаев И.А., Даниловский К.Н., Глинских В.Н., Никитенко М.Н. Геонавигация наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения	261
Репин А.В., Шумскайте М.Й. Диэлектрические характеристики керна и их связь с физическими параметрами.....	265
Родионова О.В., Репин А.В. О диэлектрической проницаемости песчано-глинистых смесей различного минералогического состава	269
Шумскайте М.Й., Родионова О.В. Перераспределение воды в поровом пространстве образцов керна после центрифугирования по результатам ЯМР-измерений.....	273
Тураханов А.Х., Глинских В.Н., Манаков А.Ю. Изучение фазовых переходов в гидратсодержащих образцах методом ЯМР-релаксометрии	277
Федин К.В., Колесников Ю.И. Определение резонансных свойств приповерхностных грунтов по микросейсмам: физическое моделирование и натурный эксперимент...	281
Федосеев А.А., Глинских В.Н., Казаненков В.А. Литолого-электрофизические модели баженовской свиты по данным ГИС комплекса СКЛ.....	285
Хогоева Е.Е. Проблема бинирования при работе на PS-волнах в азимутально-анизотропных средах на примере обобщенной модели Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления	289

Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Голиков Н.А. Бортникова С.Б. Определение фильтрационно-емкостных и физико-химических свойств пород-коллекторов и пластовых флюидов по ЯМР-данным	293
--	-----

СЕКЦИЯ 4. ЭКОНОМИКА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Алиева В.Р. Оценка влияния дивидендной политики нефтегазовых компаний на стратегию их развития	298
Вершинин В.И. Влияние транспарентности на финансовую результативность крупнейших российских компаний	301
Гореев А.В. Нефтегазовые доходы в федеральном бюджете	304
Грачёв С.Л. Управление социальной инфраструктурой газодобывающего предприятия	307
Даценко Д.О., Горчаков А.В. Факторы, влияющие на сделки слияния и поглощения в России	310
Дудник А.И. Механизм эффективного совместного предпринимательства в области энергетики	313
Ерина А.Н. Управление промышленной медициной на газодобывающем предприятии	316
Кожевин В.Д. Влияние цен на нефть на финансовые показатели нефтегазовых компаний России	319
Кондратова А.Ю. Определение основных факторов, влияющих на структуру и динамику операционных расходов Российских нефтегазовых компаний	322
Мишенин М. В. Главные тенденции развития лицензионной политики государства и нефтегазовых компаний	326
Немов В. Ю. Особенности современного состояния добычи нефти и газа в Сибирском федеральном округе	329
Переладов А. М. Оптимизация человеческих ресурсов организации в ходе освоения крупного инвестиционного проекта в условиях крайнего севера (на примере ООО "Газпром добыча Надым"	332
Проворная И.В. Комплексный анализ направлений развития регионов для формирования систем транспортировки углеводородов	335
Рыбаченко Е.А. Оценка факторов, влияющих на капитализацию российских компаний	338
Самосюк Д.А. Оценка результатов внедрения системы управления знаниями в нефтегазовых компаниях	341
Самсонова О.С. Сравнительная оценка экономической эффективности транспортировки нефти различными видами транспорта	344

Филимонова И.В. Направления устойчивого развития воспроизводства сырьевой базы нефти и газа России	347
Эдер Л.В. Развитие нефтегазового комплекса Сибири на фоне общероссийских тенденций	350
Юва Д.С. Классификация нефтедобывающих стран по влиянию ренты на экономику	353
Ямщикова О.И. Отраслевая и региональная структура иностранных инвестиций в Россию	356
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ	359

**СЕКЦИЯ 1 СТРАТИГРАФИЯ И ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, РЕГИОНАЛЬНАЯ
ТЕКТОНИКА**

ДЕВОНСКИЕ ВУЛКАНИТЫ И ПЕСЧАНИКИ ИЗЫЛИНСКОГО ГОРИЗОНТА КУЗНЕЦКОГО БАСЕЙНА

Ганашилин Александр Сергеевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, инженер,
GanashilinAS@ipgg.sbras.ru*

Приведено минералого-петрографическое описание девонских вулканитов буготакской свиты и песчаников изылинского горизонта. Согласно классификационной диаграммы В.Д. Шутова, песчаники подразделяются на два петротипа, кварцевые и полевошпатово-кварцевые граувакки. По методу реконструкции тектонических обстановок В.Р. Диккинсона, питающие провинции песчаников изылинского горизонта попадают в поле, соответствующее обстановкам рециклированных орогенов.

Ключевые слова: петрография, песчаники, изылинский горизонт, Кузнецкий бассейн.

DEVONIAN VOLCANICFORMATION AND SANDSTONES OF IZYLY HORIZON OF THE KUZNETSK BASIN

Ganashilin Alexander Sergeevich

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences
(IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, engineer, GanashilinAS@ipgg.sbras.ru*

A mineralogical-petrographic description of the Devonian volcanic formation of the bugotak formation and sandstones of the Izyly Horizon is given. According to the classification diagram of V.D. Shutov, sandstones are divided into two petrotypes: quartz and feldspar-quartz greywackes. Using the method of reconstruction of tectonic environments, V.R. Dickinson, it is established that the feeding provinces of the sandstones of the Izyly Horizon fall into the field corresponding to the conditions of the recycled orogenes.

Keywords: petrography, sandstones, Izyly Horizon, Kuznetsk basin.

Стратотипический разрез изылинского горизонта находится на левом берегу рч. Изылы, в 1,5 км выше с. Вассино Тогучинского района Новосибирской области. Разрез буготакской, изылинской свит и нижней части вассинской представлен серией береговых разрезов, сгруппированных в четыре дискретных разреза (БС-61А, БС-61, БС-62, БС-64). Био и литостратиграфическая характеристика данных отложений приведена в работах [1-3].

Разрез БС-061А представлен эффузивно-туфогенной толщей пород буготакской свиты. В нижней части разреза выделяются туфогенные отложения, сложенные преимущественно туфами андезибазальта псаммитовыми кристаллолитокластическими, размер пирокластов колеблется от 0,05 до 2 мм, преобладают угловатые обломки, сортировка средняя. Литокласты (60% и более) - угловатые обломки андезитов афировых, микропорфировых с гиалопилитовой структурой основной массы, в подчиненном количестве встречаются обломки базальтоидов, дацитов, трахитов. Кристаллокласты представлены плагиоклазами в виде таблитчатых, идиоморфных кристаллов.

Выше по разрезу отложения сложены преимущественно туфами дацитов-риодацитов литокристаллокластическими, пелито-псаммитовыми, размер обломков до 1 мм, преобладают угловатые обломки. Основная масса представлена железисто-пелитовым матриксом. Далее идут туфы (туффиты) кристаллолитокластические, алевритовой размерности. Пирокластический материал составляет более 75% и состоит из смешанных компонентов. Большинство обломков почти полностью замещено глинистыми минералами и окислами железа, что обуславливает характерную вишнево-бурую окраску пород. Литокласты встречаются в виде окатанных, полуугловатых, псаммитовых обломков, представленных андезитами, дацитами, реже встречаются базальты и трахиты.

Вышележащие покровы представлены эффузивными андезибазальтами, в меньшем количестве дацитами. Структура породы интерсертальная, текстура массивная, отмечаются породы с преобладающей миндалекаменной текстурой, миндалины кварц-хлоритового состава. Центральные части покровов сложены менее раскристаллизованными долерито-базальтами с

порфировыми вкрапленниками частично хлоритизированного плагиоклаза. Структура часто интерсертальная, реже пилотакситовая.

Разрез БС-061 представлен терригенно-карбонатной толщей, сложенной, неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников вулканомиктовых и органогенных известняков.

Разрез Б-062 сложен переслаивающимися песчаниками, алевро-аргиллитами и прослоями линзующихся, местами выдержанных органогенно-обломочных известняков, также с обильными фрагментами остатков фауны.

В разрезе Б-064 прослеживается стратиграфический контакт верхней пачки изылинского горизонта с вышележащими преимущественно карбонатными отложениями вассинского горизонта. Отличительной особенностью этой части общего разреза является чередование прослоев и пакетов органогенно-обломочных известняков и достаточно больших по мощности прослоев песчаных алевро-аргиллитов.

Песчаники изылинского горизонта.

Песчаные отложения изылинского горизонта, которые прослеживаются во всех разрезах, за исключением туфогенно-эффузивной толщи разреза БС-61А, имеют довольно неравномерное распределение по разрезу. Размер песчаников колеблется от тонко- до крупнозернистых и даже гравелитистых. Сортировка средняя, но с увеличением размерности она ухудшается. По составу породообразующих компонентов песчаники во многом близки и относятся к полимиктовому типу. Обломочная часть занимает 50 - 70% их объема и состоит из кварца, полевых шпатов, биотита, обломков терригенных, карбонатных, интрузивных, эффузивных пород, а также рудных минералов. По содержанию породообразующих компонентов (Q 20-55%, ПШ 4-16%, обломки пород 33-71%), согласно классификационной диаграммы В.Д. Шутова [4], они подразделяются на два петротипа, относятся к кварцевым и полевошпатово-кварцевым грауваккам. Подавляющее количество образцов попало в область кварцевых граувакк, меньшее количество в область полевошпатово-кварцевых граувакк (рис. 1-А).

В целом, образцы характеризуются довольно высоким содержанием кварца от 20 до 55%. В песчаниках широко распространены монокристаллический и поликристаллический кварц. Отмечается характерное прямое и слабо выраженное волнистое погасание, что свидетельствует об интрузивном происхождении. Зерна монокристаллического кварца полуугловатые до полуокатанных, реже хорошо окатанные, что указывает на небольшую дальность транспортировки от источника сноса. Типы контактов зерен преимущественно конформные, инкорпорационные, сутурные, но наблюдаются и линейные.

Содержание полевых шпатов от 4 до 16%. Они представлены плагиоклазом и довольно редко калиевым полевым шпатом. Плагиоклаз наблюдается в полуугловатых зернах или в виде идиоморфных зональных кристаллов. Калиевый полевой шпат характеризуется разной степенью окатанности зерен. Степень изменения плагиоклазов разная, в основном преобладают неизменные разности, также встречаются кристаллы, целиком замещенные вторичными минералами (хлорит, пренит).

Обломки пород отмечаются разнообразием по происхождению и вещественному составу. Осадочные породы представлены обломками известняков, с фрагментами раковин, цельнораковинными остатками брахиопод, ругоз, остракод, кораллов и т.д. Обломки кремневых пород имеют преимущественно микрокристаллическую структуру. Обломки изверженных пород представлены полуокатанными, чаще хорошо окатанными эффузивами, андезитового, дацитового, базальтового, фельзитового состава, метаморфических - зернами метаосадочного поликристаллического кварцита.

Помимо породообразующих минералов в составе песчаников установлены сфен, измененный биотит, также часто встречаются единичные зерна глауконита.

Цемент в песчаниках преимущественно поровый кальцитовый, в некоторых образцах его содержание до 50%, местами базальный хлоритовый. В образцах кварц-полевошпатового состава чаще отмечается пленочный, коррозионный железистый цемент.

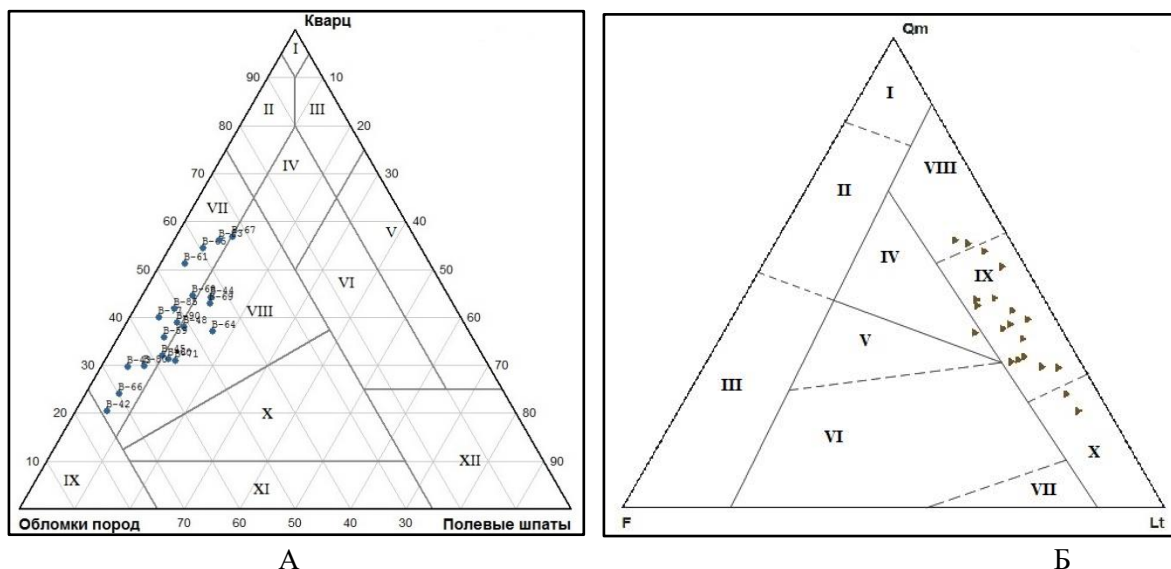


Рисунок 1 – Песчаники изылинского горизонта на диаграммах: А - В.Д. Шутова [4], Б – В.Р. Диккинсона [5-6].

Поля на классификационной диаграмме А: I – песчаники мономиктовые кварцевые; II – кремнекласитокварцевые; III – полевошпаткварцевые; IV – мезомиктовые кварцевые; V – собственно аркозовые; VI – граувакковые аркозы; VII – граувакки кварцевые; VIII – полевошпат-кварцевые; IX – собственно граувакки; X – граувакки кварц-полевошпатовые; XI – полевошпатовые; XII – песчаники не терригенного происхождения.

Поля областей сноса на композиционной диаграмме Б: Qm – кварц мономинеральный; F– полевые шпаты; Lt – эффузивные и кремнистые обломки песчаников, I - III – континентальный блок: I – внутренняя часть, II – переходная часть, III – поднятие фундамента; IV – смешанный материал; V- VII- вулканическая дуга: V- эродированная, VI – переходная часть, VII – не эродированная вулканическая дуга; VIII с X – рециклированный ороген: VIII – кварцевый, IX – переходная часть, X – лититовый.

Для определения состава питающих провинций и геодинамического режима формирования верхнедевонских отложений были исследованы породообразующие компоненты песчаных пород. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в позднедевонское время мощные толщи отложений накапливались в прибрежно-морских, морских обстановках с явным трансгрессивным направлением. Реконструкция тектонической обстановки области питания по составу обломочных компонентов произведена по методу В.Р. Диккинсона [5-6]. Результаты количественного анализа представлены в виде дискриминационной диаграммы Qm-F-Lt (рис. 1-Б), на которой обломки поликристаллического кварца подсчитаны как часть всех обломков пород. Питающие провинции песчаников изылинского горизонта попадают в общее поле, соответствующее обстановкам рециклированных орогенов. В его контурах большее количество точек составов песчаников располагается в поле переходной части и в приграничных с ним полях кварцевого и лититового составов.

Обломочный материал, поступавший из островодужных орогенов, представлен спектром типов песка, включающего богатый обломками пород вулканокластический и кварц-полевошпатовый детрит, преимущественно интрузивного происхождения. Возможно, источником материала для осадков орогенной области сноса являлись террейны и складчатые разбитые разломами блоки, поставляющие обильный рециклированный детрит эффузивного происхождения.

Преимущественно угловатая форма зерен кварца и плагиоклаза указывает на небольшую дальность транспортировки от источника сноса.

Петрографические данные на основе стандартных треугольных диаграмм подтверждают существование рециклированного орогена, а также то, что петрография осадков в бассейне контролировалась в основном источниками материала в области сноса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Елкин Е.А. Палеогеографические реконструкции западной части Алтае-Саянской области в ордовике, силуре и девоне и их геодинамическая интерпретация / Е.А. Елкин, Н.В. Сенников, М.М. Буслов, А.Ю. Языков, Р.Т. Грацианова, Н.К. Бахарев // Геология и геофизика. – 1994. – Т.35. – №7-8. – С. 118 – 143.
2. Языков А.Ю. Биостратиграфия девона Салаира / А.Ю. Языков, Н.Г. Изох // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: матер. 1-й науч.-практ. конф Т. 1 – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2014. – С. 254 – 258.
3. Языков А.Ю. Био- и литостратиграфическая характеристика изылинского горизонта (девон, западная окраина Кузнецкого бассейна) / А.Ю. Языков, Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, С.В. Сараев, О.А. Родина, Т.А. Щербаненко // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. тр. под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2013. – С. 146 –155.
4. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полез. ископаемые. – 1967. – № 5. – С. 86 – 102.
5. Dickinson W.R. Suczek C.A. Plate tectonics and sandstone compositions // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1979, v. 63, p. 2164 – 2182.
6. Dickinson W.R. Interpreting provenance relations from detrital modes of sandstones // Provenance of Arenites / Ed. G.G. Zuffa. Dordrecht – Boston – Lancaster, D. Reidel Publishing Company, 1985, p. 333 – 361.

ОТРАЖЕНИЕ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕГО ВАЛАНЖИНА ЮГО-ЗАПАДНОГО КРЫМА В МАГНЕТИЗМЕ ПОРОД

Грищенко Владимир Александрович

Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, г. Саратов, Россия, аспирант, grishenko-vladimir@bk.ru

Проведены палео- и петромагнитные исследования двух разрезов нижнего валанжина - г. Длинная и г. Шелудивая в ЮЗ Крыму. Оба разреза детально сопоставляются между собой по палеомагнитной зональности, но однозначная идентификация магнитозон с хронами шкалы геомагнитной полярности (GPTS), пока, невозможна. Установлено, что в анизотропии магнитной восприимчивости пород адекватно отражена ориентировка косой слоистости и степень удаленности отложений от берега.

Ключевые слова: магнитостратиграфия, палеомагнетизм, петромагнетизм, анизотропия магнитной восприимчивости, валанжин, Юго-Западный Крым.

THE ROCK MAGNETISM OF LOWER VALANGINIAN IN THE SOUTH-WEST CRIMEA AS INDICATOR OF THE STRUCTURE AND CONDITIONS OF SEDIMENTATION.

Grishchenko Vladimir Aleksandrovich

Saratov State University, Saratov, Russia, Ph.D.Student, grishenko-vladimir@bk.ru

Paleo- and petromagnetic properties of Lower Valanginian in two sections - "Dlinnaya" and "Sheludivaya" in South-West Crimea were studied. Both sections are compared in detailed paleomagnetic zonation with each other, but straightforward identification of magnetozones with geomagnetic polarity scale (GPTS) chrons is impossible yet. It has been established that the anisotropy of the magnetic susceptibility of rocks reliably reflects the orientation of the cross bedding and the degree of deposits remoteness from the bank.

Keywords: magnetostratigraphy, paleomagnetism, petromagnetism, anisotropy of magnetic susceptibility, Valanginian, South-West Crimea

В рамках комплексных био- и магнитостратиграфических исследований пограничного интервала берриаса-валанжина Горного Крыма в 2015-2016 гг. было проведено палеомагнитное опробование нижнего валанжина на горах Длинная (N: 44°45'32.9", E: 34°00'9.4") и Шелудивая (N: 44°45'28.2", E: 34°59'55.7") близ с. Прохладное Бахчисарайского района. Разрезы мощностью ~ 7.4 м (г. Длинная) и ~ 5 м (г. Шелудивая), представлены переслаиванием в разной степени сцементированных, крупно- и мелкозернистых известковистых песчаников, залегающих с резким угловым несогласием на породах таврической серии, сильно конденсированы и изобилуют большим количеством стратиграфических перерывов [1] (рис. 1а).

Для палео- и петромагнитного анализов, на г. Шелудивой отобран 41 ориентированный образец с 11 стратиграфических уровней, а на г. Длинной взято 38 ориентированных образцов с 19 уровней (рис. 1а).

Лабораторные исследования включали в себя измерение объемной магнитной восприимчивости (K) и ее анизотропии (AMB), естественной остаточной намагниченности (J_n), остаточной намагниченности насыщения (J_{rs}) и остаточной коэрцитивной силы (H_{cr}), дифференциально-терромагнитный анализ (ДТМА), магнитные чистки переменным полем (от 2 до 70–80 мТл с шагом 2-4 мТл). Измерения K проводились на каппабридже MFK1-FB, J_n – на криогенном магнитометре 2G-Enterprices (ИФЗ, г. Москва) и спин-магнитометре JR-6. Для магнитных чисток переменным полем использовалась установка LDA-3AF.

В палеомагнитном отношении породы на г. Шелудивая и г. Длинная аналогичны. Основным носителем намагниченности в них является магнетит, диагностируемый по кривым ДТМА потерей намагниченности в районе 580°C. Однако результаты магнитного насыщения фиксируют, наряду с доминирующей магнитомягкой фазой, наличие магнито жестких ферромагнетиков, вероятно, гидроксидов железа.

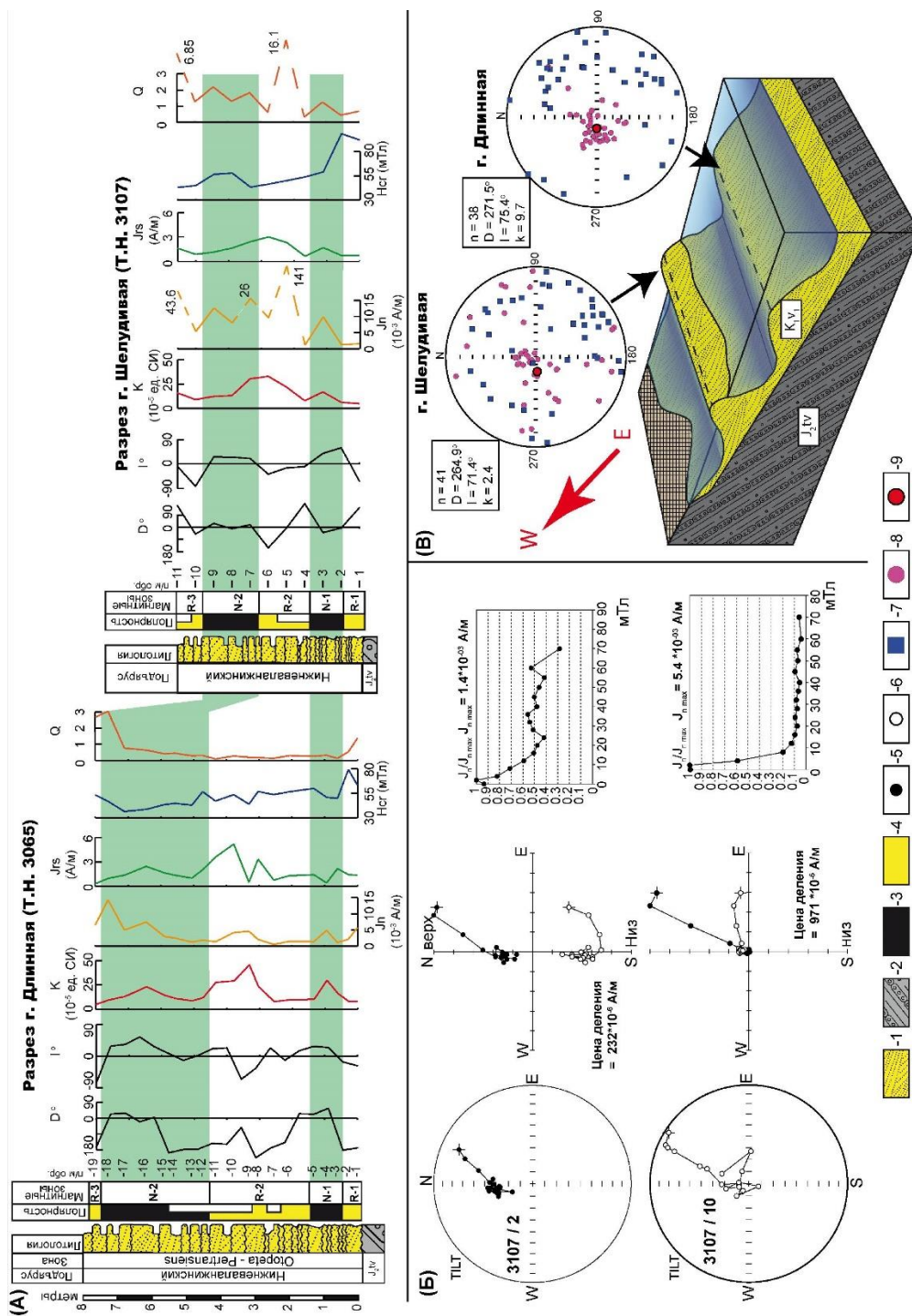


Рисунок 1 – Результаты изучения разрезов нижнего валанжина гор Длинная и Шелудивая: (А) магнитостратиграфические разрезы; (Б) типичные результаты компонентного разреза г. Шелудивая (слева направо): изменения векторов Jp в ходе магнитных чисток, диаграммы Зийдервельда (в древней системе координат) и графики размагничивания; (В) модель формирования баровых песков и ее отражение в АМВ (проекции осей АМВ приведены в древней системе координат).

Условные обозначения: 1 – косослоистые песчаники; 2 – флишевые отложения таврической серии (J2tv); 3, 4 – прямая и обратная полярность, соответственно (в толщину половины колонки – предположительно определенный знак полярности); 5, 6 – стереографические проекции направлений Jp: на нижнюю и верхнюю полусферу, соответственно (для стереограмм), на горизонтальную и вертикальную плоскость, соответственно (для диаграмм Зийдервельда); 7, 8 – проекции длинных (K1) и коротких (K3) осей магнитных эллипсоидов, соответственно, 9 - среднее направление коротких (K3) осей магнитных эллипсоидов.

Как правило, в образцах присутствуют две компоненты J_n : низко- (до 8-12 мТл) и высококоэрцитивная (после 24-32 мТл). Последняя использована для определения знака геомагнитной полярности. Закономерное группирование проекций высококоэрцитивных компонент в северных румбах нижней полусферы считалось обусловленным нормальной (N), а в южных секторах верхней – обратной (R) полярностью. Палеомагнитные данные по г. Длинной были получены ранее [2], поэтому на рисунке 1б приведены типичные результаты компонентного анализа только по г. Шелудивая. Палеомагнитные колонки обоих разрезов очень схожи и образованы чередованием пяти магнитозон (интервалов) разного знака: R-1, N-1, R-2, N-2 и R-3 (рис. 1а, б), однако, в связи со сложной магнитополярной зональностью валанжинского яруса их сопоставление со шкалой геомагнитной полярности [3] преждевременно.

Палеомагнитная корреляция выявила сокращение мощностей магнитозон R-2 и N-2 на г. Шелудивая, что, вероятно, связано с наличием более длительных перерывов в осадконакоплении в этом разрезе. Вариации большинства петромагнитных параметров по разрезам хорошо согласуются между собой, подтверждая тем самым правомерность сопоставления отложений по магнитной полярности. Исключение составляют графики естественной остаточной намагниченности и взаимосвязанного с ней параметром Кенигсбергера (Q). Возрастание J_n в средней части разреза г. Шелудивая и появление аномально высоких значений Q (до 16) может быть связано с появлением биогенного магнетита, например, в криптобиотурбациях, но это предположение не подкреплено, пока, фактическими данными (рис. 1а).

Одной из общих петромагнитных особенностей изученных толщ является выразительный тренд к уменьшению значений H_{cr} снизу вверх по разрезу, обусловленный уменьшением доли магнитожесткой компоненты (гидроксидов железа) в составе ферромагнитной фракции. Учитывая, что наибольшему окислению породы подвергаются во время перерывов в осадконакоплении, уместно связать отмеченный тренд с уменьшением концентрации поверхностей размыва в верхах разрезов (рис. 1а).

Стереографические распределения проекций осей АМВ разрезов г. Шелудивая и г. Длинная характерны для отложений, формировавшихся в мелководных обстановках с активной гидродинамикой: короткие оси эллипсоидов магнитной восприимчивости ($K3$) смещены от центра полярной проекции к западу, а длинные оси ($K1$) группируются преимущественно в восточной части стереограммы (рис. 1в). Эти особенности магнитных текстур связаны с косой слоистостью баровых песков, наклоненной к востоку, а отклонение среднего направления $K3$ от вертикального положения фиксирует при этом средний угол наклона слоев: 18.6 на г. Шелудивая и 14.6 на г. Длинная (рис. 1в).

Степени концентраций (кучности) проекций $K3$ значительно различаются (на уровне значимости $p = 0,01$) в двух разрезах (рис. 1в). Большой разброс $K3$ на г. Шелудивой мы связываем с более активной гидродинамикой, свойственной мелководью, и, с этой точкой зрения г. Шелудивая и г. Длинная являются останцами двух разных, параллельно расположенных баров – менее и более глубоководного, соответственно. Бар «Шелудивый», находясь ближе к берегу, должен был чаще переходить из подводной в островную стадию развития, и, следовательно, объем гиатусов в разрезе г. Шелудивой должен быть больше, чем на г. Длинной. Этот вывод хорошо согласуется с результатами палеомагнитной корреляции, согласно результатам которой одновозрастные отложения имеют сокращенную мощность на г. Шелудивой. Косая слоистость, наклоненная к востоку, фиксирует направление волноприбойных движений, по отношению к которому простирание баров и береговой линии должно занимать перпендикулярное положение. Таким образом, можно предположить, что бары «Шелудивый» и «Длинный» располагались субмеридионально, а береговая линия располагалась к западу от г. Шелудивая (рис. 1в).

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 17-05-00716 А)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Барабошкин Е.Ю. Корреляция валанжинских отложений Юго-Западного и Центрального Крыма / Очерки геологии Крыма / Е.Ю. Барабошкин, Б.Т. Янин // Тр. Крымского геологического научно-учебного центра имени проф. А.А. Богданова. Вып. 1. – М.: изд-во геологич. фак-та МГУ. 1997. – С. 4 – 26.

2. Грищенко В.А. Первые Магнитостратиграфические данные по нижнему валанжину разреза г. Длинная (ЮЗ Крым) / В.А. Грищенко, А.Ю. Гужиков, Е.Ю. Барабошкин // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сб. науч. трудов / Под ред. Е.Ю. Барабошкина. – Симферополь: Издательский Дом Черноморпресс, 2016. – С. 31 – 33.
3. Gradstein F.M. A Geologic Time Scale 2012 / F.M. Gradstein, J.G. Ogg, M.D. Smitz, G.M. Ogg // – Elsevier BV. 2012. – 1144 p.

ОТРАЖЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ МИНЕРАЛЬНОГО ЗАПОЛНЕНИЯ ФОРАМИНИФЕР В АНИЗОТРОПИИ МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ

Гужикова Анастасия Андреевна

Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, г.Саратов, Россия, инженер, к.г.-м.н., blackhole3@yandex.ru

Грищенко Владимир Александрович

Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, г.Саратов, Россия, аспирант, grishenko-vladimir@bk.ru

Глинских Лариса Александровна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., glor@mail.ru

В разрезах бата–оксфорда Саратовского Поволжья и кампана–маастрихта Горного Крыма обнаружена взаимосвязь между количеством фораминифер в породе и параметром T анизотропии магнитной восприимчивости (АМВ), ответственным за форму ферромагнитных частиц. По результатам микронзондовых исследований установлено, что источником АМВ в юрских разрезах является магнетитовая нанопленка, образованная по пириту, выполняющему полости фораминифер. В меловых разрезах наличие аналогичной нанопленки косвенно подтверждается данными АМВ.

Ключевые слова: анизотропия магнитной восприимчивости, фораминиферы, петромагнетизм, микронзондовый анализ, юра, мел, Поволжье, Крым.

REFLECTION OF THE MINERAL FILLING FEATURES OF FORAMINIFERS IN THE ANISOTROPY OF MAGNETIC SUSCEPTIBILITY

Guzhikova Anastasia Andreevna

Saratov State University, Saratov, Russia, engineer, Ph.D, blackhole3@yandex.ru

Grishchenko Vladimir Aleksandrovich

Saratov State University, Saratov, Russia, Ph.D.student, grishenko-vladimir@bk.ru

Glinskikh Larisa Aleksandrovna

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, senior research officer, Ph.D., glor@mail.ru

In the sections of the Bathonian-Oxfordian of the Saratov Volga region and the Campan-Maastricht of the Mountainous Crimea there was found a relationship between the number of foraminifers filling rock interior and parameter T of the anisotropy of magnetic susceptibility (AMS), responsible for the shape of the ferromagnetic particles. According to the results of microprobe studies, it was established that the source of AMB in the Jurassic sections is a magnetite nanotape formed by pyrite, which fulfills the inner space of foraminifers. In the Cretaceous sections, the presence of a similar nanotape is implicitly confirmed by AMS data.

Keywords: anisotropy of magnetic susceptibility, foraminifera, petromagnetism, microprobe analysis, Jurassic, Cretaceous, Volga region, Mountainous Crimea.

В результате сопоставления био- и магнитостратиграфических данных в разрезе бата Сокурский тракт [1] и в разрезе келловей–оксфорда Дубки [2] были выявлены интервалы со значимой корреляцией между концентрацией фораминифер в породе и параметром $T = (2K_2 - K_1 - K_3)/(K_1 - K_3)$, где K_1 , K_2 и K_3 – длинная, средняя и короткие оси эллипсоидов АМВ, соответственно (рис. 1А, Б). Значения T , близкие к 1, указывают на плоскую (дискообразную) форму магнитных зерен, а близкие к (-1) – на вытянутую (сигарообразную) форму [3]. С увеличением числа фораминифер связано преобладание дискообразной формы магнитных зерен (рис. 1А, Б).

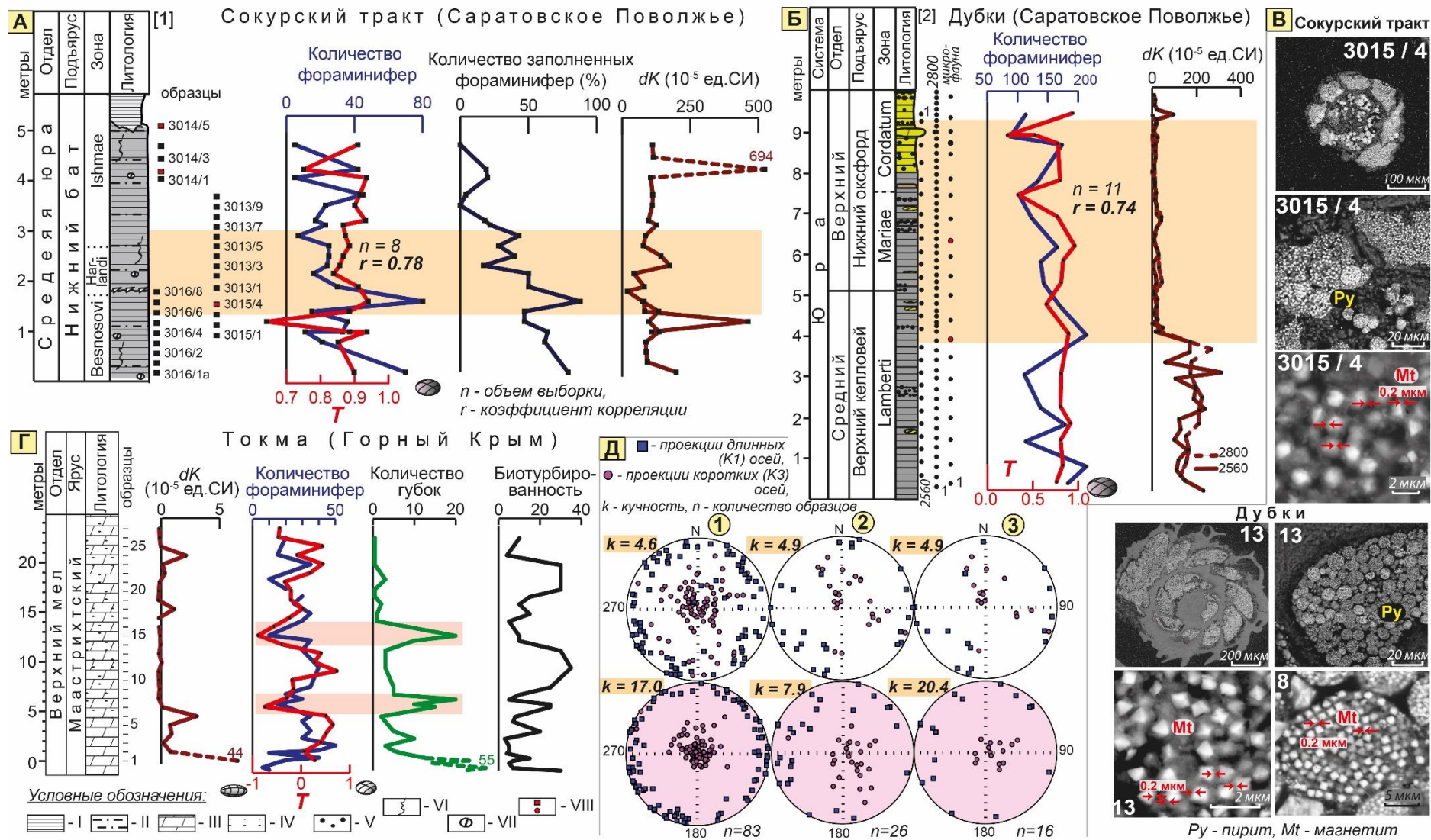


Рисунок 1 - Результаты комплексных исследований разрезов Саратовского Поволжья и Горного Крыма. А, Б, Г - сопоставление петромагнитных, микрофаунистических и седиментологических данных, В - данные микрозондового анализа. Д - стереограммы осей эллипсоидов АМВ до (верхний ряд) и после (нижний ряд) нагрева образцов до 500 °С: 1 - Чахмахлы, 2 - Токма, 3 - Токма, после исключения биотурбированных интервалов.

Условные обозначения: I - глины, II - алевриты, III - мергели, IV - песчаный материал, V - фосфориты, VI - биотурбации, VII - сидеритовые стяжения, VIII - образцы, переданные на микрозондовые исследования

Для выявления причин данной взаимосвязи, раковины фораминифер уплощенной формы с трех стратиграфических уровней из разреза Сокурский тракт и с двух уровней из разреза Дубки были переданы на микрозондовый анализ В.А. Цельмовичу в Геофизическую обсерваторию ИФЗ РАН «Борок». Результаты исследований показали, что в интервалах разрезов, характеризующихся корреляцией между микрофаунистическим и петромагнитным показателями, раковины выполнены исключительно пиритом, зерна которого неравномерно покрыты тонкой магнетитовой пленкой (толщиной менее 200 нанометров, что находится на пределе чувствительности микрозонда) (рис. 1В). Очевидно, что магнетитовая нанопленка и является источником магнитной анизотропии, поскольку те образцы, где она отсутствует (по результатам микрозондового анализа) происходят из отложений, в которых корреляции между количеством фораминифер и параметром T не наблюдается.

Аналогичная зависимость параметра АМВ от числа фораминифер была выявлена в маастрихте Горного Крыма в результате сопоставления наших петромагнитных данных с опубликованными материалами комплексного изучения разреза Токма [4] (рис. 1Г). Микрозондового изучения крымских образцов не проводилось, но термокаппметрические данные по Токме и расположенному неподалеку разрезу кампана–маастрихта Чахмахлы указывают на уплощенную форму раковин фораминифер и их заполнение пиритом. Степень концентрации проекций коротких осей АМВ около центра стереограмм возрастает после нагрева за счет превращения FeS_2 в сильномагнитный магнетит при температуре свыше $450^\circ C$, и магнитные текстуры приобретают вид, характерный для отложений с плоскими ферромагнитными частицами, сформировавшимися в спокойной гидродинамической обстановке (рис. 1Д). В разрезе Токма проекции КЗ после измерений термокаппы группируются в центре стереограммы хуже, чем в Чахмахлах (рис. 1Д₁, Д₂). Однако, если исключить из рассмотрения интенсивно биотурбированные интервалы, то кучность КЗ в Токме после нагрева возрастает также значимо, как и в Чахмахлах (рис. 1Д₃). Возможно, это связано с тем, что максимально биотурбировались наименее вязкие и, следовательно, легкоподвижные, осадки. В таком случае значительный разброс КЗ можно объяснить вязкопластичными деформациями на стадии даиогенеза, тем более, что магнитная текстура наиболее биотурбированных отложений в Токме типична для подводно-оползневых деформаций.

Количество спикул губок в Токме, оказалось связано с параметром формы магнитных зерен обратной зависимостью: два интервала с минимальными (отрицательными) значениями T , указывающими на удлиненную форму частиц, соответствуют участкам разреза с максимальной концентрацией спикул (рис. 1Г). Такая взаимосвязь может объясняться выполнением игловидных спикул гетитом или лепидокрокитом. Подобные минеральные замещения в скелетах губок известны [5], а наличие гидроксидов железа в изученных образцах подтверждается результатами магнитного насыщения.

Во всех трех изученных разрезах наилучшая корреляция между параметром T и количеством фораминифер наблюдается в интервалах с пониженными значениями прироста магнитной восприимчивости после нагрева (dK). Вероятно, это связано с тем, что для формирования магнетита необходим минимальный доступ кислорода, а в аноксийных условиях, показателем которых можно считать высокие значения dK , образование магнетитовой нанопленки по пириту невозможно.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проекты №№ 16-35-00219-мол_а, 17-05-00716-А, 16-35-00339-мол_а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Дзюба О.С. Магнито- и углеродно-изотопная стратиграфия нижнего-среднего бата разреза Сокурский тракт (Центральная Россия): значение для глобальной корреляции / Дзюба О.С., Гужиков А.Ю., Маникин А.Г., Шурыгин Б.Н., Грищенко В.А., Косенко И.Н., Суринский А.М., Сельцер В.Б., Урман О.С. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 2. – С. 250 – 272.
2. Пименов М.В. О возможном отражении палеоэкологических условий в петромагнетизме келловейских-оксфордских отложений разреза п. Дубки (г. Саратов) / Пименов М.В., Глинских Л.А., Гужиков А.Ю., Михайлов А.М., Рогов М.А., Тесакова Е.М. // Известия Саратовского университета. Новая серия. Науки о Земле. – 2009. – №1. – С. 70-75.
3. Chadima M. Magnetická anizotropie hornin (stručný přehled a využití v geologii). – M.: Chadima. –

2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.sci.muni.cz/~chadima/geomagnetismus/anizotropie2.pdf>

4. Сизанов Б.И. Новая методика выделения ритмов и интерпретация их генезиса на примере нижнемаастрихтских отложений оврага Токма (Юго-Западный Крым, Украина) / Сизанов Б.И., Рудакова А.В., Габдуллин Р.Р. // Вестник МГУ. – 2006. – Сер. 4. Геология. – № 3. – С. 25-31.
5. Киршвинк Дж. Биогенный магнетит и магниторецепция. Новое о биомагнетизме. Т. 1. / Киршвинк Дж., Джонс Д., Мак-Фадден Б. // М.: Мир, 1989. – 353 с.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЧАНОВСКОГО ВОДОСБОРНОГО БАССЕЙНА В ГОЛОЦЕНЕ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ ПОЗДНЕГО ОБВОДНЕНИЯ ОЗЕРА ЧАНЫ

Гусев Виктор Александрович

Новосибирский государственный университет, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева, г.Новосибирск, Россия, студент, лаборант, vityansky54nsu@mail.ru

Кривоногов Сергей Константинович

Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, ведущий научный сотрудник, д.г.-м.н., s_krivanogov@mail.ru

Жилич Снежана Викторовна

Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева, Институт археологии и этнографии СО РАН, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, snezhy@yandex.ru

Целью данной работы является объяснение поздней обводненности оз. Чаны. Была выдвинута гипотеза о том, что крупнейшие реки изучаемой территории (Чулым и Каргат) в раннем-среднем голоцене протекали через цепь понижений, перехватывающих речной сток и уменьшающих поступление воды в оз. Чаны. В работе выполнен комплексный анализ отложений промежуточных палеозер водосборного бассейна оз. Чаны. Полученные данные позволили подтвердить вышеизложенную гипотезу.

Ключевые слова: озеро Чаны, промежуточные бассейны, голоцен, уровень озера, Западная Сибирь

THE HOLOCENE HISTORY OF LAKE CHANY CATCHMENT AREA IN CONNECTION WITH THE PROBLEM OF LATE LAKE CHANY WATERING

Gusev Viktor Aleksandrovich

Novosibirsk State University, Institute of geology and mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russia, student, laboratory assistant, vityansky54nsu@mail.ru

Krivanogov Sergey Konstantinovich

Institute of geology and mineralogy SB RAS, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, leading research scientist, Ph.D. in Geology, s_krivanogov@mail.ru

Zhilich Snezhana Viktorovna

Institute of archaeology and ethnography SB RAS, Institute of geology and mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russia, junior research scientist, snezhy@yandex.ru

The aim of this paper is to explain late watering of the Lake Chany basin. We have elaborated a hypothesis that the largest rivers of the Lake Chany catchment (Chulym and Kargat) flowed through a chain of intermediate basins, which captured the run-off of the rivers and decreased the Chany Lake water budget. Our study includes complex analysis of the sediments of the intermediate basins of the Lake Chany catchment. The results obtained in this study confirm our hypothesis.

Keywords: Lake Chany, intermediate basins, Holocene, lake level, Western Siberia

Внутриконтинентальные бассейны (озера) контролируют поверхностный и грунтовый сток значительных территорий. Большая часть таких озер находится в засушливых областях, их развитие зависит от колебаний климата, а их геологическая история показывает драматические изменения обводненности. Голоценовая история таких озер, тесно связанная с развитием цивилизации, представляет наибольший интерес.

Как показали предыдущие исследования [1–3], озеро Чаны чрезвычайно молодое. Оно начало формироваться около 9.5 тыс. л. н., однако было очень мелководным. Озеро достигло современных размеров около 2 тыс. л. н. Возникает вопрос: почему его котловина не наполнялась водой в первую половину голоцена, которая отличалась повышенной увлажненностью?

Предполагается доказать гипотезу о том, что крупнейшие реки региона (Каргат и Чулым) в голоцене текли через цепь промежуточных озер (рис. 1), и только в позднем голоцене достигли оз. Чаны.

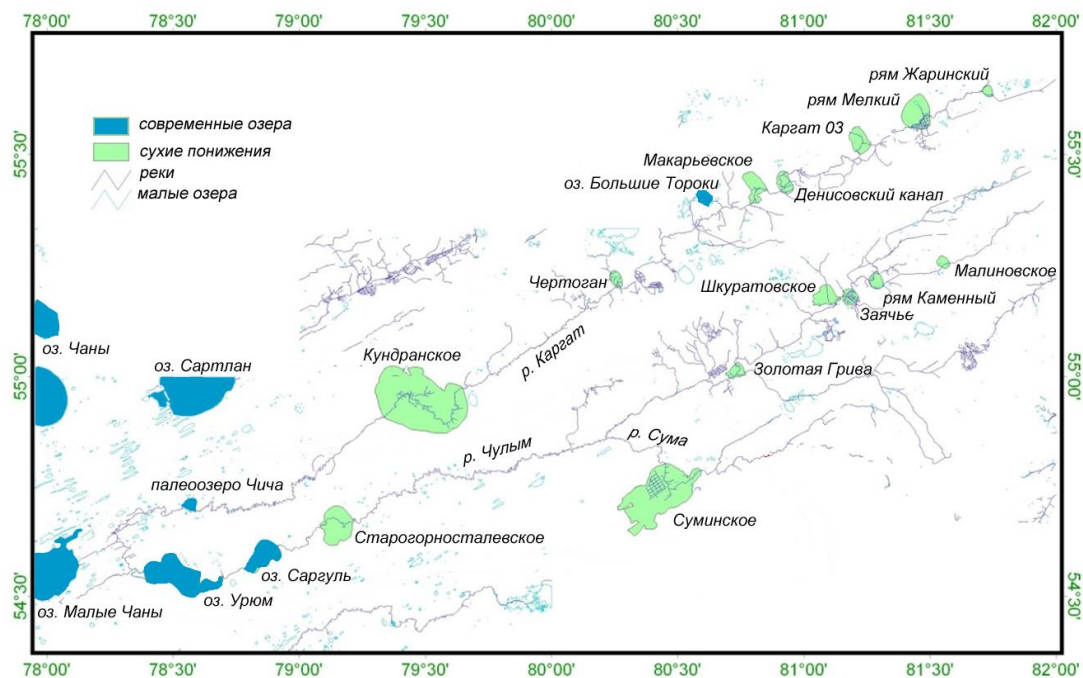


Рисунок 1 – Карта района исследования с дешифрованными понижениями палеозёр

Если эти промежуточные озера существовали ранее рубежа 2 тыс.л.н., то это могло бы объяснить позднее превращение озера Чаны в крупный водоем [4].

Материалы и методы исследований

В 2015-2016 гг. мы исследовали 13 понижений дистанционными, полевыми и лабораторными методами. Дистанционное исследование включало создание базы пространственных данных методами геоинформационных систем. Использовались открытые картографические ресурсы и цифровые модели рельефа Shuttle Radar Topographic Mission. При помощи базы данных были выяснены основные черты морфологии и генезиса котловин. С использованием GPS-навигации подтверждены дешифрованные контуры берегов и зафиксированы места проведения работ.

Бурение проводилось с помощью разведочного бура диаметром 4 см. По возможности копались шурфы (если позволял уровень грунтовых вод).

В лаборатории проводился седиментологический анализ методом пошагового удаления компонентов осадка (органика, карбонаты, глина, песок), что позволило охарактеризовать состав и генезис отложений.

Для радиоуглеродного датирования отбирались раковины моллюсков. Растительные остатки не использовались, так как корни растений проникают на большую глубину, что может привести к омоложению датировок. Химическая подготовка проб и выделение углерода проводились в лаборатории радиоуглеродных методов анализа Новосибирского Государственного Университета. Радиоуглеродное датирование велось на ускорительном масс-спектрометре в центре коллективного пользования "Геохронология кайнозоя", Новосибирск. Полученные радиоуглеродные возраста корректировались на изотопное фракционирование углерода разными организмами, затем калибровались с помощью программы Calib 7.1.

Полученные результаты

Проведя ГИС-анализ объектов, мы получили морфометрические параметры понижений: площади, положения озерных абразионных уровней, высоты окружающих уступов и отметок вероятных порогов стока. По этим данным были рассчитаны возможные объемы водоемов с использованием мощностей отложений, полученных по данным бурения.

Рассчитан испарявшийся из промежуточных озер объем воды, который мог быть больше суммарного стока рек. Таким образом, во время существования промежуточных озер притока речных вод в озеро Чаны могло не быть, или он был минимальным. Озеро питалось атмосферными

осадками, выпадавшими в акватории и прилегающей к озеру части водосбора. По мере исчезновения промежуточных озер, речной сток в оз. Чаны мог увеличиваться, и уровень озера мог расти.

Анализ морфологии понижений позволил понять условия залегания и последовательность накопления озерных, болотных и речных слоев. Установлено, что вода рек Каргат, Чулым и Сума могла заполнять суходольные понижения рельефа или занятые озерами (как, например, Саргуль и Малая Чича). Вода наполняла понижения до уровня порога стока, и, вероятно, продолжала течь дальше. Образовавшиеся озера короткое время имели максимальный уровень. Порог стока, прорезаемый рекой, постепенно понижался, и озеро устанавливалось на метастабильном уровне. Прибрежно-волновая деятельность формировала абразионный уступ, видимый в настоящее время. Дальнейшее прорезание порога стока приводило к сокращению зеркала воды, а разгрузка в озеро речной взвеси в условиях мелководья приводила к формированию подводной дельты, а затем и поймы, занимавшей часть озерного понижения. По мере осушения понижение заболачивалось, превращалось в тростниковое займище, рям или болото.

Предложенная модель объясняет наличие разных по степени заполнения осадками понижений: практически сухих займищ; займищ, частично заполненных осадками; займищ с остаточными озерами; умирающих озер, заполненных осадками; озер, не заполненных осадками.

Этот ряд показывает закономерное уменьшение степени заполнения понижений осадками от верховьев к низовьям рек. Таким образом, можно предположить, что отмирание промежуточных озер происходило от верховьев к низовьям рек, что могло постепенно увеличивать водный бюджет оз. Чаны.

Современные знания о возрасте основных стадий изменения уровня оз. Чаны и времени существования промежуточных озер проиллюстрированы на рисунке 2. Датирование показывает существование промежуточных озер в основном до повышения уровня оз. Чаны, т.е. до 2 кал. тыс. л. н. Промежуточные озера появлялись не одновременно и развивались индивидуально. До появления озёр понижения являли собой сухие или влажные ландшафты, представленные болотными почвами (Сума, Старогорносталево) или палеоозерами (Чича, Саргуль, Денисовский канал). После исчезновения озер все понижения развивались как тростниковые займища.

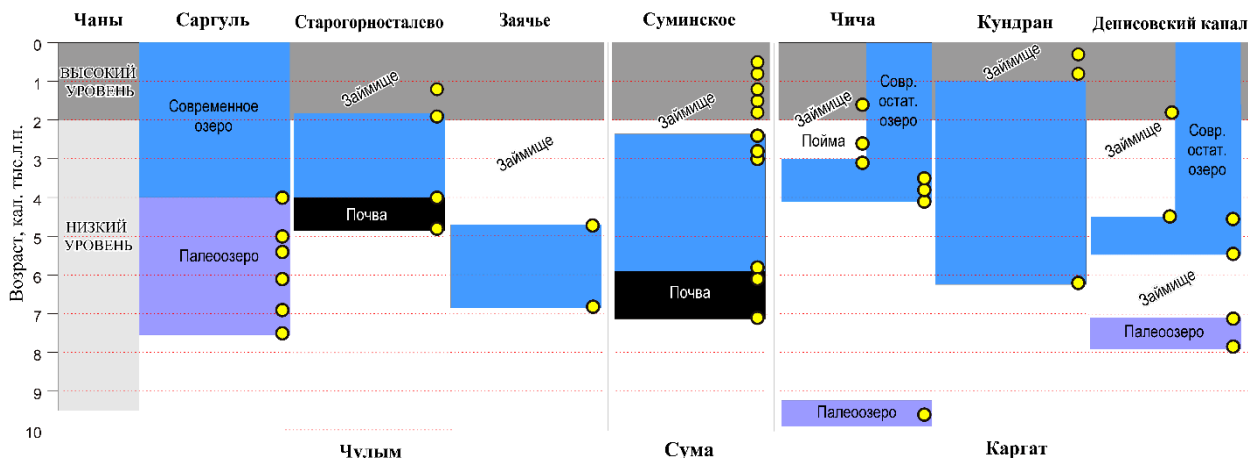


Рисунок 2 – Схема, иллюстрирующая соотношения фаз высокого и низкого уровней оз. Чаны и времени существования промежуточных озер рек Чулым, Сума и Каргат. Кружками показаны радиоуглеродные датировки, обосновывающие возрастные рамки промежуточных озер и обстановок, существовавших до их появления и после их исчезновения

- Понижение Саргуль было занято крупным озером в интервале 7.6-4 тыс.л.н. После 4 тыс.л.н. вероятно появилось современное проточное озеро меньших размеров, практически прекратившее свое существование в 2012 г.
- Старогорносталевское озеро существовало в интервале 4-1.8 тыс.л.н.
- Озеро Заячье существовало в интервале 6.8-4.7 тыс.л.н.

- Суминское озеро существовало в интервале 5.9-2.4 тыс.л.н.
- Озеро Чича существовало 4.1-3.0 тыс.л.н. и после было заполнено отложениями р. Каргат, датированными в 2.6 тыс.л.н. Затем местность развивалась как тростниковое займище, но по краям понижения до настоящего времени есть остаточные озера.
- Кундранское озеро образовалось 6.3 тыс.л.н. и существовало длительное время, вероятно до 1 тыс.л.н.; его верхний предел недостаточно обоснован радиоуглеродными датировками.
- Озеро Денисовский канал существовало 7.9-7.1 тыс.л.н. после чего произошла смена озерного режима займищным. В интервале 5.5-4.5 тыс.л.н. понижение снова заполнилось водой. К настоящему времени в северной части понижения сохранилось остаточное озеро.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кривоногов С.К. Стратиграфия и возраст сапропелей в озерах юга Западной Сибири / Кривоногов С.К., Леонова Г.А., Мальцев А.Е., Бобров В.А. // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Матер. VII Всерос. литологического совещания – Новосибирск, 2013. – Т.2. – С. 102 – 105.
2. Krivonogov S. Small lakes of Siberia: ages and eventual correlations / Krivonogov S., Zhilich S. // Abstract for the 11 East Eurasia International Workshop "Present Earth Surface Processes and Long-term Environmental Changes in East Eurasia" –Nanjing, Hanzhou, 2014. – P. 57 – 58.
3. Krivonogov S. New data on lake evolution in northern Central Asia / Krivonogov S., Zhilich S., Gusev V. // Abstract for the 13th International Paleolimnology Symposium – Lanzhou, 2015. – P. 61.
4. Гусев В.А. Промежуточные озера водосборного бассейна озера Чаны / Гусев В.А., Кривоногов С.К., Жилич С.В. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том I. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. С. 62-63.

ИЗОТОПНЫЕ ИНДИКАТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ АУТИГЕННЫХ КАРБОНАТОВ В СУБАКВАЛЬНЫХ ОБСТАНОВКАХ

Логвина Елизавета Александровна

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга» (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»), г. Санкт-Петербург, Россия, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., liza_logvina@mail.ru

Крылов Алексей Алексеевич

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга» (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»), Санкт-Петербургский Государственный университет (СПбГУ), Институт Наук о Земле, г. Санкт-Петербург, Россия, ведущий научный сотрудник, к.г.-м.н., Akrylow@gmail.com

Изотопный и химический состав карбонатов отражает условия осадконакопления в бассейне, следовательно, его изучение в аутигенных карбонатах дает возможность провести реконструкцию условий их формирования. Изучение изотопного состава (С и О) и минерального состава метано-производных аутигенных карбонатов, отобранных из отложений очагов разгрузки углеводородных флюидов акваторий южных и северных морей, позволило оценить основные параметры их формирования в целом и выделить особенности для каждого региона в отдельности.

Ключевые слова: изотопный состав углерода, изотопный состав кислорода, аутигенные карбонаты, метано-производные карбонаты, диагенез.

ISOTOPIC INDICATORS OF THE AUTHIGENIC CARBONATES FORMATION IN SUBAQUEOUS ENVIRONMENTS

Logvina Elizaveta

Gramberg All-Russian Research Institute of Geology and Mineral Resources of the World Ocean (VNIIOkeangeologia), St. Petersburg, Russia, Senior Researcher, Ph.D., liza_logvina@mail.ru

Krylov Alexey

Gramberg All-Russian Research Institute of Geology and Mineral Resources of the World Ocean (VNIIOkeangeologia), St. Petersburg, Russia, Senior Researcher; Associate Professor of St. Petersburg State University, Institute of Earth Sciences, St. Petersburg, Russia, , Ph.D., akrylow@gmail.com

Isotopic and chemical composition of carbonates represents the sedimentation conditions in the basin. Therefore, the authigenic carbonates study gives the opportunity to reconstruct the conditions of their formation. Studying of the isotopic composition (C and O primarily) and mineral composition of authigenic carbonates allowed us to estimate basic parameters of their formation in general and to highlight features for each region separately. Authigenic carbonates for this study sampled from the hydrocarbon fluid venting sediments in the South and North seas (methane-derived authigenic carbonates).

Keywords: carbon isotopic composition, oxygen isotopic composition, authigenic carbonates, methane-derived carbonates, diagenesis

Изотопный и химический состав карбонатов отражает условия осадконакопления в бассейне, а, следовательно, его изучение в аутигенных карбонатах дает возможность провести реконструкцию условий их формирования. В том числе, в областях распространения очагов разгрузки углеводородных флюидов (ОРФ), где формируются карбонаты особого типа - метано-производные аутигенные карбонаты (МПАК - methane-derived authigenic carbonates [1]) при окислении метана.

Для определения состава разгружающегося флюида (газа и воды), используют изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$), кислорода ($\delta^{18}\text{O}$), бора ($\delta^{11}\text{B}$), стронция ($\text{Sr}^{87}/\text{Sr}^{86}$), кальция ($\delta^{44/40}\text{Ca}$). Радиоактивные изотопы ^{14}C (с поправками [2]), ^{230}U , ^{234}Th , ^{226}Ra и $\delta^{11}\text{Ba}$ позволяют определить возраст карбонатов, а, следовательно, время и/или период активности ОРФ. На основании

изотопного ($\delta^{18}\text{O}$) и минерального состава карбонатов можно определить температуру среды, при которой происходило их формирование. Содержание В и отношение содержаний Ва и Са в составе аутигенных карбонатов используется для определения водородного показателя «древних» поровых вод. Отношение содержаний Cd и Ca указывает на концентрацию фосфатов в поровой воде. Концентрации Sr и Mn указывают на степень литификации породы. Исследование химического и изотопного состава МпАК проливает свет на процессы, происходящие в отложениях ОРФ, на состав воды и газов, а также на температурные особенности разгружающихся флюидов. Основные элементы, объединяющих в процессе их образования МпАК и газовые гидраты – кислороде и углероде.

Изотопы элементов с небольшими атомными массами подвержены фракционированию, обусловленному термодинамическими и кинетическими процессами, происходящими в силу различий химических и физических свойств этих изотопов. К группе элементов, изотопный состав которых варьирует в природных условиях, относятся кислород и углерод. Эти элементы широко распространены на Земле, а их изотопный состав определяется процессами, происходящими в гидросфере, биосфере и литосфере, что дает возможность реконструировать события, происходившие в геологическом прошлом Земли. Основную информацию об источниках углерода и кислорода, участвующих в формировании МпАК можно получить, в первую очередь, по данным их изотопного состава. Изучение изотопов углерода и кислорода МпАК относится к числу традиционных и наиболее информативных методов, изучению изотопного состава других элементов внимание стало уделяться только в последние годы.

Результаты аналитических исследований оригинальных материалов, полученных в ходе научно-исследовательских экспедиций в акваториях Черного, Охотского, Норвежского морей, моря Лаптевых, в СВ части Атлантического океана (около 1 тыс. образцов), сопоставленные с опубликованными данными по другим районам мирового океана, позволили провести статистический анализ данных и сделать следующие выводы.

Типичные для ОРФ карбонаты, как правило, обогащены кислородом-18 и их средние значения варьируют в пределах +3...+6‰ (VPDB). Такие вариации объясняются в первую очередь утяжелением изотопного состава кислорода в ходе перекристаллизации карбонатных минералов в зависимости от региона. В северных широтах минеральный состав карбонатов более разнообразен - икаит [3] и его псевдоморфозы, минералы изоморфного ряда сидерит-родохрозит [4], арагонит, Mg-кальцит [5], и др. В средних и южных широтах, как правило, доминируют Mg-кальцит [6, 7], арагонит, в древних ОРФ – доломит [8]. В пресноводных обстановках обнаружены сидерит-родохрозитовые конкреции [9 - 10 и ссылки в нем].

Вторая из основных причин - изотопно-тяжелая по кислороду вода разгружающегося флюида. Кроме того, существует точка зрения, что обогащение изотопом кислорода-18 обусловлено влиянием вод разложившихся газовых гидратов [11]. В тоже время, отрицательные значения наблюдаются сразу в нескольких районах мирового океана, что указывает на особенности состава поровых вод - опресненных, с изотопно-легким изотопным составом по кислороду.

Система, в которой происходит процесс формирования карбонатов, является открытой, поэтому необходимо учитывать множество источников углерода: (1) величина $\delta^{13}\text{C}$ растворенного неорганического углерода, включая CO_2 , H_2CO_3 , HCO_3^- и CO_3^{2-} ; (2) фракционированием изотопов углерода между газообразным CO_2 , карбонатными и гидрокарбонатными ионами в растворе и твердым карбонатом кальция; (3) температурой, при которой устанавливается изотопное равновесие; (4) водородным показателем (рН) и другими химическими свойствами системы, влияющими на содержание карбонатных и бикарбонатных ионов [12]. Но основным, доминирующим источником углерода для МпАК является метан различного происхождения. Определение природы метана по данным изотопного состава углерода АКМп является, пожалуй, основой характеризующей УВ составляющую разгружающегося флюида.

Основная часть изотопных данных попадает в область отрицательных значений (-55...-30‰). Для формирования субаквальных аутигенных карбонатов необходимы повышенные величины карбонатной щелочности в поровых водах. Такие условия могут быть обеспечены преимущественно за счет анаэробного окисления метана (АОМ) [13 и др.]. Карбонаты с более тяжелыми по углероду значениями (-30...0‰), очевидно формируются за счет окисления органического вещества при диагенезе [14 и др.]. Случаи, когда данные располагаются в области положительных значений $\delta^{13}\text{C}$ (0...22‰) относятся к обстановкам метаногенерации [15 и др.].

Комплексный подход к изучению изотопного состава аутигенных карбонатов позволяет пролить свет на условия их формирования. Постоянно разрабатываются и совершенствуются методы, позволяющие использовать МпАК в качестве поискового признака на УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Fuex A.N. The Use of Stable Carbon Isotopes in Hydrocarbon Exploration // *Journal Geochim. Explor.*, – 1977. – V. 7 – P. 155 - 198.
2. Логвина Е.А. Коррекция измерений радиоуглеродного возраста карбонатов из очагов разгрузки углеводородных флюидов / Е.А. Логвина, Э.М. Прасолов, Х.А. Арсланов, Т.В. Матвеева, С.Б. Чернов, Ф.Е. Максимов // *Геохимия*. – 2012. – №11. – С. 1064 - 1069.
3. Pauly H. “Ikaite”, a new mineral from Greenland // *Arctic*. 1963 – V. 16. – P. 263-264.
4. Taldenkova E. History of ice-rafting and water mass evolution at the Northern Siberian Continental Margin (Laptev Sea) during late glacial and Holocene times. // E. Taldenkova, S. Nikolaev, H.A. Bauch, J. Gottschalk, Y. Rostovtseva, Y. Ovsepyan, I. Pogodina, E. Kandiano / *Quaternary Science Reviews*. – 2010. – 29 (27-28). - P. 3919-3935.
5. Кравчишина М.Д. Аутигенный Mg-кальцит на метановом полигоне в море лаптевых / М.Д. Кравчишина, А.Ю. Леин., А.С. Саввичев., Л.Е. Рейхард, О.М. Дара, М.В. Флинт // *Океанология*. 2017. – Т. 57. – № 1. – С. 194-213.
6. Деркачев А.Н. Аутигенное минералообразование на участках проявления холодных газово-флюидных эманаций на дне Охотского моря / А.Н. Деркачев, А.И. Обжиров, Г. Борман, Й. Грайнерт, Э. Зюсс // В кн. *Условия образования донных осадков и связанных с ними полезных ископаемых в окраинных морях*. 2002. – Владивосток: Дальнаука. – С. 47-60.
7. Greinert J., Derkachev, A. Glendonites and methane-derived Mg-calcites in the Sea of Okhotsk, Eastern Siberia: implications of a venting-related ikaite/glendonite formation // *Marine Geology*. – 2004. – P. 129-144.
8. Логвина Е.А. Особенности формирования карбонатопоявлений северо-восточной части Атлантического океана (Гибралтарский пролив) / Е.А. Логвина, А.А. Крылов, Т.В. Матвеева, М.К. Иванов, А.Н. Стадницкая, В.Н. Блинова // *Региональная геология и металлогения*. – 2010. – 41. – С. 17-25.
9. Крылов А.А. Формирование аутигенных карбонатов в грязевых вулканах озера Байкал / А.А. Крылов, О.М. Хлыстов, Т.И. Земская, Х. Минами, А. Хачикубо, Х. Шоджи, М. Кида, Т.П. Погодаева, Л. Наудтс, Д. Поорт // *Геохимия*. – 2008. - № 10. - С. 1051 - 1062.
10. Крылов А.А. Механизм формирования аутигенного родохрозита в приповерхностных осадках газогидратоносной структуры Санкт-Петербург-2 в центральной котловине озера Байкал / А.А. Крылов, О.М. Хлыстов, А. Хачикубо, Х. Минами, Т.В. Погодаева, Т.И. Земская, М.Г. Кржижановская, Л.Э. Музафарова, Р.Ж. Атанязов // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2017. - Т.12. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/12/8_2017.pdf
11. Matsumoto R. Isotopically heavy oxygen-containing siderite derived from the decomposition of methane hydrate / R. Matsumoto // *Geology*. 1989. – 17 - P. 707 - 710.
12. Deines P. Stable carbon isotope ratios and the existence of a gas phase in the evolution of carbonate ground waters. / P. Deines, D. Langmuir, R.S. Harmon // *Geochim. Cosmochim. Acta*. - 1974. – 38. - P. 1147 - 1164.
13. Леин А.Ю. Аутигенное карбонатообразование в океане / А.Ю. Леин // *Литология и полезные ископаемые*. 2004. – 1 – С. 3 – 35.
14. Прасолов Э.М. Происхождение карбонатов в районах современной подводной разгрузки флюидов по данным изотопной геохимии (Черное и Охотское моря, Кадисский залив) / Э.М. Прасолов, К.И. Лохов, Е.А. Логвина, Л.Л. Мазуренко, В.А. Соловьев, В.Н. Блинова, М.К. Иванов // *Региональная геология и металлогения*. – 2006. – 28. – С. 158 - 173.
15. Irwin H. Isotopic evidence for source of diagenetic carbonates formed during burial of organic-rich sediments / H. Irwin, C. Curtis and M. Coleman // *Nature*. – 1977. – 269. - P. 209 - 213.

ИЗВЕСТКОВЫЙ НАНОПЛАНКТОН ИЗ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО ПРИСИВАШЬЯ

Матлай Лидия Михайловна

*Институт геологических наук НАН Украины, г.Киев, Украина, младший научный сотрудник,
lidijamatlaim@gmail.com*

Приведены новые данные об известковом нанопланктоне из меловых отложений Северного Присивашья.
Определены ассоциации кокколитов для апта и верхнего альба.

Ключевые слова: известковый нанопланктон, апт, верхний альб, Северное Присивашье.

LIMESTONE NANOPLANKTON FROM LOWER CRETACEOUS SIVASH SEDIMENTS

Matlay Lydia M.

*Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine, Junior Researcher,
lidijamatlaim@gmail.com*

The new data about the calcareous nanoplankton from the Cretaceous deposits of the Northern Prisivashja are given.
The nanoplankton associations are defined for the Aptian and Upper Albian stages.

Keywords: calcareous nanoplankton, Aptian, Upper Albian, the Northern Prisivashja.

Нижнемеловые отложения Северного Присивашья залегают на больших глубинах и вскрыты скважинами в ходе геолого-поисковых работ на нефть и газ. Значительный вклад в изучение стратиграфии этих отложений внесли такие учёные: О.К. Каптаренко-Черноусова, В.Ф. Горбенко, Г.М. Волошина, Л.М. Голубничая, Л.Ф. Плотникова (фораминиферы), Г.А. Орлова-Турчина (спора и пыльца), С.И. Пастернак, Р.И. Лещух (моллюски) и другие [1-4]. Ими были установлены породы баррема (?) [1], апт-альба [1-5].

Известковый нанопланктон исследовался в образцах из керна скважин, пробуренных у с. Ново-Алексеевка и г. Геничеськ, любезно переданные Л.Ф. Плотниковой, за что автор выражает ей искреннюю благодарность.

У г. Геничеськ скважиной 10 в интервале 2389-2401 м вскрыта толща тёмно-серых песчаников, слюдистых, пиритизированных, с остатками фауны и растительного детрита [5]. Единичные виды нанопланктона (*Micrantholithus sp.*, *Nannoconus truitti* Brönnimann, *Watznaueria barnesae* (Black) Perch-Nielsen, *W. britannica* (Stradner) Reinhardt, *W. fossacincta* (Black) Bown, *Zeugrhabdotus embergeri* (Noel) Perch-Nielsen), определенные в этих отложениях, не опровергают вывод об их аптском возрасте [5]. В образцах тёмно-серых алевролитов, слюдистых, местами окремнелых, с редкими включениями глауконита и пирита, остатками макро-, микрофауны и растительного детрита интервала 2296-2319 м известковый нанопланктон представлен видами: *Watznaueria barnesae* (Black) Perch-Nielsen, *W. britannica* (Stradner) Reinhardt, *W. fossacincta* (Black) Bown, *Calyculus sp.*, *Zeugrhabdotus embergeri* (Noel) Perch-Nielsen, *Z. diplogrammus* (Deflandre) Burnett, *Z. xenotus* (Stover) Burnett, *Biscutum constans* (Gorka) Black, *Rhagodiscus angustus* (Stradner) Reinhardt, *Retecapsa crenulata* (Bramlette and Martini) Grün, *Eprolithus floralis* (Stradner) Stover, *Chiastozygus plathyrethus* Hill, *Placozygus sp.*, *Ceratolithoides hamata* Martini, *Staurolithites glaber* (Jeremiah) Burnett, *Cretarhabdus striatus* (Stradner) Black. Одновременное присутствие в комплексах видов *Zeugrhabdotus xenotus* (Stover) Burnett, *Ceratolithoides hamata* Martini, *Watznaueria britannica* (Stradner) Reinhardt, *Staurolithites glaber* (Jeremiah) Burnett позволяет отнести эти породы к верхам среднего альба – раннему сеноману [6].

Многочисленный комплекс известкового нанопланктона установлен в образцах песчано-алевролитовых глин и аргиллитов скважины Ново-Алексеевская 1-р (интервал 2413,43-2488,0 м), состоящий из 30 родов и 47 видов (рис. 1).

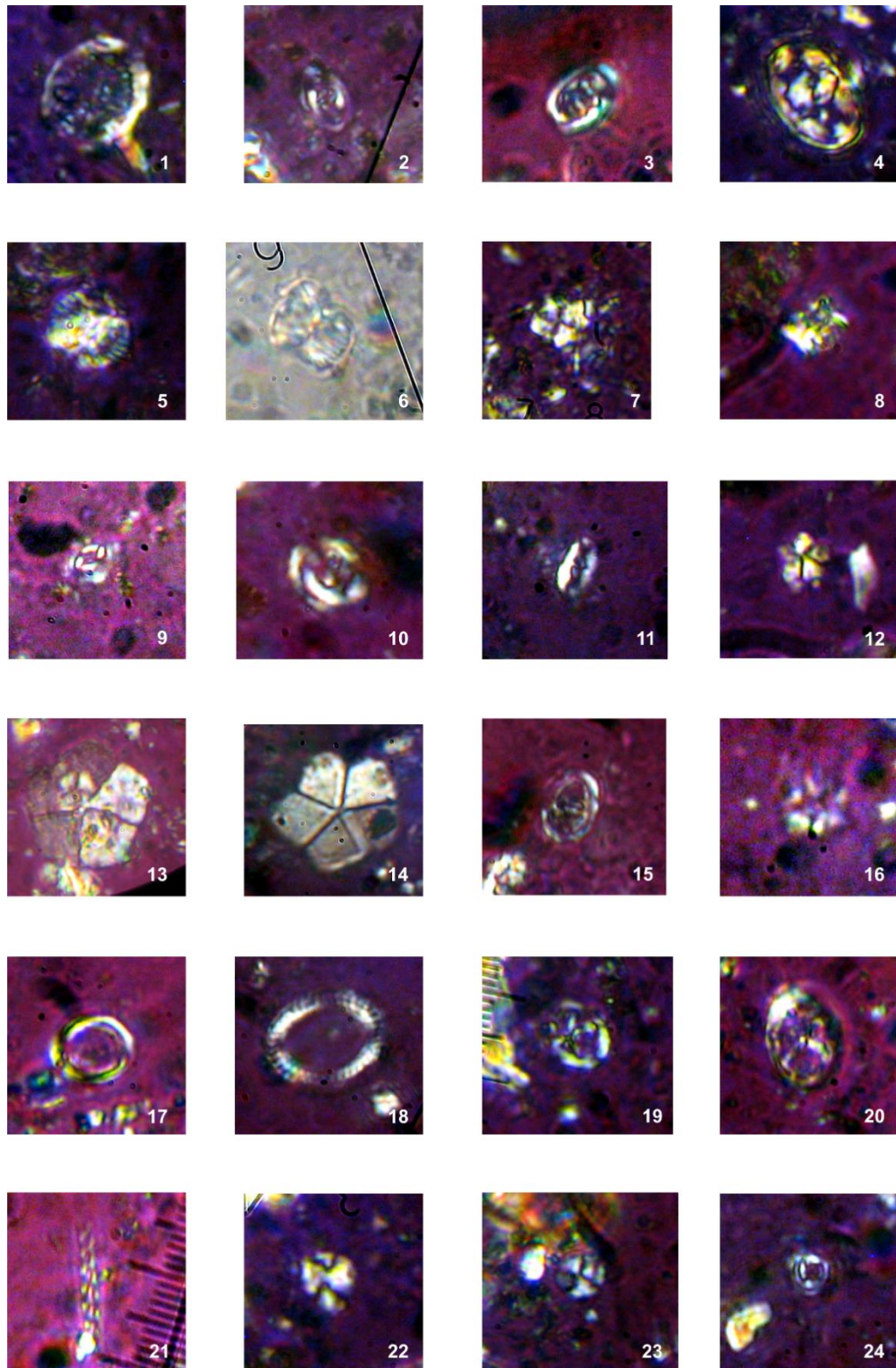


Рис. 1. Известковый нанопланктон из альб – сеноманских отложений Присивашья (изображение в скрещенных николях 90°, увеличение 1575): 1 – *Cretarhabdus striatus* (Stradner) Black, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2413,43-2416,21 м; 2 – ? *Placozygus* cf. *P. fibuliformis* (Reinhardt) Hoffmann, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2483,0-2488,0 м; 3 – *Zeughrabdodus xenotus* (Stover) Burnett, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2534,5-2539,30 м; 4 – *Zeughrabdodus embergeri* (Noël) Perch-Nielsen, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 5 – *Nannoconus truitti* Brönnimann *rectangularis* Deres and Acheriteguy, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 6 – *Nannoconus truitti* Brönnimann, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2413,43-2416,21 м; 7 – *Eprolithus floralis* (Stradner) Stover, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2350,0-2355,0 м; 8 – *Eprolithus floralis* (Stradner) Stover, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 9 – *Biscutum constans* (Gorka) Black, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2503,97-2506,38 м; 10 – *Flabellites oblongus* (Bukry) Cruik, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2483,0-2488,0 м; 11 –

Rhagodiscus angustus (Stradner) Reinhardt, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2503,97-2506,38 м; 12 – ? *Braarudosphaera* sp., скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 13 - *Braarudosphaera bigelowii* (Gran and Braarud) Deflandre, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 14 – *Braarudosphaera africana* Stradner, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2503,97-2506,38 м; 15 - *Zeugrhabdotus diplogrammus* (Deflandre) Burnett, скв. Усть-Салгирская-1, инт. 2599,0-2604,0 м; 16 – *Hayesites albiensis* Manivit, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2413,43-2416,21 м; 17 - *Loxolithus armilla* (Black) Noël, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2360,0-2365,0 м; 18 - *Manivitella pemmatoidea* (Deflandre) Thierstein, скв. Ново-Алексеевская 1-р, инт. 2483,0-2488,0 м; 19 – *Tegumentum stradneri* Thierstein, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 20 – *Chiastozygus litterarius* (Gorka) Manivit, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2345,0-2350,0 м; 21 - *Microrhabdulus belgicus* Hay and Towe, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2441,0-2446,0 м; 22 - *Watznaueria biporta* Bukry, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2360,0-2365,0 м; 23 – *Discorhabdus ignotus* (Gorka) Perch-Nielsen, скв. Ново-Алексеевская 6-р, инт. 2441,0-2446,0 м; 24 – *Eiffellithus ? hancockii* Burnett, скв. Усть-Салгирская-1, инт. 2599,0-2604,0 м.

Присутствие в верхней части толщи зонального вида *Hayesites albiensis* Manivit (интервал 2413,43-2416,21 м) ограничивает отложения альбским ярусом, а наличие в комплексе зонального вида *Eiffellithus monechiae* Сгук (интервал 2483,0-2488,0 м) свидетельствует о принадлежности этих пород к верхнему альбу. Комплекс известкового нанопланктона соответствует зонам NC9-NC10 [6] в объёме позднего альба.

Следует отметить, что в 1949-1952 гг. О.К. Каптаренко-Черноусова по фораминиферам отнесла песчаники интервала 2413,43-2566,04 м скважины Ново-Алексеевская 1-р к верхам нижнего апта – нижнему альбу [2]. Позже, в 1966 г. А.М. Волошиной в песчано-алевритовых глинах интервала 2353-2503 м определен комплекс фораминифер, характерный для среднего – верхнего альба Равнинного Крыма [4]. Результаты изучения известкового нанопланктона позволяют достоверно датировать эти отложения (интервал 2413,43-2488,0 м) поздним альбом.

В образцах керна скважины 6-р у с. Ново-Алексеевка (интервал 2345,0-2446,0) комплекс известкового нанопланктона составляют виды: *Eiffellithus turriseiffelii* (Deflandre) Reinhardt, *Helicolithus trabeculatus* (Gorka) Verbeek, *Zeugrhabdotus xenotus* (Stover) Burnett, *Z. bicuspidatus* (Stover) Burnett, *Bukryolithus ambiguus* Black, *Watznaueria britannica* (Stradner) Reinhardt, *W. biporta* Bukry, *Crucibiscutum hayi* (Black) Jakubowski, *Braarudosphaera africana* Stradner, *Nannoconus truitti* subsp. *rectangularis* Deres and Acheriteguy, *Microrhabdulus belgicus* Hay and Towe, *Tranolithus orionatus* Reinhardt, *Broinsonia* sp., *Placozygus* cf. *P. fibuliformis* (Reinhardt) Hoffmann и другие. По таксономическому составу комплекса возраст отложений – поздний альб – ранний сеноман.

Таким образом, по известковому нанопланктону на территории Северного Присивашья подтверждается наличие морских пород верхнего альба, а присутствие установленных ранее отложений баррема требует серьезного палеонтологического обоснования.

Данное исследование доказывает перспективность изучения известкового нанопланктона при стратификации меловых отложений Присивашья.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України у двох томах. Т. 1. Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України / Гол. ред. П.Ф. Гожик. – К.: ІГН НАН України. Логос, 2013. – 638 с.
2. Стратиграфія УРСР. Т. VIII. Крейда / Відп. ред. О.К. Каптаренко-Черноусова. – К.: Наукова думка, 1971. – 320.
3. Лещух Р.Й. Нижня крейда заходу і півдня України. – К.: Наук. думка, 1992. – 208 с.
4. Волошина А.М. Нижнемеловые отложения северо-восточного Присивашья / Волошина А.М., Голубничая Л.М., Орлова-Турчина Г.А. // Геологич. сборн. – 1966. – № 10. – С. 106-115.
5. Волошина А.М. Результаты бурения параметрических скважин в Равнинном Крыму / Волошина А.М., Денег Б.И., Орлова-Турчина Г.А. // Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности юга СССР по материалам региональных геолого-геофизических работ. – Львов: УкрНИГРИ, 1973. – С. 50-97.
6. Bown P. Calcareous Nannofossil Biostratigraphy. – London: Charman & Hall, 1998. – 318 p.

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СТРАТИГРАФИИ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗА РУБЕЖОМ И НА ТЕРРИТОРИИ УЗБЕКИСТАНА

Стельмах Анна Григорьевна

Национальный университет Узбекистана им. М. Улугбека, г.Ташкент, Узбекистан, и.о. доцента кафедры геологии геолого-географического факультета, к.г.-м.н., stelmakhag@rambler.ru

Региональная стратиграфическая схема четвертичных отложений Узбекистана по нижней границе и количеству стратиграфических подразделений является устаревшей и не сопоставляется с международной стратиграфической шкалой четвертичной системы 2016 г. В ходе магнитостратиграфических исследований четвертичных отложений Узбекистана были выявлены кратковременные геомагнитные события эполейстоцена, плейстоцена и голоцена. Установленные события позволили составить магнитостратиграфическую шкалу и стратиграфическую схему расчленения и корреляции четвертичных отложений Узбекистана в свете новых представлений.

Ключевые слова: Четвертичные отложения, стратиграфическая схема, магнитостратиграфические исследования, кратковременные геомагнитные отклонения, эполейстоцен, плейстоцен, голоцен.

NEW IDEAS ABOUT STRATIGRAPHY OF QUATERNARY SEDIMENTS ABROAD AND IN THE TERRITORY OF UZBEKISTAN

Stelmakh Anna Grigorievna

National University of Uzbekistan named after Mirzo Ulugbek, Tashkent, Uzbekistan, acting associate professor of the department of geology of geological and geographical faculty, Ph.D. in Geology, stelmakhag@rambler.ru

The regional stratigraphic scheme of the quaternary sediments of Uzbekistan along the lower boundary and the number of stratigraphic subdivisions is obsolete and does not match the international stratigraphic scale of the quaternary system of 2016. In the course of magnetostratigraphic studies of quaternary sediments of Uzbekistan, short-term geomagnetic events of the eopleistocene, pleistocene and holocene were revealed. The established events made it possible to compile a magnetostratigraphic scale and a stratigraphic scheme for the dismemberment and correlation of quaternary sediments of Uzbekistan in the light of new ideas.

Keywords: Quaternary sediments, stratigraphic scheme, magnetostratigraphic studies, short-term geomagnetic deviations, eopleistocene, pleistocene, holocene.

В 1932 г. на второй конференции Международной ассоциации по изучению четвертичного периода принято деление плейстоцена на эполейстоцен, мезоплейстоцен, неоплейстоцен и голоцен. К эполейстоцену были отнесены «отложения предледникового периода всех древних оледенений и древнего межледниковья». Нижняя граница эполейстоцена принималась под гюнцем.

В 1948 г. на основе решения XVIII сессии Международного геологического комитета (МГК) в Лондоне было принято решение проводить нижнюю границу четвертичной системы под калабрийскими (морскими) и виллафранскими (континентальными) отложениями в стратотипических разрезах Италии, т.е. нижняя граница стала охватывать верхний плиоцен. Их стратиграфическими аналогами являлись в Англии – красные краги, в Голландии – амстельские и претегеленские слои, в Каспийском бассейне – акчагыльские отложения, в Китае – отложения ниховань, в Африке – кагерские слои, и т.д.

В 70-80-х годах XX века из-за отсутствия единого решения вопроса о неоген-четвертичной границе в разных регионах Земли она проводилась на уровне:

0,60-0,75 млн. лет (по подошве бакинского яруса);

1,8 млн. лет (по подошве калабрийского и верхнего виллафранкского ярусов, в Прикаспийском бассейне ей отвечала подошва апшеронского яруса);

1,67-1,87 млн. лет (в палеомагнитной шкале эта граница отмечена эпизодом Олдувей в эпохе обратной геомагнитной полярности Матуяма, в морских отложениях – зоне *Globorotalia truncatulinoides*);

2,5 млн. лет (к эполейстоцену относят верхний плиоцен – средний акчагыл или нижняя граница эпохи Матуяма).

В 1995 г. Международный стратиграфический комитет (МСК) принял решение проводить нижнюю границу четвертичной системы на уровне 1,8 млн. лет – подошва сапропелевых слоев стратотипического разреза Врика в Италии.

На территории Узбекистана в основе региональной корреляции четвертичных отложений была положена схема Скворцова-Васильковского, в которой временной объём четвертичной системы был определен до 90-х годов XX века в 600-700 тысяч лет, позднее – в 1,0 млн. лет и с конца 90-х годов XX века в 1,8 млн. лет. На основе этой схемы к раннечетвертичным отложениям были отнесены отложения нанайского комплекса. Несмотря на то, что отложения нанайского комплекса равнинных, предгорных и горных районов Узбекистана по литогенетическим признакам никак не сопоставлялись между собой [1, 2].

В 2008 г. на 33-й сессии Международного геологического конгресса был подтвержден самостоятельный статус четвертичной системы с нижней границей 1,8 млн. лет в основании калабрия [3]. Однако, уже в июле 2009 г. Исполнительный комитет МСГН ратифицировал следующие рекомендации МСК относительно определения нижней границы четвертичной системы: 1) нижняя граница должна быть понижена так, чтобы четвертичная система включала ярус гелазий и её нижняя граница определялась точкой глобального стратотипа границы (ТГСГ) Монте Сан Никола (Сицилия, Италия), которая также определяет основание гелазия; 2) в соответствии с этим ярус гелазий перемещается из плиоценового отдела в четвертичную систему.

В 2012 г. Международная комиссия по стратиграфии приняла решение официально признать четвертичный период кайнозойской эры и отодвинуть его границу на 800 тысяч лет в прошлое. Теперь нижняя граница четвертичного периода была установлена на уровне 2,58 млн. лет. Прежняя граница в 1,8 млн. лет, установленная по отложениям в Италии, не учитывала глобальную климатическую перестройку Земли, т.е. начавшееся похолодание, которое в итоге привело к глобальному оледенению. Это похолодание началось около 2,58 млн. лет назад.

В настоящее время в Международной стратиграфической шкале (МСШ) четвертичная система разделяется на два неравных по объему отдела – плейстоцен (2,58-0,0117 млн. лет) и голоцен (от 0,0117 млн. лет до настоящего времени). Плейстоцен подразделяется на три подотдела (нижний, средний и верхний) и четыре яруса, из которых Исполнительным комитетом Международного союза геологических наук (МСГН) утверждены два нижних (гелазий и калабрий), а два верхних (ионий и тарантий) находятся на рассмотрении. Нижнему подотделу плейстоцена (2,58-0,781 млн. лет) отвечают гелазий (2,58-1,806 млн. лет) и калабрий (1,806-0,781 млн. лет), среднему подотделу (0,781-0,126 млн. лет) соответствует ионий, верхнему подотделу (0,126-0,0117 млн. лет) – тарантий.

В настоящее время приняты следующие стратотипы для подразделений четвертичной системы.

Стратотип нижней границы гелазия – разрез Монте Сан Никола (Сицилия) – утвержден в 1996 г. [4]. На этом уровне располагаются граница между палеомагнитными ортозонами Матуяма-Гаусс и основание 103-й кислородно-изотопной стадии. Гелазийскому веку соответствует нижнее звено эоплейстоцена. С отложениями этого времени связана фауна млекопитающих хапровского и нижней части псекупского комплексов.

Стратотип нижней границы калабрия – разрез Врика (Италия) – утвержден в 1985 г. [5]. Эта граница проходит близ кровли палеомагнитной субзоны Олдувей и совпадает с основанием 63-й кислородно-изотопной стадии. Калабрийскому веку отвечает среднее и верхнее звенья эоплейстоцена. Граница между звеньями совпадает с основанием палеомагнитной субзоны Кобб-Маунти (1,240 млн. лет). С отложениями среднего звена связана фауна млекопитающих верхней части псекупского комплекса, а с верхним звеном – таманского комплекса.

Стратотипы нижней границы иония, предложенные Италией и Японией, находятся в стадии рассмотрения. В обоих стратотипах эта граница проходит между двумя палеомагнитными ортозонами Брюнес-Матуяма (на уровне 781 тыс. лет). Ионийскому веку соответствуют нижнее и среднее звенья неоплейстоцена. Границу между этими подразделениями на уровне 420 тыс. лет фиксирует палеомагнитная субзона Эмперор. Для нижнего звена характерна фауна млекопитающих тираспольского комплекса, а для среднего – сингильского, хазарского и раннемамонтового комплексов.

Стратотип нижней границы тарантия (Амстердам, Нидерланды) прошел апробацию в МКС и направлен на ратификацию в МСГН [6]. Тарантскому веку соответствует верхнее звено неоплейстоцена и фауна млекопитающих мамонтового комплекса. С началом тарантия связана палеомагнитная субзона Блейк (~120 тыс. лет).

Стратотип нижней границы голоцена установлен в Центральной Гренландии и утвержден в 2008 г. [4, 7]. Близ этого уровня располагается маркирующий горизонт, наблюдаемый, кроме Гренландии, в Северной Европе и известный под названием «ведде-пепел» с возрастом 10400-10300 радиоуглеродных лет. На этом уровне отмечается палеомагнитная микрizona Гетеборг (12 тыс. лет).

Как отмечалось выше, определение возраста четвертичных отложений Узбекистана и их региональная корреляция на основе геолого-геоморфологических данных остаются затруднительными. Палеомагнитное изучение установило, что нижняя граница четвертичной системы Узбекистана в разрезах платформенной и предорогеной областей проходит под обратно намагниченными озерно-аллювиальными отложениями, сложенными, главным образом, алевролитами, мергелями и конгломератами, и в шкале геомагнитной полярности этот уровень соответствует рубежу 2,4 млн. лет. В разрезах орогеной области Узбекистана нижняя граница представлена верхней частью эоплейстоценовых отложений и проходит под толщей делювиальных лёссово-почвенных отложений и в шкале геомагнитной полярности соответствует рубежу 1,8 млн. лет.

С учетом четвертичных тектонических движений и палеомагнитных данных в региональной магнитостратиграфической схеме четвертичная система на территории Узбекистана названа как тяньшанский орогенный комплекс, в котором выделены раннетяньшанская (эоплейстоценовая), поздне Тяньшанская (плейстоценовая) и аральская (голоценовая) серии. Продолжительность ранней серии – 1,73 млн. лет, поздней – 0,700 млн. лет и современной – 12 тыс. лет. Временной объем четвертичной системы составляет 2,4 млн. лет [1, 2].

Таким образом, магнитостратиграфические исследования и проведенные сопоставления позволяют утверждать, что: 1) составленная региональная магнитостратиграфическая схема четвертичных отложений Узбекистана может быть использована в качестве эталона и инструмента для детального расчленения континентальных осадочных толщ, оценки возраста пород и оценки выдержанности геологических границ эоплейстоцена, плейстоцена и голоцена; 2) планетарный характер кратковременных геомагнитных событий, отраженных в шкале магнитной полярности, изохронность и независимость этих границ от литологического состава отложений позволяют использовать составленную магнитостратиграфическую схему четвертичных отложений Узбекистана в межрегиональной корреляции отложений и геологических событий четвертичного периода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Тойчиев Х.А. Основные проблемы стратиграфии эоплейстоценовых и плейстоценовых отложений Узбекистана и пути их решения / Тойчиев Х.А., Стельмах А.Г. // Вестник НУУз. – 2009. – № 4/1. – С. 32-35.
2. Тойчиев Х.А. Объем и структура стратиграфических подразделений четвертичной системы в прошлом и настоящем / Тойчиев Х.А., Стельмах А.Г. // Вестник НУУз. – 2012. – № 2/1. – С. 117-122.
3. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб: ВСЕГЕИ, 2008. Вып. 38. – С. 121-122.
4. Rio D. The Gelasian Stage (Upper Pliocene): A new unit of the global standard chronostratigraphic scale / Rio D., Sprovieri R., Castradori D., De Stefano E. // Episodes. – 1998. – Vol. 21. – N 2. – P. 82-87.
5. Aguirre E. The Pliocene-Pleistocene Boundary / Aguirre E., Pasini G. // Episodes. – 1985. – Vol. 8. N. 2. – P.116-120.
6. Clague J.J. Importance of Quaternary research to society // Episodes. – 2008. – Vol. 31. – N 2. – P. 203-206.
7. Walker M. Formal definition and dating of the GSSP (Global Stratotype Section and Point) for the base of the Holocene using the Greenland NGRIP ice core, and selected auxiliary records / Walker M., Johnsen S., Rasmussen S.O., Popp T. et al. // Quaternary Science. – 2009. – Vol. 24. – Is.1. – P. 3-17.

СЕЙСМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ СРЕДНЕАМУРСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

Шабалин Виктор Александрович

Дальневосточный государственный университет путей сообщения, г.Хабаровск, Россия, старший преподаватель, Shabik@mail.ru

Приведены результаты исследований сейсмического процесса на территориях, прилегающих к ответственным сооружениям Дальнего Востока. Показана возможность обоснованного описания вектора очага при прогнозе сейсмических воздействий на протяженные объекты.

Ключевые слова: сейсмическая активность, транспортные сооружения, сейсмичность, сейсмическая активность.

SEISMIC ACTIVITY OF MIDDLE AMUR LOWLAND

Shabalin Viktor Aleksandrovich

Far Eastern State Transport University, Khabarovsk, Russia, senior lecturer, shabik@mail.ru

This article presents the results of seismic process studies in the territories adjacent to the responsible structures of the Far East. The possibility of a well-founded description of the epicenter vector is shown in the prediction of seismic effects on extended objects.

Keywords: seismic activity, transport structure, seismicity, seismic microzoning.

Рациональное обоснование инженерных решений в сейсмических районах требует количественного описания сейсмичности. Такое описание должно соответствовать способам его дальнейшего использования: в некоторых случаях необходимо дать одновременный прогноз ожидаемой интенсивности в разных местах, в других – достаточно привести независимые оценки возможных эффектов землетрясений в каждом из рассматриваемых районов.

Конечной целью таких инженерных решений является сейсмостойкое строительство. Согласно СП 14.13330.2014 [1] (рис.1) при проектировании сооружений для строительства в сейсмических районах надлежит применять материалы, конструктивные схемы, обеспечивающие наименьшие значения сейсмических нагрузок. Это положение неизбежно ведет к значительному удорожанию проектов. Любому проектированию должны предшествовать работы по сейсмическому микрорайонированию, которое выполняется инструментальными методами и имеет своей целью разделение площадки на участки с различной ожидаемой интенсивностью реакции на сейсмическое воздействие. Указанная реакция задается в терминах интенсивности по шкале MSK-64, а также пиковых сейсмических ускорений, скоростей и перемещений для прогнозирования остаточных деформаций. Однако, кроме приповерхностных геологических условий, на пиковые реакции грунта и конструкции существенно влияет характер подходящего из глубины сейсмического сигнала. Такие параметры как вектор распространения сейсмических волн, величина высвобождаемой на глубине сейсмической энергии, ее рассеяние на неоднородностях земной коры, оказывают непосредственное влияние на частоту, амплитуду и продолжительность сейсмического воздействия, и предсказание их, вместе с результатами сейсмического микрорайонирования, составляют основу инженерно-сейсмологического прогноза. В связи с этим, помимо экспериментальных исследований непосредственно на объекте, необходимо изучать особенности сейсмического процесса территории, прилегающей к объекту и региона в целом.

Исходные данные и методика обработки

Материалы о землетрясениях зоны БАМ [2], как и любого региона можно представить в виде трех групп:

1. сведения о сильных землетрясениях, почерпнутые из письменных источников, палеосейсмологические реконструкции [3];
2. инструментальные данные о землетрясениях, полученные в условиях изменяющейся сети наблюдений, - неустановившиеся методики регистрации, нестандартные методики обработки сейсмограмм и прочее;

3. инструментальные сведения, полученные по современным методикам в течении продолжительного интервала времени, сопоставимые по уровню погрешностей определения основных параметров.

Исходные данные получены из трех источников: Массачусетского технологического института (США), Хоккайдского института сейсмологии (Япония), Института тектоники и геофизики ДВО РАН (Россия). Исследуемая территория ограничена $\lambda[300:750]$, $\phi[1170:1800]$.

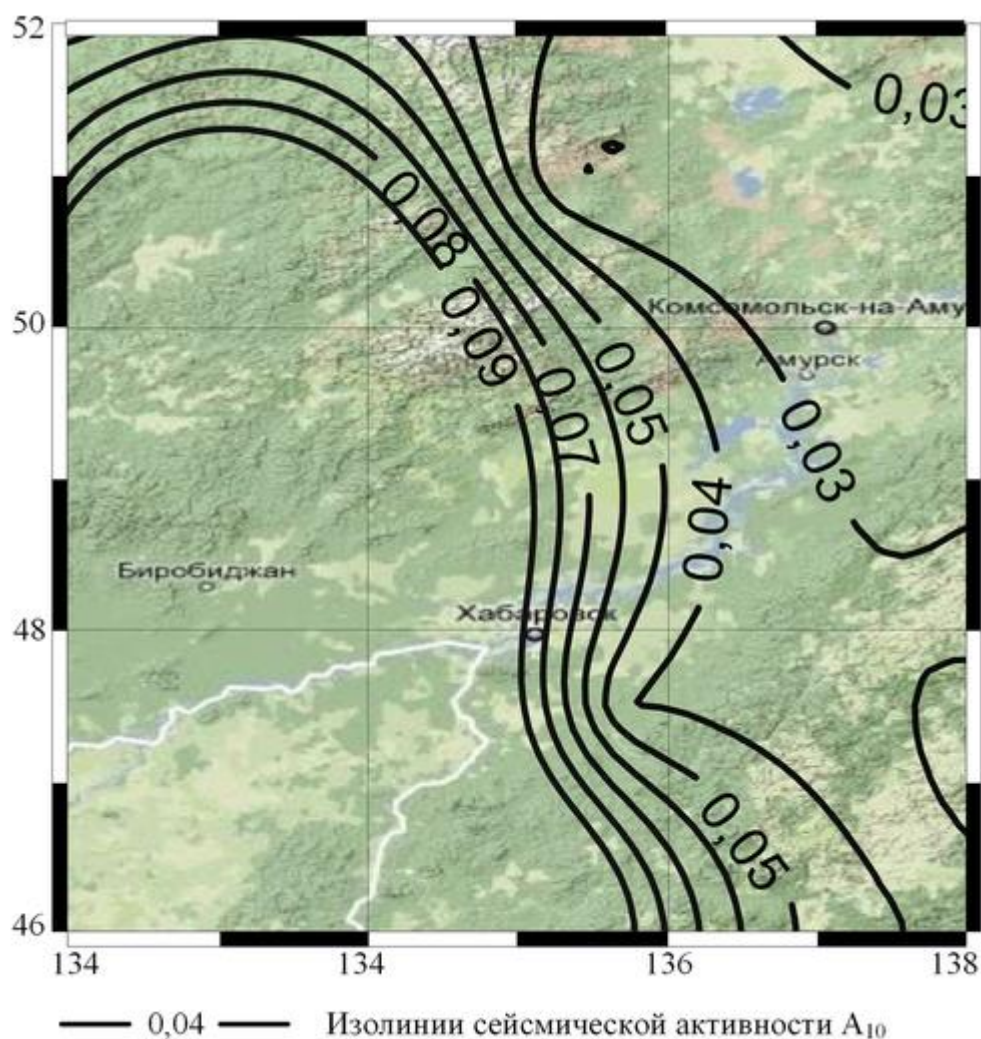


Рисунок 1 – Фрагмент геологической карты России и прилегающих акваторий [1]

Повторяемость землетрясений

Одна из наиболее важных характеристик сейсмического режима – график повторяемости, то есть функция $N(E)$ при фиксированном значении Δt ; здесь N – число землетрясений. Зависимость $N(E)$ в логарифмическом масштабе является в первом линейной и аппроксимируется соотношением

$$\lg N = \gamma K + A \quad (1)$$

где A – численный параметр, характеризующий уровень землетрясений;

γ - наклон графика повторяемости (показатель сейсмичности), характеризующий сейсмическую активность региона.

При этом для оценки долговременной средней повторяемости придерживаются предположения об одинаковом среднем уровне сейсмической активности в регионе и экстраполируют данные о землетрясениях на всю зону.

Оценка сейсмической активности A_{10}

Значения A_{10} можно вычислять двумя способами [4]:

1. по способу постоянной детальности размеры площадок осреднения принимают одинаковыми по всей территории. Всю площадь покрывают прямоугольной равномерной сеткой

(например, через 0,4 – 0,5 градуса по широте и долготе), в узлах которой определяют величину активности. Площадки осреднения с центрами в узлах можно располагать впритык или с перекрытием по всем направлениям (скользящее осреднение). Число эпицентров на площадках можно принимать по картам эпицентров или же непосредственно по каталогам землетрясений;

2. по способу постоянной точности размеры площадок осреднения выбираются такими, чтобы каждая площадка вмещала одно и то же фиксированное число эпицентров. На практике в этом случае площадки делаются круговыми.

Карта сейсмической активности A_{10} для рассматриваемой территории построена методом суммирования по формуле Ризниченко [5]:

$$A_{10} = \frac{1-10^{-\gamma}}{10^{-\gamma}(K_{min}-K_{10})} \cdot \frac{S_0 T_0}{S \cdot T} \cdot N_{\Sigma} \quad (2)$$

где γ - наклон графика повторяемости;

K_{min} – уровень класса представительности;

K_{10} – класс которому соответствует рассчитываемая активность;

S – площадь площадки осреднения;

S_0 – принятая в соответствии с A_{10} единица нормирования по площади

T – период наблюдения землетрясений;

T_0 – единица времени;

N_{Σ} – общее число землетрясений разных энергетических классов $K \geq K_{min}$, наблюдаемых на площади S за время T .

Физический смысл вычисляемой величины A_{10} можно формулировать так: A_{10} есть число землетрясений 10-го энергетического класса, происходящих за год на площадке 1000 км². Эта характеристика этапа наблюдений, результаты которого отражены в используемом каталоге землетрясения.

В обработку вошли землетрясения с минимальным значением энергетического класса 12 ($M > 4.4$). Карта сейсмической активности A_{10} для рассматриваемой территории построена методом суммирования. Физический смысл показанных на карте изолиний значений A_{10} можно сформулировать так: A_{10} есть число землетрясений 10-го энергетического класса ($M > 3.3$), происходящих за год на площадке 1000 км². Эта характеристика этапа наблюдений, результаты которого отражены в используемом каталоге землетрясений.

Территория охватывает площадь Среднеамурской низменности. В целом можно видеть, что рассматриваемый участок проявляет меньшую сейсмическую активность, чем территории к западу и юго-западу от него и несколько большую, чем площади к востоку от него. Причем активность имеет тенденцию к уменьшению в направлении с юго-запада на северо-восток с $A_{10}=0.09$ до $A_{10}=0.03$. Таким образом, за почти 50 лет сейсмических наблюдений район Среднеамурской низменности проявлял сейсмическую активность от умеренной до низкой, сейсмический потенциал реализовался слабыми землетрясениями при полном отсутствии крупных событий.

Заключение

Подводя итоги выполненного анализа сейсмического процесса в районе Среднеамурской низменности Дальнего Востока, можно сделать вывод о том, что появляется возможность обоснованного описания вектора очага при прогнозе сейсмических воздействий на ответственные сооружения и расчете их сейсмического риска.

Результаты исследований, проведенных для района протяженных транспортных сооружений показывают возможность сейсмического события значительной магнитуды ($M > 5$) к югу и к западу от него. Хотя не исключено, что проявление роевой сейсмичности может снимать уровень напряжения в узле пересечения сейсмогенных зон, не доводя ситуацию до реализации сильного землетрясения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах.
2. Солоненко В.П. Геология и сейсмичность зоны БАМ. Сейсмология и сейсмическое районирование. / Солоненко В.П., Николаев В.В., Семенов Р.М.// Новосибирск: Наука. – 1985.
3. Безгодков В.А. Опыт режимных сейсмических исследований на Ашха-бадском прогностическом полигоне аппаратурным комплексом «Земля» / Безгодков В.А., Чавшуйан Р.Е.

// Прогноз землетрясений. – Душанбе: Дониш, 1988. – № 10. – С. 193-205.

4. Саваренский Е.Ф. Элементы сейсмологии и сейсмометрии. / Саваренский Е.Ф. // Москва: Государственное издательство технико-теоретической литературы. – 1945.
5. Мишин С.В. Сейсмические процессы и сохранение импульса / Мишин С.В. // Магадан: СВКНИИ ДВО РАН, 2004. – 115с.

СЕКЦИЯ 2. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ПОДСЕКЦИЯ 1. ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Антипова Ольга Алексеевна

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г.Москва, Россия, инженер, oa_antipova95@mail.ru

Пошибаев Владимир Владимирович

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г.Москва, Россия, доцент кафедры литологии, к.г.-м.н.

В работе в результате разномасштабных детальных литологических и петрофизических исследований kernового материала и анализа данных геофизических исследований скважин дана литологическая характеристика продуктивных газоносных отложений мошакловской свиты венда в пределах юго-западной окраины Сибирской платформы (зона Ангарских складок и Богучано-Манзинский выступ Присаяно-Енисейской синеклизы), охарактеризованы типовые разрезы, выявлены закономерности их строения, выполнена реконструкция условий осадконакопления и представлена литолого-петрофизическая характеристика вендских пород-коллекторов отложений мошакловской свиты, сделан прогноз их распространения.

Ключевые слова: коллектор, зона Ангарских складок, Присаяно-Енисейская синеклиза, Сибирская платформа.

PREDICTION OF DISTRIBUTION OF RESERVOIR ROCKS OF VENDIAN MOSHA KOV FORMATION WITHIN THE SOUTH-WEST MARGIN OF SIBERIAN CRATON

Antipova Olga Alekseevna

Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), Moscow, Russia, engineer, oa_antipova95@mail.ru

Poshibaev Vladimir Vladimirovich

Gubkin Russian State University of oil and gas (National Research University), Moscow, Russia, Ph.D., assistant professor, poshibaev@yandex.ru

The lithological characteristic of the Vendian Moshakovskaya suite deposits of productive gas within the south end of the Siberian platform (the zone of the Angarskie plications and the Boguchano-Manzinskiy slope of the PrisayanoEniseyskaya syneclise) was defied as a result of diffrent-scale detailed lithological and petrophysical researches of core material and the analysis of well logging data. Type sections, the revealed regularity of their structure, the inversion of depositional conditions, lithological and petrophysical characteristics of Vendian reservoir rocks of the Moshakovskaya suite deposits and the prediction of their distribution are also presented in the article.

Keywords: reservoir rocks, the Vendian, the zone of the Angarskie plications, the Prisayano-Eniseyskaya syneclise, Siberian platform.

Развитие сырьевой базы Восточной Сибири является одним из стратегических направлений перспективного развития нефтегазового комплекса России. Основной объем разведанных запасов углеводородов в пределах юга Сибирской платформы связан с неопротерозойскими терригенными отложениями. Большинство открытых месторождений в этих отложениях сосредоточено на востоке, в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. На юго-западной окраине Сибирской платформы эти отложения являются перспективным объектом для поисков и разведки месторождений нефти и газа, что подтверждено открытием Оморинского, Камовского, Ильбокичского, Имбинского, Абаканского месторождений. Освоение запасов углеводородов в неопротерозойских терригенных отложениях осложняется высокой степенью их геологической неоднородности, фациальной изменчивостью, непостоянством мощности и стратиграфического объема. В связи с этим, открытие месторождений и эффективное освоение запасов углеводородов в

неопротерозойских отложениях юго-западной окраины Сибирской платформы во многом связано с прогнозом пространственного размещения пород-коллекторов, а также их структурно-вещественных характеристик.

Объектом исследований являются неопротерозойские отложения мошакской свиты тасеевской серии Присаяно-Енисейской синеклизы и зоны Ангарских складок.

Отложения мошакской свиты с постепенными переходами залегают на отложениях чистяковской свиты, формирование которой происходило в мелководно-морском бассейне [1].

В пределах исследуемого региона отложения мошакской свиты преимущественно представлены красноцветными песчано-алевритовыми и алевро-глинистыми разностями, иногда встречаются карбонатные и сульфатные прослои.

Отложения мошакской свиты отличает преимущественно полиминеральный состав обломочной части со значительным содержанием (более 20%) обломков метаморфических пород и вулканогенно-осадочного материала. Обломочная часть отложений мошакской свиты представлена зернами кварца, калиевых полевых шпатов, чешуйками мусковита и биотита, обломками эффузивов а также многочисленными обломками метаморфических пород – глинистых сланцев и кварцитов. Встречаются обломки кремнистых отложений. Среди аксессуарных минералов много зерен циркона, монацита, турмалина. Следует отметить, что по направлению во внутренние районы платформы с юго-запада на северо-восток исследуемой территории в составе песчаников постепенно уменьшается содержание обломков метаморфических пород (глинистых сланцев и кварцитов) и возрастает содержание обломков гранитоидов.

В пределах исследуемого региона выявлены литологические особенности типовых разрезов мошакской свиты на склоне Богучано-Манзинского выступа и в зоне Ангарских складок (рис. 1).

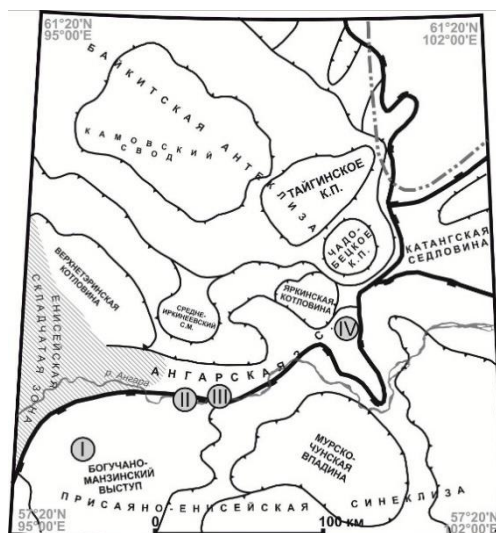


Рисунок 1 – Фрагмент тектонической карты венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы по (Конторович, 2008) с дополнениями авторов.

Римскими цифрами обозначены области распространения основных типов разрезов

В разрезе мошакской свиты выделено три седиментационных циклита (рис. 2). Цикличность строения разреза обусловлена пульсационным характером регрессии морского бассейна, а также изменением гидродинамической активности среды осадконакопления. Все седиментационные циклиты имеют широкое площадное распространение и фиксируют обмеление морского бассейна, увеличение площади суши, отступление береговой линии в западном, северо-западном направлении. В целом, общая мощность циклитов меняется относительно равномерно. Мощность составных частей циклитов меняется неравномерно, что обусловлено различными фациальными условиями их формирования. Наиболее резкие изменения мощностей циклитов характерны для их верхних частей, представленных более грубозернистыми разностями (преимущественно песчаниками).

В результате проведенных исследований было установлено, что мошакский этап развития бассейна на начальном этапе ознаменовался регрессией моря. Это привело к формированию аллювиальной равнины в пределах Чунской площади. К северу от Чунской площади сформировалась приливно-отливная равнина, где накапливались преимущественно песчаные и алевро-глинистые отложения, в которых активно развивались организмы биотурбаторы.

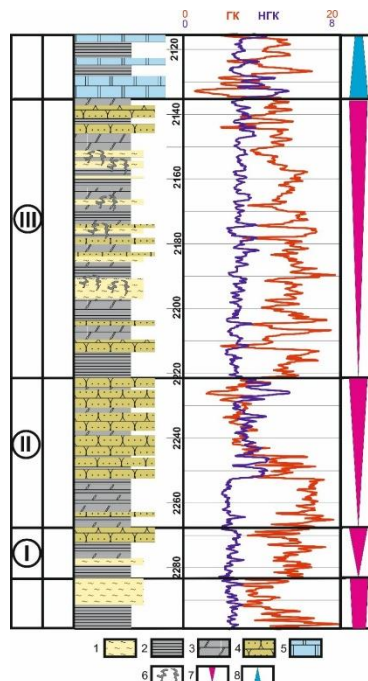


Рисунок 2 – Типовой разрез отложений мошакоской свиты в пределах зоны Ангарских складок (восточная часть). Условные обозначения: 1 – алевролиты, 2 – аргиллиты, 3 – карбонатно-глинистые отложения, 4 – песчаники, 5 – доломиты, 6 – текстуры биотурбации, 7 – регрессивный циклит, 8 – трансгрессивный циклит

В различных структурных зонах выделяются порово-трещинный и трещинно-поровый типы коллектора. На склоне Богучано-Манзинского выступа выделяется трещинно-поровый тип коллектора, в зоне Ангарских складок – порово-трещинный тип коллектора. Наибольшие значения продуктивности отмечаются в отложениях с порово-трещинным типом коллектора.

В породах-коллекторах выделяются три основных типа пустот: межзерновые, пустоты выщелачивания карбонатного цемента, микропустоты корродирувания обломков КППШ (рис. 3).

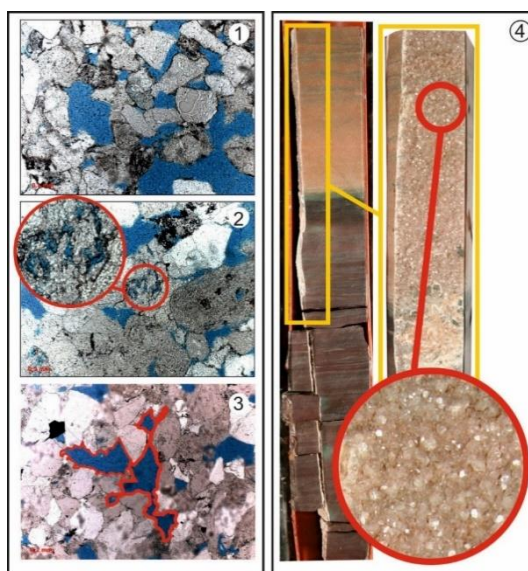


Рисунок 3 – Основные типы пустотного пространства в коллекторах мошакоской свиты: 1 - межзерновые поры, 2 - микропоры разрушения обломков калиевых полевых шпатов, 3 - пустоты выщелачивания карбонатного цемента, 4 - частично минерализованные протяженные субвертикальные трещины

Преобладание того или иного типа пустот в различных структурных зонах разное. Уменьшение фильтрационно-емкостных свойств во-многом обусловлено вторичными преобразованиями. В результате проведенных ранее стадийного оптического и электронно-

микроскопического анализа структуры и минерального состава песчаных пород тасеевской серии выявлен широкий спектр вторичных преобразований: процессы гравитационной коррозии аллотигенных минералов, их пластические деформации, интенсивное трещинообразование, аутигенное минералообразование.

Наиболее интенсивно процессы уплотнения и регенерации обломочных зерен проявились в пределах Чунской площади (склон Богучано-Манзинского выступа). Здесь коэффициент остаточной пористости по всему разрезу как правило не превышает 1-2%.

В отложениях мошакской свиты в ряде скважин отмечены системы субвертикальных трещин с разной степенью раскрытости.

Наибольшие значения продуктивности отложений мошакской свиты отмечаются в отложениях с порово-трещинным типом коллектора, который приурочен к фациям баровых тел в пределах зоны Ангарских складок. Таким образом, фациальная зона развития баровых тел является наиболее перспективной для поиска зон развития пород-коллекторов в отложениях мошакской свиты венда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. // Геология и геофизика. – 2009. – Т.50. – №8. – С. 851 – 862.

**СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ
ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(БОЛЬШЕХЕТСКАЯ ВПАДИНА)**

Астаркин Сергей Васильевич

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Россия, заведующий лабораторией, sv.astarkin@rambler.ru

Титов Юрий Владимирович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Россия, геолог I категории, TitovYV@tmn.lukoil.com

Колпаков Виталий Викторович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Россия, начальник Центра исследования керн и пластовых флюидов, KolpakovVV@npi.ws.lukoil.com

Палеогеографические реконструкции показали, что в пределах Пякяхинского месторождения формирование пород покурской свиты происходило в переходной (дельтовой) обстановке в регрессивную стадию осадконакопления. Установлена обстановка надводной части дельты, включающей фации дельтовых проток, распределительных дельтовых рукавов, приустьевых валов, заболачивающейся дельтовой равнины, реликтовых озер, дельтовых заливов и дельтовой равнины.

Ключевые слова: Большехетская мегасинеклиза, палеогеография, покурская свита.

**STRUCTURE AND CONDITION OF FORMATION OF POKURSKOY SUITE OF
PYAKYAKHINSKOYE FIELD (BOLSHEKHETSKAYA DEPRESSION)**

Astarkin Sergej Vasilevich

The Center for the Study of core and formation of fluid, ООО LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, head of the laboratory, sv.astarkin@rambler.ru

Titov Yury Vladimirovich

The Center for the Study of core and formation of fluid, ООО LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, geologist, TitovYV@tmn.lukoil.com

Kolpakov Vitaliy Viktorovich

The Center for the Study of core and formation of fluid, ООО LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, head of the center, KolpakovVV@tmn.lukoil.com

Paleogeographic reconstructions of pokurskoy suite of Pyakyakhinskoye field showed that formation of rocks took place in a transitional (deltic) environment in the regressive stage of sedimentation. Sedimentary rocks of pokurskoy suite represent a lower deltic plain, including facies of deltic duct, distributary channel, swamp, relict lakes, deltaic bays and deltaic plain.

Keywords: Bolshekhetskaya depression, paleogeographic, pokurskoy suite.

В последние годы одним из приоритетных направлений производственной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является Большехетская впадина, в пределах которой и расположен объект изучения данной работы – Пякяхинское месторождение. Этаж нефтегазоносности Пякяхинского месторождения охватывает отложения от апт-альбского (пласты ПК₁₈⁰-ПК₂₂) до неокомского (пласты группы БУ) возраста.

Несмотря на то, что большинство открытых залежей Пякяхинского месторождения приурочено к неокомскому нефтегазоносному комплексу, не менее интересным для изучения является апт-сеноманский комплекс, который выделяется в объеме нижней части покурской свиты. Покурская свита характеризуется значительной литологической изменчивостью и представляет

собой наиболее труднокоррелируемую часть меловых отложений. Также следует отметить, что при составлении седиментологической модели Пякяхинского месторождения ранее не использовались данные изучения кернового материала, что неизбежно привело к неточностям в построении модели. В задачи исследований, направленных на восполнение данного пробела, входило изучение всего имеющегося кернового материала и определение его фациальной принадлежности по общепринятым методикам [1-9].

В результате проведенных литолого-фациальных исследований установлено, что в пределах Пякяхинского месторождения формирование пород нижнепокурской толщи происходило в переходной (дельтовой) обстановке в регрессивную стадию осадконакопления. Дельтовые фации представлены глинисто-алеврито-песчаными осадками дельтовых протоков, распределительных дельтовых рукавов, прирусловых валов, заболачивающейся дельтовой равнины, реликтовых озер, дельтовых заливов и дельтовой равнины.

Фация распределительных дельтовых рукавов (скв. №№ 2020П, 2002П, 2003П, 2008Р, 2023Р, 222, 514, 523, 15034) представлена песчаными осадками с маломощными прослоями алевролитов мощностью от 2,8 до 24,9 м, характеризующихся преобладанием косослоистых текстур на фоне подчиненного массивного, субгоризонтального строения. В тонкозернистых разновидностях могут присутствовать признаки биотурбации и отпечатки углефицированной корневой системы. Площадное распространение и выдержанность по разрезу свидетельствуют о существовании в раннепокурское время достаточно разветвленной системы дельтового комплекса.

Седиментологическая модель фации распределительных дельтовых рукавов характеризуется высокими палеогидродинамическими уровнями водной среды (I-II уровень, апс – 1,0-0,7). Электрометрическая модель представляет собой аномалию, расположенную в зоне отрицательных значений ПС и имеющую вид четырехугольника. Отличительной особенностью данной модели является пологонаклонная кровельная линия и близкая к вертикальной боковая.

Отложения дельтовых протоков представлены песчано-алевритовыми осадками с мелкой косоволнистой, мелкой косой, реже субгоризонтальной слойчатой текстурой. Нередко первичная текстура осложнена процессами волнения (взмучивание и оплывание). Значительно проявлена биотурбация, представленная следами жизнедеятельности зарывающихся организмов *Skolithos*, *Anconichnus*, *Planolites* и *Chondrites*.

Седиментологическая модель отражает высокие палеогидродинамические уровни бассейна седиментации (II уровень, апс – 0,6-0,8). Электрометрическая модель представляет аномалию кривой ПС в области отрицательных значений в виде треугольника с наклонной прямой подошвенной и кровельной линиями, что свидетельствует о связи алеврито-песчаных пород с потоковыми фациями.

Следует отметить, что данная фация приурочена преимущественно к пластам ПК₁₈⁰, ПК₁₈ и распространена преимущественно в восточной части месторождения в районе поисковой скважины 2020П. Мощность отложений колеблется в пределах 0,8-3,1 м, в среднем составляя 1,8 м. В западной части Пякяхинского месторождения фация дельтовых протоков диагностирована в скважинах 222 и 2003П (пласт ПК₂₀). Средняя мощность отложений составляет 2,8 м.

Фации реликтовых озер и межканальных зон тесно переплетаются друг с другом и характеризуются взаимными переходами как по разрезу, так и по площади. Фация реликтовых озер представлена песчано-алевритовыми породами, неравномерно глинистыми и карбонатистыми. Текстуры горизонтальные, пологоволнистые слойчатые за счет многочисленных слоев обогащения и послонных намывов слюдисто-углисто-глинистым материалом. Участками первичная текстура нарушена взмучиванием волнения. Отмечаются прослойки и обрывчатые слои алевролитов мелкозернистых, сильноглинистых.

Фация межканальных зон представлена глинистыми и алевролитовыми осадками иногда с прослоями углей в случае заболачивания местности. Характерна первичная тонкая горизонтальная, пологоволнистая слойчатая текстура, неравномерно переработанная процессами волнения (взмучивание, оплывание). Отмечается высокое содержание растительной органики (от отпечатков листьев до корневых остатков), карбонатные стяжения и мелкие редкие следы жизнедеятельности организмов (*Planolites*). Породы фации межканальных зон обладают экранирующими свойствами, изолируют песчаные тела друг от друга, создавая условия для накопления в них углеводородов.

Седиментологические модели этих фаций характеризуются наличием перехода от четвертого к пятому палеогидродинамическому уровню морского палеобассейна. Отличие фации реликтовых озер от фации межканальных зон в том, что на заключительных этапах формирования осадка происходило при очень низких гидродинамических уровнях. Электрометрическая модель

представляет собой треугольник, расположенный в зоне положительных аномалий кривой ПС и образованный горизонтальной кровельной и наклонной (интенсивно расчлененной) подошвенной линиями.

Фация заболачивающейся дельтовой равнины представлена углями черными, блестящими, трещиноватыми. Мощность углей в пределах месторождения колеблется от 0,2 до 1,9 м. Приуроченность прослоев углей к одному стратиграфическому уровню позволяет рассматривать их в качестве своеобразного маркера. Однако, следует подчеркнуть, что уверенное выделение данного маркера возможно только в скважинах 2020П, 2002П, 222, 15034, где их развитие зафиксировано в керне. В скважинах, по которым отсутствуют керновые данные, его прослеживание затруднено, очевидно, вследствие малой мощности прослоев углей. Алевритовые разности данной фации отличаются горизонтальнослоистым строением, присутствием стяжений сидерита и фрагментов растительности.

Отложения дельтового залива отличаются мелкозернистым составом с локальными проявлениями крупноалевритовых слоев. Алевритовые образования характеризуются развитием текстур взмучивания волнением в сочетании с субгоризонтальной, пологоволнистой слоистостью. Нередко проявлена биотурбация с горизонтальными следами жизнедеятельности (*Planolites*, *Palaeophycus*), послонная сидеритизация, отпечатки корневой системы, тонкие линзочки углей. Характерной особенностью данных отложений является наличие признаков, характеризующих как речные, так и прибрежно-морские условия осадконакопления. Седиментологическая модель данной группы фаций будет определяться конкретными палеогидродинамическими условиями среды седиментации в районе палеodelьты. В связи с этим и электрометрическая модель может быть выражена по-разному, в зависимости от преобладания тех или иных условий осадконакопления.

Анализируя полученные данные, можно заключить, в пределах исследуемой территории в позднеаптское время началась регрессия морского палеобассейна. Приближение суши и усиление тектонической активности – главные причины накопления преимущественно песчаных и алеврито-песчаных отложений в пределах Пякяхинского месторождения. Поступление обломочного материала осуществлялось с востока и северо-востока, в меньшей степени – с севера и северо-запада. В пределах центральной части Большехетской впадины в раннепокурское время происходило формирование дельтового комплекса, зафиксированного в разрезах скважин алеврито-песчаными телами распределительных дельтовых рукавов и дельтовых протоков, разделенными алеврито-глинистыми, глинистыми, иногда углистыми отложениями дельтовой равнины (внутридельтовые заливы, реликтовые озера, межканальные зоны). Мелкие реки, существовавшие в аптское время, формировали небольшие дельты конструктивного типа в периоды приостановки поднятия уровня моря. По мере постепенного отступления береговой линии в северо-западном направлении происходила проградация дельтового комплекса в пределах Пякяхинской структуры.

Таким образом, проведенные литолого-фациальные исследования позволили реконструировать обстановки формирования нижнепокурской толщи, оконтурить области их распространения и уточнить существующую седиментологическую модель свиты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных отложений фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО – Югра) / В.П. Алексеев. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. – 284 с.
2. Ботвинкина Л.М. Методическое руководство по изучению слоистости / Л.М. Ботвинкина // Труды геологического ин-та АН СССР. – Выпуск 119. - М.: Наука, 1965. – 260 с.
3. Гроссгейм В.А. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / В.А. Гроссгейм. – Л.: Недра, 1984. – 271 с.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев. – Л.: Недра. Ленинградское отделение, 1984. - 260 с.
5. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т. – Т. 1: пер. с англ. / под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. - 352 с.
6. Рейнек Г.-Э. Обстановки терригенного осадконакопления / Г.-Э. Рейнек, И.Б. Сингх. – М.: Недра, 1981. - 439 с.
7. Чернова О.С. Обстановки седиментации терригенных природных резервуаров: учебное пособие / О.С. Чернова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. - 108 с.

8. Ян П.А. Ихнофации в разрезе васюганского сиквенса (по материалам Тюменской СГ-6) / П.А. Ян // Литосфера. – 2003. – № 1. – С. 54-63.
9. G. Sedimentary basins: evolution, facies and sediment budget / G. Einsele – Berlin: Springer, 1992. - 628 p.

**МЕТОДИКА ВОССТАНОВЛЕНИЯ УСЛОВИЙ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ ПО
ДАНЫМ ГИС НА ПРИМЕРЕ ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА
ТЕРРИТОРИИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ И ГОРИЗОНТА V₁₀ НА ТЕРРИТОРИИ
НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ.**

Бобкова Елизавета Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, аспирант,
MalcevaEV@ipgg.sbras.ru*

Лобанова Евгения Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший
научный сотрудник, LobanovaEV@ipgg.sbras.ru*

Парфеновский горизонт и горизонт V₁₀ являются перспективными горизонтами на обнаружение нефти и газа в различных районах Сибирской платформы. С помощью методики восстановления условий осадконакопления по данным ГИС для них были выделены обстановки аллювиального, дельтового, прибрежно-континентального и мелководно-морского комплекса.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Ангаро-Ленская ступень, Непско-Ботуобинская антеклиза.

**THE METHOD OF SEDIMENTATION CONDITIONS RECONSTRUCTION
ACCORDING TO WELL LOGGING DATA ON THE EXAMPLE OF THE
PARPHENOVO HORIZON IN THE CENTRAL PART OF THE ANGARA-LENA STEP
AND THE V₁₀ HORIZON IN THE TERRITORY OF THE NEPA-BOTUOBA
ANTECLISE**

Bobkova Elizaveta Viktorovna

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Ph.D.
student, MalcevaEV@ipgg.sbras.ru*

Lobanova Evgenia Viktorovna

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia,
research assistant, LobanovaEV@ipgg.sbras.ru*

The parphenovo horizon and the V₁₀ horizon are prospective for the oil and gas encountering in various areas of the Siberian Platform. The method of sedimentation conditions reconstruction according to well logging data has allowed to identify the alluvial, deltaic, coastal-continental and shallow-water conditions at the study area.

Keywords: Siberian platform, Angara-Lena step, Nepa-Botuoba anteclise.

Ангаро-Ленская и Непско-Ботуобинская нефтегазоносные области (НГО) являются одними из перспективных областей, входящих в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рис. 1). На территории Ангаро-Ленской НГО открыто уникальное по своим запасам Ковыктинское газоконденсатное месторождение, запасы газа по категории C₁+C₂ которого оцениваются в 1978,6 млрд.м³, конденсата – 83,8 млн т, а также такие месторождения как Ангаро-Ленское, Левобережное, Чиканское, Хандинское, Заславское, Ангаро-Илимское, Абайское, Знаменское, Тутурское и др [1]. В Центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) также открыт ряд месторождений: Верхнечонское, Тымпучиканское, Вакунайское, Талаканское, Чаяндинское и др.

Песчаниковый горизонт V₁₀ относится к средней части непской свиты венда и на данный момент этот горизонт является одним из наиболее перспективных для обнаружения новых залежей нефти и газа на территории Непско-Ботуобинской НГО. На территории центральных районов Ангаро-Ленской НГО наибольшие перспективы связывают с парфёновским горизонтом, который в полном своём объёме представлен чорской свитой вендской системы и складывается преимущественно различными песчанистыми отложениями с прослоями аргиллитов и алевролитов.



Рисунок 1 – Фрагмент обзорной карты Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Изучаемые горизонты имеют сложное строение, что связано с условиями в которых происходило их формирование и в связи с этим весьма актуально выявление, обоснование обстановок осадконакопления для парфёновского горизонта и горизонта В₁₀.

За основу была взята методика, используемая В.Б. Белозеровым и другими исследователями в регионах Западной Сибири и адаптирована для условий Восточной Сибири [2]. В.Б. Белозеров, В.С. Муромцев и др. для определения обстановок осадконакопления методами ГИС использовали метод самопроизвольной поляризации (ПС). Она возникает на границе двух сред: пресного бурового раствора и пластовых флюидов с определенной степенью минерализации. В осадочном чехле Сибирской платформы большое развитие солевого комплекса, что делает практически невозможным бурение на пресном растворе, поэтому запись каротажа ПС здесь не проводится.

Однако, ПС и гамма-каротаж (ГК) определяют естественное состояние породы, а значит их фациальная принадлежность могла бы интерпретироваться схожими приемами. При адаптации методики использовались данные радиоактивного гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа (НГК), т.к. они отражают особенности распределения гранулометрической неоднородности пласта по разрезу, которая характеризует гидродинамику процесса осадконакопления.

В статье были использованы данные ранних исследований, описан керн пяти скважин Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений с акцентом на определение фациальных обстановок, описание кернового материала по 46 скважинам для горизонта В₁₀, данные ГИС по 146 скважинам расположенных на исследуемых территориях.

По результатам выполненных исследований на территории центральной части Ангаро-Ленской и Непско-Ботубинской НГО выделено четыре комплекса фаций: аллювиальный, дельтовый, прибрежно-морской и мелководно-морской (Таблица 1). Ниже дано краткое описание каждого комплекса с выделенными в нем обстановками осадконакопления и методика их выделения по данным ГИС и керна.

Аллювиальный комплекс

Русла древних рек выполнены песчаными и песчано-галечниковыми образованиями и перекрыты глинистыми отложениями пойм. Отложения *русловых отмелей* обычно образуются в низовьях крупных рек и представлены алевролитами, мелкозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. Характерна последовательность на уменьшение зернистости вверх с резкой нижней границей и специфическим набором типов слоистости. Для русловых осадков наиболее характерна «колоколовидная» форма кривой ГК (рис. 2). Кривые ПС и ГК, характерные для пойменных отложений, находятся в зоне положительных отклонений [2].

Таблица 1 - Классификация обстановок осадконакопления, выявленных для парфёновского горизонта и горизонта В₁₀.

Группа	Комплекс	Обстановки для парфёновского	Обстановки для горизонта В ₁₀
Континентальная	Аллювиальный	Русла	Русловые отмели
		Пойма	Пойменные равнины
Переходная	Дельтовый	Дельтовая равнина	Дельтовые рукава
			Конус промыва
			Канал промыва
	Авандельта		
	Продельта		
Прибрежно-континентальный	Бары	Лагуны	Прибрежно-континентальные (без расчленения)
Морская	Мелководно-морской	Мелководный шельф	Мелководный залив

Дельтовый комплекс

Образование дельты обусловлено выносом реками обломочного материала и его переработкой морскими волнениями и течениями. Дельта состоит из дельтовой равнины, авандельты и продельты, в которых можно выделить ряд обстановок. *Дельтовая равнина* – субаэральная часть конуса дельты, формирование которой связано с континентальной равниной, периодически заливаемой морем, где осаждаются песчаный и глинистый материал. В горизонте В₁₀ выделены *флювиальные дельтовые рукава, конусы и каналы промыва*, относящиеся к отложениям дельтовой равнины. *Авандельта* – крутонаклонная подводная грубообломочная часть конуса дельты, представленная, в основном, песчанистыми образованиями. *Продельта* – пологая тонкообломочная наиболее удаленная, морская часть конуса дельты, сформированная глинами и алевролитами. Характерное поведение каротажных кривых для обстановок дельтового комплекса представлены на рисунке 2.

Прибрежно-континентальный комплекс

В прибрежной части моря происходит интенсивное накопление терригенного материала. Среди прибрежно-континентальных отложений выделяют: устьевые и вдольбереговые бары, подводные валы, барьерные острова, косы, пляжи и др. В горизонте В₁₀ выделен *прибрежно-континентальный* комплекс обстановок без подробного расчленения в то время как для парфёновского горизонта были выявлены отложения *баров и лагун*. Характерно чередование глинистых и более крупнозернистых отложений, слоистость полосчатая, волновая и линзовидная. На отложих участках накапливаются обломочные частицы – гравий, песок и др. Для этих отложений характерна «пилообразная» форма кривых ГК (рис. 2).

Мелководно-морской комплекс

В направлении открытого моря песчаные отложения постепенно исчезают, замещаясь глинистыми осадками открытого моря или морских заливов. Мелководная часть шельфа находится на глубинах до 100 м и представляет большой интерес для геологов-нефтяников, поскольку с этой частью шельфа связаны значительные скопления песчаного и алевроитового материала [3].

Из этой группы обстановок были выделены отложения мелководного залива для горизонта В₁₀, а аргиллиты подпарфёновской пачки отнесены к отложениям мелководного шельфа. Каротажная кривая ГК для этих отложений характеризуется высокими значениями, а НГК – низкими (рис. 2).

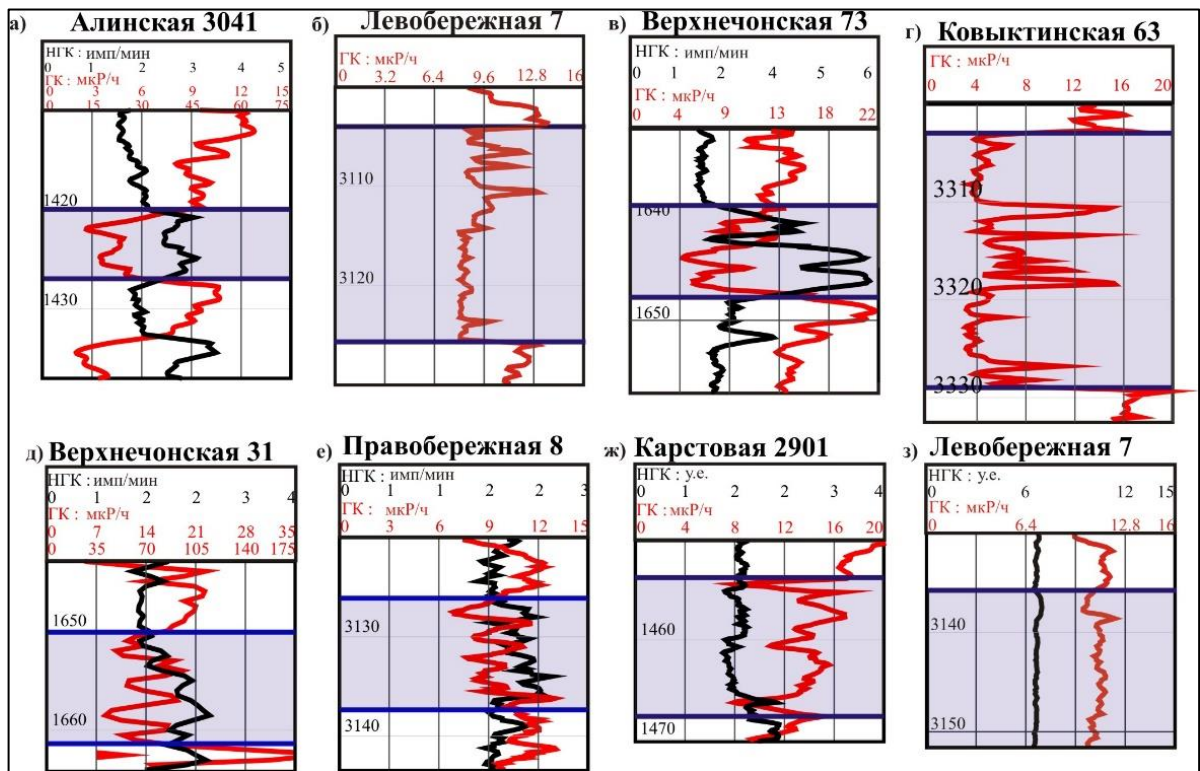


Рисунок 2 - Примеры обстановок осадконакопления на территории центральных районов Ангаро-Ленской НГО б – русла, г – продельта, е – бары, з – мелководный шельф; Непско-Ботубобинской НГО: а – русла временами пересыхающих рек, в – дельтовые рукава, д – прибрежно-морские, ж – мелководно-морской залив.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Винокуров М.А. Ресурсы и запасы природного газа в Иркутской области / Винокуров М.А. // Известия ИГЭА. – Иркутск, 2009. – №2. – с. 26-28.
2. Белозёров В.Б. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири / Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1984. – с.11-23.
3. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа / Муромцев В. С. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

БЕРКУТОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЗОНА ДЛЯ РАЗВИТИЯ НЕФТИ И ГАЗА НА ЮЖНОМ УРАЛЕ

Валитов Шамиль Камирович

Башкирский государственный университет, кафедра геологии и геоморфологии, г.Уфа, Россия, студент, valitov.s@mail.ru

В данной работе было изучено геологическое строение Беркутовского газоконденсатного месторождения и тех месторождений, которые относятся к Саратовско-Беркутовской группе. Отдельно затронуто геологическое строение зоны сочленения Зилаирского синклиория с Предуральским краевым прогибом. Оценена нефтегазоносность к востоку от Беркутовского (Сакмаро – Икская поднадвиговая зона) месторождения при помощи структурного анализа.

Ключевые слова: Зилаирский синклиорий, Предуральский краевой прогиб, Сакмаро – Икская поднадвиговая зона, надвиг.

BERKUTOV GAS CONDENSATE FIELD AND PERSPECTIVE ZONE FOR OIL AND GAS DEVELOPMENT IN THE SOUTHERN URALS

Valitov Shamil Kamilovich

Bashkir State University, Ufa, Russia, student, valitov.s@mail.ru

In this paper, the geological structure of the Berkutovskoye gas condensate field and those deposits belonging to the Saratov-Berkut group were studied. The geological structure of the junction zone of the Zilair synclinorium with the Ural edge deflection is separately affected. The oil and gas content to the east of the Berkutovskoye (Sakmara-Ikская prudadvigovaya zone) is estimated by means of structural analysis.

Keywords: Zilair synclinorium, Predural marginal trough, Sakmaro - Ik subaingal zone, overthrust.

Беркутовское газоконденсатное месторождение расположено в Юго-Западной части Кугарчинского района Республики Башкортостан в 40 км южнее районного центра Мраково. Открыто в 1976 году содержит залежь газа массивного типа с этажом газоносности 637 м, продуктивными являются отложения нижнего и среднего карбона. Коллекторами служат плотные карбонатные породы, тип пустотности — трещинный. Содержание метана в газе 84%, сероводорода 5,9%. Плотность 0,754 г/см³. Запасы газа 11693 млн. м³ [1].

Рельеф данной территории неоднотипен. С востока на запад можно выделить три меридиональные полосы: западные предгорные увалы Южного Урала, долина реки Большой Ик и восточные увалы хребта Накас. Западный и восточный борта долины р. Большой Ик соответствуют меридиональным границам территории Саратовско-Беркутовской группы газоконденсатных месторождений и характеризуются развитием хребтов и гряд, а долина реки Большой Ик имеет характер увалистой лесостепи.

В структурно-тектоническом отношении Беркутовское месторождение на юге замыкает группу газоконденсатных месторождений, приуроченных к локальным структурам зоны антиклинальных поднятий, образующих Подгорновско-Беркутовский тектонический вал в пределах Мраковской депрессии Предуральского краевого прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [2].

Подгорновско-Беркутовский вал контролируется разрывными нарушениями взбросо-надвигового типа, проходящими по западному крылу антиклинальных складок, образуя тем самым по отношению к соседнему западному валу приподнятый блок, а по отношению к восточному — опущенный блок. Отдельные залежи газа тектонического вала контролируются широтными разломами, по которым они несколько смещены относительно друг друга и в южном направлении погружены на большую глубину [3].

Всего на Саратовско-Беркутовской группе газоконденсатных месторождений и вблизи их пробурено 50 скважин, в 18 скважинах получены промышленные притоки газа и конденсата. В Беркутовском месторождении газ был найден в 4 скважинах. Бурением поисково-разведочных скважин и их опробованием установлена промышленная газоносность с высоким содержанием

сероводорода и гелия в трещинно-поровых и трещинных карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона Беркутовского месторождения.

За счет высокого содержания сероводорода в составе газов освоение и промышленная разработка невозможна, если переработать газ с очисткой сероводорода, то станет возможной.

По составу и свойствам пластовые газы Саратовско-Беркутовской группы месторождений близки с составом и свойствами газа Оренбургского месторождения, газ которого перерабатывается на Оренбургском нефтегазохимическом комплексе (ОНГХК), включающем газоперерабатывающие заводы и гелиевый завод.

Месторождения Саратовско-Беркутовской группы позволят не только получать товарный газ после очистки газа от сероводорода, но и извлекать такой ценный компонент как гелий.

Содержание гелия в газах Саратовско-Беркутовской группы месторождений выше, чем в газе Оренбургского месторождения.

Газоносность данного месторождения установлена в отложениях нижнего и среднего карбона и ассельского яруса пермской системы. Данные отложения, в которых открыто Беркутовское месторождение распространяются на восток под породами Зилаирского синклинория. Так как нефтегазоносность пород данного возраста в Предуральском прогибе доказана, то они также могут содержать скопления углеводородов в Сакмаро-Икской поднадвиговой зоне Южного Урала (рис. 1). Нефть и газ здесь могут содержаться в карбонатной толще девона, нижнего и среднего карбона, а также в подстилающих породах нижнего палеозоя, развитие которых предполагается в этом районе. При благоприятных условиях не исключена возможность открытия в этой зоне скоплений углеводородов и в рифей-вендских отложениях, которые пока остаются слабо изученными [4].

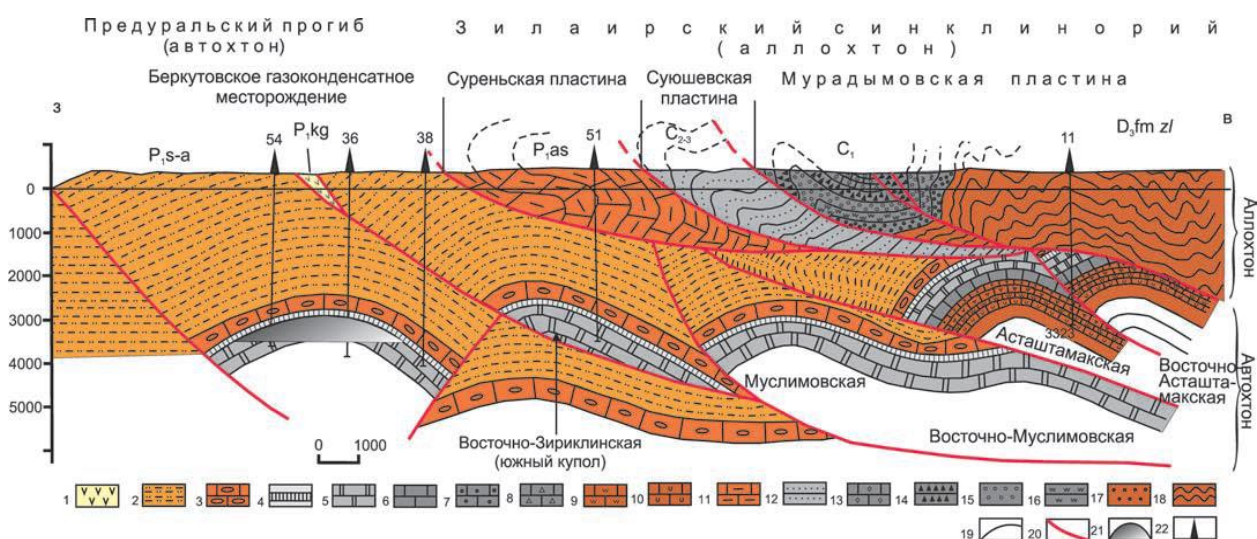


Рисунок 1 – Геологический разрез «Асташ» зоны сочленения Зилаирского синклинория Южного Урала с Предуральским прогибом [3].

Перспективность поднадвиговых отложений горно-складчатых областей мира доказывается в рамках шарьяжно-надвиговой теории [5, 6].

Таким образом, газы месторождений Саратовско-Беркутовской группы содержат агрессивный компонент сероводород и не могут поставляться потребителю без предварительной переработки и очистки от сероводорода. Газы месторождений Саратовско-Беркутовской группы содержат в промышленных концентрациях гелий, очень ценный компонент, который целесообразно извлекать. К востоку от Беркутовского месторождения предполагается наличие аналогичных скоплений углеводородов в поднадвиговой зоне Южного Урала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Баймухаметов К.С. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений

- Башкортостана. / Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть». – 1997. – 424 с.
2. Беликова Н.Г. Экологическое сопровождение при разработке обоснования инвестиций в строительство (на примере Саратовско-Беркутовской группы месторождений РБ) / Беликова Н.Г., Клейменова И.Е., Донецкова А.А. // Современные наукоемкие технологии. – 2007. – №8. – С.81-82.
 3. Мязина Н.Г. Характеристика состава и физико-химических свойств газа газоконденсатных месторождений саратовско-беркутовской группы / Мязина Н.Г., Назырова Н.М. // Статья в сборнике трудов конференции. – 2015. – С.707-710.
 4. Исмагилов Р.А. Подгорные зоны передовых прогибов – перспективные объекты для поисков нефти и газа / Исмагилов Р.А. Фархутдинов И.М., Фархутдинов А.М. // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. – № 20. – 2014. – С. 36-45
 5. Исмагилов Р.А. Шарьяжно-надвиговой теории – 50 лет / Исмагилов Р.А., Фархутдинов И.М., Фархутдинов А.М., Фархутдинова Л.М. // Природа. №12. – 2015. – С. 50-59.
 6. Исмагилов Р.А. О новых перспективах нефтегазоносности Башкортостана / Исмагилов Р.А., Камалетдинов М.А. // Экономика и управление: научно-практический журнал. – 2011. – № 4. – С. 8-12.
 7. Исмагилов Р.А. Геология и перспективы нефтегазоносности Зилаирского синклинория Южного Урала. – Уфа: АНРБ, Гилем, 2012. – 184 с.
 8. Камалетдинов М.А. Новая геология (теория шарьяжей) // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. – 1998. – № 3. – С. 10-23.

ЛАБОРАТОРНАЯ ОЦЕНКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА

Горшков Антон Михайлович

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, инженер,
gorshkovam89@mail.ru*

Кудряшова Лидия Константиновна

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, доцент
кафедры ГРПИ*

Ли-Ван-Хе Оксана Сергеевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, студент

В работе представлены результаты исследования петрофизических свойств отложений баженовской свиты в пределах Александровского мегавала методом Gas Research Institute (GRI). Построены графики зависимости объемной и минералогической плотности, открытой пористости и проницаемости горных пород от глубины.

Показано влияние типа насыщающего флюида на значения объемной, минералогической плотности и открытой пористости. Применение метода GRI позволяет более детально расчленить отложения в зависимости от распределения плотности пород с глубиной, а также выделить зоны улучшенных коллекторов баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, ультранизкопроницаемые породы, открытая пористость, газоволюметрический метод, модифицированный метод жидкостенасыщения, проницаемость.

LABORATORY EVALUATION OF PETROPHYSICAL PROPERTIES OF THE BAZHENOV FORMATION WITHIN LIMITS OF ALEKSANDROVSKY MEGASWELL

Gorshkov Anton Mikhailovich

National Research Tomsk Polytechnic University, Institute of Natural Resources, Petroleum Learning Center, Tomsk, Russia, engineer, gorshkovam89@mail.ru.

Kudryashova Lidiya Konstantinovna

National Research Tomsk Polytechnic University, Institute of Natural Resources, Department of Geology and Minerals Prospecting, Tomsk, Russia, associate professor, Kudryashovalk@tpu.ru.

Li-Van-Khe Oksana Sergeevna

National Research Tomsk Polytechnic University, Institute of Natural Resources, Department of Geology and Minerals Prospecting, Tomsk, Russia, student, livankhe@mail.ru.

The article presents the results of studying petrophysical rock properties of the Bazhenov Formation within limits of Aleksandrovsky Megaswell with the Gas Research Institute (GRI) method. The authors have constructed dependence charts for bulk and grain density, open porosity and permeability vs. depth. Influence of saturating fluid type on bulk and grain density and open porosity has been shown. Application of the GRI method allows more detailed desiccate of deposits depending on the distribution of rock density vs. depth, as well as identify of improved reservoir layers of Bazhenov Formation.

Keywords: Bazhenov Formation, ultralow permeability rocks, open porosity, gas expansion method, modified fluid saturation method, permeability.

Традиционные запасы углеводородов (УВ) истощаются во всем мире, в связи с чем все больший интерес представляют нетрадиционные ресурсы. В России крупнейшим нетрадиционным резервуаром нефти является баженовская свита (БС), расположенная в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (ЗС НГБ). Уникальность баженовской свиты заключается в том, что она с одной стороны, является основной нефтематеринской породой ЗС НГБ, а с другой – пластом-коллектором. Однако из-за высокой литологической неоднородности состава и битуминозности

пород БС, данные отложения характеризуются низкими и ультранизкими значениями коллекторских свойств, что естественно необходимо учитывать при выборе технологий добычи нефти из таких сложных коллекторов [1].

На сегодняшний день для добычи нефти из баженовской свиты (пласт Ю₀) все чаще применяют новые технологии горизонтального бурения скважин с последующим многостадийным гидроразрывом пласта и термогазового воздействия на пласт. Для успешного применения данных технологий необходимо всестороннее детальное изучение петрофизических свойств пород, слагающих залежь. Но из-за низких и ультранизких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) невозможно выполнить подобные исследования на стандартном лабораторном оборудовании с применением общепринятых методик. В связи с этим корректное определение петрофизических свойств пород баженовской свиты является актуальной научной и практической задачей.

На данный момент наибольший прогресс в развитии методов определения петрофизических свойств сланцевых формаций достигнут Газовым институтом «Gas Research Institute» (GRI) (г. Дес-Плейнс, США), где была разработана целая методика для оценки сланцевых коллекторов [2].

Цель данной работы заключалась в изучении петрофизических свойств пород баженовской свиты методом GRI.

Метод GRI разработан для определения основных петрофизических свойств (плотности, открытой пористости, проницаемости, насыщенности и т.д.) сланцевых коллекторов. Сущность метода заключается в дроблении зерна на фракции одинакового размера и определение параметров на раздробленном зерне [2]. Для повышения достоверности определения открытой пористости использовались два метода: газоволюметрический и модифицированный метод жидкостенасыщения. Открытая пористость рассчитывалась по значениям объемной и минералогической плотности, задача определения которых сводилась к нахождению объема образца и объема минерального скелета соответственно.

Согласно газоволюметрическому методу объемная и минералогическая плотность определялась в рабочей камере пермеаметра SMP-200 методом Бойля. Сущность эксперимента по определению объемной и минералогической плотности заключалась в расчете объема раздробленного образца в начальный момент времени до проникновения гелия в поры и объема минерального скелета раздробленного зерна в конце эксперимента после насыщения гелием образца по кривой падения давления [3].

Основное отличие модифицированного метода жидкостенасыщения от стандарта (ГОСТ 26450.1-85) [4] заключалось в том, что для определения объема пустотного пространства раздробленного зерна использовалась разность масс сухого образца, погруженного в насыщающую жидкость (M_2) и насыщенного образца, погруженного в насыщающую жидкость (M_3). Эта особенность объясняется тем, что дезинтегрированный зерн состоит из множества отдельных частиц, массу которых в насыщенном состоянии не представляется возможным измерить на воздухе. Схема насыщения образцов соответствовала ГОСТ 26450.1-85, однако время на каждую операцию подбиралось экспериментально и было увеличено из-за низких значений ФЕС образцов зерна баженовской свиты. В качестве жидкости насыщения использовалась слабоминерализованная вода (минерализация 10 г/л соли $NaCl$ в дистиллированной воде) и керосин.

Проницаемость образцов баженовской свиты определялась методом «Pressure Pulse Testing» (один из методов GRI) на матричном пермеаметре SMP-200. В основе метода лежит аппроксимация теоретической кривой экспериментальных данных падения давления, которое возникает из-за проникновения гелия в микропоры отдельных частиц дезинтегрированного зерна, и последующее вычисление матричной проницаемости по параметрам полученной кривой [2, 3, 5].

В качестве объекта исследования были выбраны образцы горных пород отложений баженовской свиты (пласт Ю₀) одного из месторождений центральной части Александровского мегавала. На данном месторождении баженовская свита вскрыта и пройдена с отбором зерна в разведочной скважине ЗР. В разрезе скважины кровля баженовской свиты залегает на глубине 2159,0 м, толщина свиты составляет 16,4 м.

Подготовка образцов зерна к определению петрофизических свойств начиналась с дробления полноразмерного зерна (масса порядка 200-300 г) и просеивания через сита с размером ячеек 5, 2 и 1 мм для получения двух фракций частиц диаметром 1 – 2 мм и 2 – 5 мм. Фракция 1 – 2 мм использовалась для определения объемной и минералогической плотности, а также проницаемости по газу на сланцевом пермеаметре SMP-200. Масса навески составляла 30±0,5 г. Фракция

2 – 5 мм использовалась для определения объемной и минералогической плотности по жидкости, масса навески – $20 \pm 0,5$ г.

Результаты петрофизического изучения образцов отложений баженовской свиты на исследуемой разведочной скважине представлены на рисунке 1.

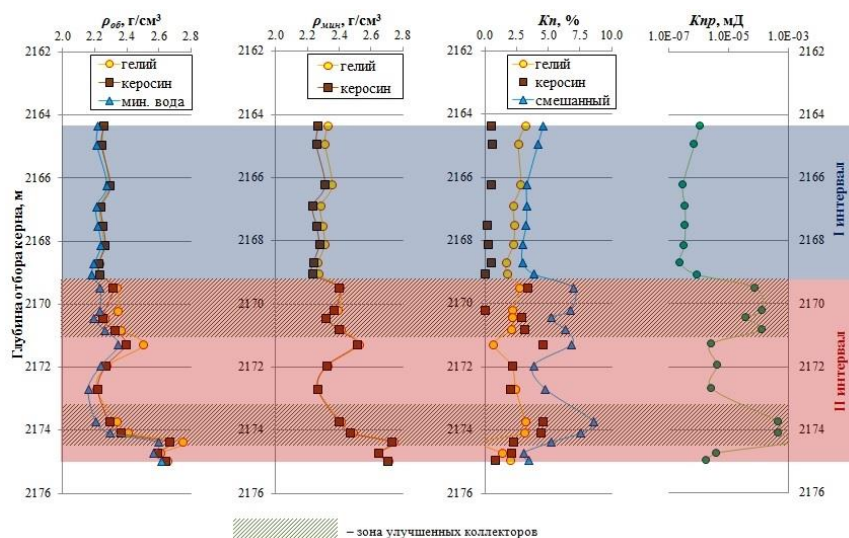


Рисунок 1 – Результаты петрофизического изучения пород баженовской свиты центральной части Александровского мегавала

Одной из основных задач исследования было выявить влияние типа флюида насыщения на значения объемной и минералогической плотности, а также открытой пористости. По результатам исследования весь разрез скважины можно условно разделить на два интервала, в каждом из которых наблюдается устойчивое изменение значений плотностей в зависимости от типа насыщающего флюида (рис. 1).

В первом (I) интервале (2164,4-2169,1 м) значения объемной плотности, определенные на горных породах по гелию и по керосину практически совпадают, в то время как значения минералогической плотности существенно различаются. Это объясняется тем, что данный интервал представлен, так называемой, баженовской «матрицей» [1] – однородными битуминозными аргиллитами с высоким содержанием керогена ($\rho_{мин}=2,30 \pm 0,03$ г/см³), в которых пустотное пространство представлено только «керогеновой» [1] и матричной пористостью между отдельными минералами. В связи с этим открытая пористость по гелию выше, чем пористость по керосину (практически нулевые значения). Проницаемость горных пород, входящих в первый интервал изменяется в узком диапазоне и составляет в среднем $3,5 \cdot 10^{-7}$ мД.

Во втором (II) интервале (2169,1-2175,0 м) наблюдается обратная картина: значения минералогической плотности, определенные на горных породах по гелию и по керосину практически совпадают, в то время как значения объемной плотности существенно различаются. Однако сохраняется тенденция изменения значений объемной плотности в зависимости от типа насыщающего флюида: самое высокое значение при насыщении гелием, самое низкое – минерализованной водой. Кроме того, значения открытой пористости по керосину выше, чем пористость по гелию, что явно указывает на некорректное определение пустотного пространства. Анализируя все вышесказанное можно сделать вывод, что объемную плотность необходимо определять методом жидкостенасыщения, используя минерализованную воду, так как данный тип флюида не смачивает поверхность гидрофобных отложений баженовской свиты и позволяет более точно определить объем раздробленного образца. Минералогическую плотность необходимо измерять газоволюметрическим методом, так как гелий обладает самой высокой проникающей способностью и позволяет определить матричную и «керогеновую» пористость. Поэтому для расчета открытой пористости в работе предложено использовать значения объемной плотности полученной при насыщении водой и значения минералогической плотности, полученной по гелию (рис. 1, «смешанный»).

Анализируя ФЕС горных пород, входящих во второй интервал, можно выделить два пропластка, характеризующихся повышенными значениями открытой пористости от 5,2 % до 8,6 %

и проницаемости от $3,7 \cdot 10^{-5}$ мД до $4,7 \cdot 10^{-4}$ мД. Кроме того, по данным описания керна, данные пропластки представлены коричневыми аргиллитами с выпотами и запахом нефти, что в совокупности может указывать на зоны улучшенных коллекторов в разрезе исследуемой скважины.

Таким образом, в работе показана сходимость результатов определения объемной и минералогической плотности газоволюметрическим и модифицированным методом жидкостенасыщения, что указывает на правомерность использования данных методов для определения открытой пористости на раздробленном керне. Также даны методические рекомендации по определению открытой пористости, что в конечном счете позволяет более корректно определять значения пустотного пространства литологически неоднородных отложений баженовской свиты. Применение метода GRI позволяет более детально расчленить отложения БС в зависимости от распределения плотности пород с глубиной, а также выделить зоны улучшенных коллекторских свойств пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Лазеев А.Н. Основные проблемы изучения отложений баженовской свиты / А.Н. Лазеев, А.С. Кашик, С.И. Билибин, Л.В. Валова, Г.А. Калмыков, С.И. Бачин, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Е.А. Юканова // Геофизика. – 2015. – №3. – С. 2 – 4.
2. Guidry K. Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs / K. Guidry, D.L. Luffel, J. Curtis // Gas Research Institute Final report. GRI-95/0496. – Des Plaines, 1995. – P. 1 – 49.
3. Горшков А.М. Некоторые аспекты разработки методики лабораторной оценки петрофизических свойств ультранизкопроницаемых коллекторов отложений баженовской свиты / А.М. Горшков; науч. рук. А.Г. Скрипкин, И.В. Гончаров // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск, 2015. – Т. 2. – С. 66–70.
4. ГОСТ 26450.1–85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости методом жидкостенасыщения.
5. Luffel D.L. Matrix Permeability Measurement of Gas Productive Shales / D.L. Luffel, C.W. Hopkins, P.D. Schettler Jr. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 1993. – P. 261–270.

УТОЧНЕНИЕ СТРОЕНИЯ МАЛЫШЕВСКОГО ГОРИЗОНТА ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ 3D. ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ

Гусакова Наталья Александровна

*Акционерное общество "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья" (АО "СНИИГГиМС"), г.Новосибирск, Россия, студент,
Gusakova@sniiggims.ru*

Малышевский горизонт является регионально нефтеносным, в то же время сложность его опосредования и разведки заключается в «мозаичной» нефтенасыщенности, что связано со сложным распределением коллекторов. Несмотря на большое количество накопленных к настоящему времени материалов, остается еще много неизученных вопросов, связанных со строением и формированием комплекса среднеюрских отложений. Для изучения особенностей строения отложений необходимо использовать комплекс методов: данные бурения (керна, ГИС) и сейсморазведки. Проанализировав форму каротажных кривых, палеорельеф и распределение сейсмофаций в плане, можно реконструировать обстановки седиментации отложений малышевского горизонта. И, в соответствии с ними, выполнить прогноз распространения коллекторов по площади.

Ключевые слова: среднеюрские отложения, тюменская свита, малышевский горизонт, сейсмогеологический разрез.

REFINEMENT OF THE MALYSHEV FORMATION STRUCTURE IN THE TOMSK REGION BY THE 3D SEISMIC DATA

Gusakova Natalya Alexandrovna

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, student, Gusakova@sniiggims.ru

Malyshev formation is regionally oil-bearing formation. Complexity of its study is related to mosaic location of oil reservoirs. Despite of the big amount of data there are many questions about structure and genetic of middle Jurassic sediments. To study the features of this sediments it is necessary to use a set of methods including drilling data (log data and core) and seismic methods. We show that complex analysis of log data, paleotopography and seismic facies distribution can give reconstruction of sedimentation conditions of the Malyshev formation. This information helps to make reservoir distribution forecast.

Keywords: Middle Jurassic, Tyumen suite, Malyshev Horizon, seismic-geological section.

Горизонт Ю2-4 (малышевский) является регионально нефтеносным, в то же время сложность его опосредования и разведки заключается в «мозаичной» нефтенасыщенности, что связано, большей частью, со сложным распределением коллекторов.

Несмотря на большое количество накопленного к настоящему времени материала по геологии, тектонике и литологии, распределению основных продуктивных пластов, остается еще много неизученных вопросов, связанных со строением и формированием комплекса среднеюрских отложений [1].

В Обь-Тазовской области, к которой относится изучаемая территория, в батский век осадки накапливались в переходных от морских к континентальным условиях [2]. В некоторых скважинах на изучаемой территории было выполнено седиментологическое описание керна и сделан вывод, что, в среднеюрское время исследуемая территория представляла собой слаборасчлененную прибрежно-морскую равнину.

Для изучения особенностей строения отложений необходимо использовать комплекс методов: данные бурения (керна, ГИС) и сейсморазведки.

Восстановить обстановки седиментации возможно применяя методы седиментологического описания керна и детальный анализ шлифов. Но, зачастую эти данные отсутствуют и тогда используются материалы ГИС. В первую очередь, это форма кривой ПС (при соблюдении определенных условий). А для того, чтобы построить карты, т.е. спрогнозировать распределение свойств отложений в межскважинном пространстве используются данные сейсморазведки.

Анализ данных сейсморазведки с целью прогнозирования свойств отложений в межскважинном пространстве включает в себя два основных подхода: кинематический и динамический анализ. Кинематический анализ - это, большей частью, анализ толщин и, соответственно, палеорельефа. Как известно, рельеф оказывает доминирующее влияние на накопление отложений. Но проблема в том, что восстановить истинный палеорельеф на момент формирования отложений мы не можем. На современную толщину отложений влияют такие факторы как скорость седиментации, коэффициент уплотнения осадков, скорость их размыва и прочее. Тем не менее, для региональных построений кинематический анализ работает очень хорошо. Но когда нужны более детальные исследования, то необходимо применять и динамический анализ сейсмической записи. Динамический анализ наиболее корректно работает на данных сейсморазведки в модификации 3D. Динамические характеристики волнового поля описывают форму сигнала, его частоту, амплитуду. И так как отражения формируются от определенных геологических пластов, то они так же, как и каротажные кривые отражают свойства этих отложений [3].

Установление фациальной природы пластов позволяет осуществить прогноз их пространственного размещения, положения границ глинизации и изменения коллекторских свойств.

Для картирования особенностей строения пласта Ю2 в межскважинном пространстве был проведен как кинематический, так и динамический анализы сейсмического материала в интервале, соответствующем залеганию пласта.

В волновом поле сейсмических разрезов кровле тюменской свиты соответствует отрицательный экстремум Iб, который характеризуется сложной формой и не выдержанными по площади динамическими характеристиками [4].

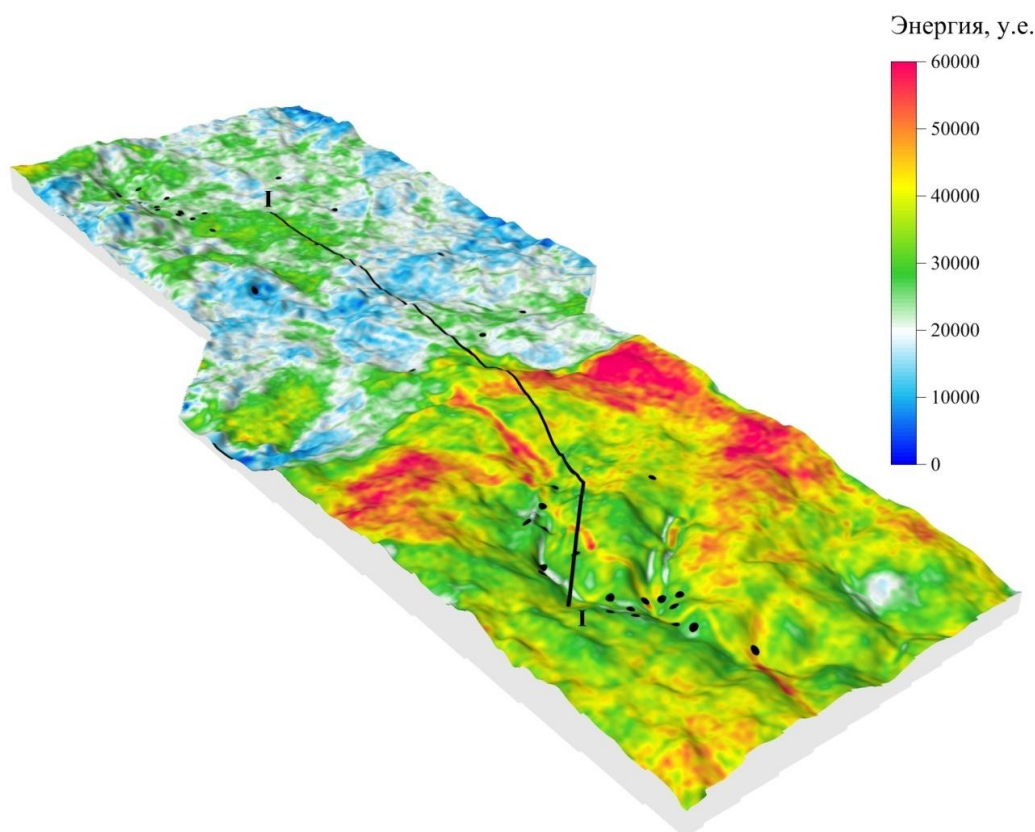


Рисунок 1 – Карта, отображающая строение батского горизонта. Распределение энергии сейсмической записи на палеорельефе

Исследуемая территория разделяется на две области: северную и южную. Для южной области характерно уменьшение толщин юрских отложений (палеоподнятия) и динамически выраженная отрицательная фаза. В северной части толщина юрских отложений увеличивается и резко падает энергетическая составляющая отраженных волн в интервале, соответствующем

залеганию отложений малышевского горизонта. В северной части выполнить фазовую корреляцию ОГ I^б практически невозможно.

По форме каротажных диаграмм видно, что в южной части в малышевском горизонте присутствует больше углей. Именно они создают контрастные акустические границы. По-видимому, это были лагунные, периодически заливаемые морем. Неплохо выделяются сейсмические аномалии типа "русло", которые не вскрыла ни одна скважина. Хорошие коллектора в южной области практически отсутствуют.

В северной части господствовали более глубоководные обстановки седиментации. Идет увеличение толщин, причем на вертикальных сечениях куба хорошо выделяются наклонные непротяженные отражающие площадки. Обычно такая картина волнового поля соответствует латеральному наращиванию разреза. Углей становится значительно меньше и больше песчаников. Углистые пропластки либо уменьшаются по мощности, либо замещаются на углистые аргиллиты. В соответствии с распределением сейсмофаций в плане и формой каротажных диаграмм можно предположить, что северная область в батский век представляла собой авандельтовый комплекс.

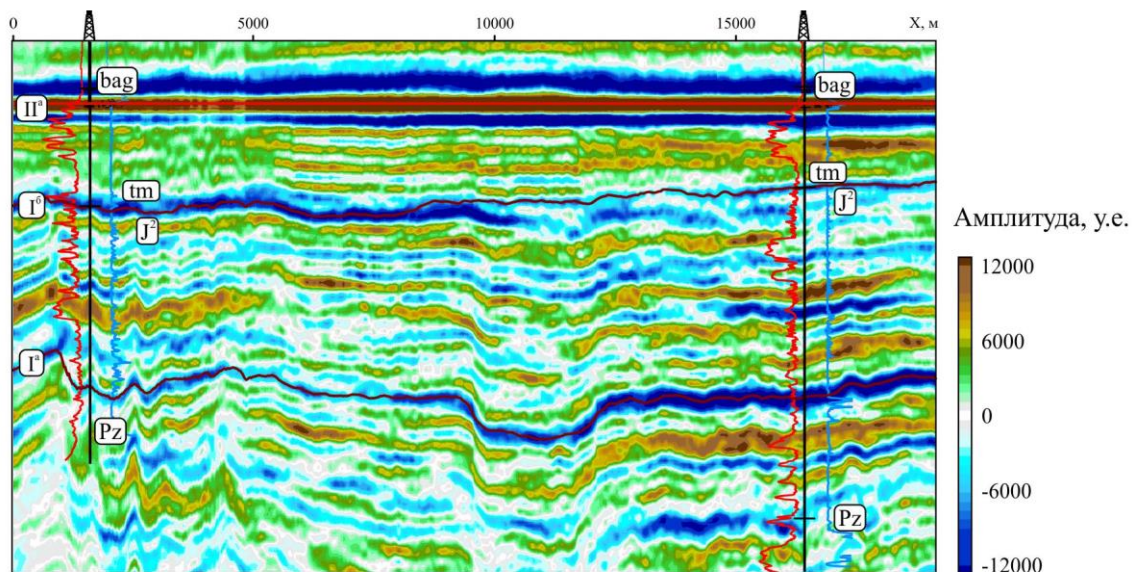


Рисунок 2 – Вертикальное сечение куба амплитуд по линии I - I

Таким образом, внимательно анализируя форму каротажных кривых, палеорельеф и распределение сейсмофаций в плане, можно реконструировать обстановки седиментации отложений малышевского горизонта. И, в соответствии с ними, выполнить прогноз распространения коллекторов по площади.

Выражаю благодарность за помощь в написании работы своим коллегам и руководителям: Котовой С.В., Ухловой Г.Д., Шапориной М.Н.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Карташов А.А. Геологическое строение и нефтегазоносность батского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья (Западная Сибирь) // Автореферат диссертации канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, ОИГГМ СО РАН, 2004.
2. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии) / Алексеев В.П. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.
3. Ухлова Г.Д. Сейсмофациальный анализ и возможности прогнозирования литотипов пород по данным сейсморазведки / Ухлова Г.Д., Соломатин В.В., Штифанова Л.И. и др. // VII Всероссийское литологическое совещание "Осадочные бассейны, седиментационные процессы в геологической истории". - Новосибирск, СО РАН. - 2013.

4. Котова С.В. Использование современных возможностей сейсморазведки МОГТ 3D для создания детальной геологической модели строения верхнеюрских отложений / Котова С.В., Ухлова Г.Д., Любутина Е.В., Соломатин В.В. // Шестая международная научно-парктическая конференция ЕАГЕ “Геокрым” - 2016. – Алушта, 2016.

МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КРАПИВИНСКО-МОИСЕВСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ ПО МАТЕРИАЛАМ 2D-3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

Гусева Софья Михайловна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, аспирант, sofya.guseva@ya.ru

Калинин Александр Юрьевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, к.г.-м.н., KalininAY@ipgg.sbras.ru

Территория исследования в административном отношении располагается в Томской области в Каймысовской нефтегазонасной области на юге Западной Сибири. Юрский и неокомский этапы развития являются основными для формирования локальных структур в рельефе подошвы баженовской свиты на данной территории. В мезозое и кайнозое происходили принципиально разные региональные тектонические движения. В мезозое тенденцию к росту испытывала северо-западная часть исследуемой территории. В кайнозое тенденцию к росту испытывали юго-восточные, приближенные к обрамлению Западной Сибири, районы и территория погружалась в северо-западном направлении. На территории Крапивинской структуры были выделены два нефтяных объекта в песчаных пластах надугольной и подугольной пачек, которые имеют сложное блоковое строение с гидродинамически несвязанными залежами. Уровень водонефтяного контакта (ВНК) для залежей в надугольной пачке изменяется от -2623 м до -2555 м, в подугольной от -2640 м до -2540 м. Максимальный перепад уровня ВНК достигает 100 метров.

Ключевые слова: Крапивинско-Моисеевская зона нефтенакопления, сейсмогеологическая модель, верхнеюрские отложения, тектоника, структура, ловушка, залежь, месторождение.

SEISMOGEOLOGICAL MODEL OF KRAPIVINSKY OIL DEPOSIT BASED ON MATERIALS OF 2D-3D SEISMIC EXPLORATION AND DEEP DRILLING

Guseva Sofya Mihailovna

Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk, Novosibirsk, Russia, Ph.D. student, sofya.guseva@ya.ru

Kalinin Alexander Yurievich

Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, research officer, KalininAY@ipgg.sbras.ru

The research territory is administratively concerned in the Tomsk Region in the Kaimysovskoye oil and gas province in the south of Western Siberia. The Jurassic and Neocomian stages of development are the main ones for the formation of local structures in the relief of the bottom of the Bazhenov formation in the given territory. In the Mesozoic and Cenozoic, there were basically different regional tectonic movements. In the Mesozoic, the northwestern part of the investigated territory experienced a growing tendency. In the Cenozoic, the south-east, close to the setting of Western Siberia, was experiencing a growth trend, and the area was submerged in the north-west direction. Two oil objects were identified in the Krapivinskaya structure in sandy strata of a coal-overlying and subgonal packs, which have a complex block structure with hydrodynamically unconnected deposits. The level of oil-water contact (OWC) for deposits in the coal-overlying pack varies from -2623 m to -2555 m, in the subgonal from -2640 m to -2540 m. The maximum difference in the OWC reaches 100 meters.

Keywords: Krapivinsko-Moiseivskaya oil accumulation area, seismogeological model, upper jurassic deposits, tectonics, structure, trap, pool, field.

Территория исследования в административном отношении располагается в Томской области в Каймысовской нефтегазонасной области на юге Западной Сибири. В этом районе сейсморазведочные работы МОГТ проводятся с 1979 г. На данный момент здесь пробурено более 200 разведочных и поисково-оценочных скважин и отработано около 12000 км сейсмических профилей МОГТ 2D; сейсморазведкой 3D покрыто Крапивинское нефтяное месторождение [1].

Томская область является крупным центром нефтедобычи на юге Западной Сибири, в котором за последние десятилетия открыто более 100 месторождений нефти и газа. В настоящее время вероятность открытия залежей углеводородов, приуроченных к традиционным поисковым объектам, уменьшается с каждым годом. Учитывая степень современной геолого-геофизической изученности Томской области, актуальность приобретает поиск сложнопостроенных нефтеперспективных объектов.

Крапивинско-Моисеевская зона нефтенакпления, согласно последним исследованиям, является классической зоной развития тектонически экранированных залежей углеводородов. Разработанные методические приемы для оценки перспектив нефтегазоносности этой территории могут быть применимы в других, в том числе менее изученных, районах на юго-востоке Западной Сибири с целью открытия новых месторождений, воспроизводства и наращивания минерально-сырьевой базы России.

В тектоническом отношении территория исследования находится в зоне сочленения Верхневасюганской антиклизы и Нюрольско-Колтогорского желоба и осложнена структурами третьего порядка, такими как Крапивинско-Моисеевское и Игольско-Таловое к.п., Осевой прогиб и Кулан-Игайская впадина.

Нефтепроявления в Крапивинско-Моисеевской зоне нефтенакпления связаны с верхнеюрскими отложениями. Они входят в состав келловей-волжского комплекса пород и представлены васюганской, георгиевской и баженовской свитами.

Верхнеюрские отложения на данной территории относятся к Пурпейско-Васюганскому району Обь-Ленской фациальной области (ФО). Обь-Ленская ФО является областью морского седиментогенеза.

Васюганская свита по литологическому составу разделена на верхневасюганскую и нижневасюганскую подсвиты.

Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно темно-серыми аргиллитами и глинами, тонкоотмученными, с немногочисленными прослоями маломощных песчаников и алевролитов.

Горизонт Ю₁, он же, верхневасюганская подсвита, сложен песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов и углей. Он разделен на три толщи (сверху вниз): надугольную, межугольную и подугольную [2,3,4].

Подугольная пачка включает в себя латерально развитые регрессивные песчаные пласты Ю₁³, Ю₁⁴. Эти песчаные пласты получили плащеобразное распространение, на территории исследования формирует единую песчаную толщу, индексируемую как Ю₁³⁻⁴ [4].

Межугольная пачка представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников континентального генезиса. Главной характеристикой толщи является ее высокая угленосность, обусловленная наличием в разрезе углистого детрита, линз и прослоев углей [4].

Надугольная толща объединяет трансгрессивные песчаные пласты Ю₁¹, Ю₁². Она залегает в кровле верхневасюганской подсвиты.

Георгиевская свита залегает между васюганской и баженовской свитами. Она сложена темно-серыми до черных, аргиллитоподобными глинами, тонкоотмученными, содержащими различное количество алевролитового материала и редкие зерна глауконита, а также с включением фауны [2]. На участках ряда сводов свита отсутствует в разрезе. Глинистые морские образования георгиевской свиты выделяются в юрском разрезе по значениям естественной гамма-активности [4].

Баженовская свита согласно перекрывает аргиллиты георгиевской свиты и состоит из карбонатно-кремнисто-глинистых пород, с прослоями листоватых разностей, радиоляритов, глинистых известняков, иногда в основании находятся глаукониты [2]. Баженовская свита обогащена органическим веществом и является основной нефтепроизводящей толщей в осадочном чехле Западной Сибири. Среднее содержание C_{орг} в этих породах составляет 5 – 12 %. В Нюрольской депрессии отложения баженовской свиты находятся в главной зоне нефтеобразования и отвечают градации катагенеза МК₁¹—МК₁². Высокий генерационный потенциал баженовских пород объясняется очень высокой обогащенностью их морским сапропелевым органическим веществом [1, 5]. Также она выполняет роль флюидоупора для верхнеюрских залежей. В восточном направлении битуминозная формация замещается менее глубоководными темно-серыми аргиллитами марьяновской свиты сероцветной субформации [4].

Залежи нефти приурочены к песчаным пластам горизонта Ю₁. Они перекрываются битуминозными породами баженовской свиты, которая выполняет роль региональной покрывки.

В работе подробно было рассмотрено геологическое строение и нефтегазоносность Крапивинского месторождения.

Крапивинское месторождение располагается в Томской области и относится к Каймысовскому нефтегазоносному району. Оно было открыто в 1984 г. Месторождение приурочено к одноименной структуре, осложняющей западную часть Моисеевского куполовидного поднятия, расположенного в юго-восточной части Каймысовского свода. По запасам месторождение относится к разряду крупных согласно временной классификации 2001 г [6].

Крапивинское месторождение является нефтяным. Залежи нефти Крапивинского месторождения приурочены к песчаным пластам верхневасюганской подсвиты. А именно к пластам Ю₁² и Ю₁³. Пласт Ю₁³ является основным продуктивным объектом

Крапивинское месторождение характеризуется сложным строением, и контролируется в разных частях месторождения водонефтяными контактами, расположенными на разных гипсометрических уровнях. И.А. Иванов объясняет эти особенности строения месторождения превышением капиллярных сил в системе порода-вода-нефть над силами, (высота нефтяной залежи) обеспечивающими миграцию нефти при заполнении ловушки [6].

Существуют и альтернативные модели строения Крапивинского месторождения, например, блокового строения. В такой модели роль дизъюнктивные нарушения выполняют роль тектонических экранов, которые с участием литологических экранов делят пласт Ю₁³ на зоны нефтенасыщенные и водонасыщенные.

Фактическим материалом для работы послужили данные 57 глубоких скважин, сейсмические профили МОГТ 2D общей протяженностью 2234 км и 3D сейсморазведка площадью 370 км². На основе которого был создан банк данных геолого-геофизических материалов, после чего был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете «W-Seis», осуществлены выбор и корреляция реперных горизонтов. Автором был выполнен структурный и палеоструктурный анализы Крапивинско-Моисеевской зоны нефтенакопления, а также восстановлена история тектонического развития; выделены на временных разрезах разрывные нарушения и прослежены по латерали; выполнена интерпретация данных ГИС и построены корреляционные схемы по Крапивинскому месторождению; создан банк стратиграфических разбивок верхнеюрских отложений; определены эффективные толщины подугольной и надугольной пачек; построены карты распределения углеводородов в песчаных пластах надугольной и подугольной пачек, уточнены модели залежей.

На основе палеоструктурного и палестектонического анализов было установлено, что юрский и неокомский являются важнейшими этапами формирования локальных структур в рельефе подошвы баженовской свиты

На исследуемой территории в мезозойское и кайнозойское время действовали принципиально разные региональные тектонические движения. В мезозое тенденцию к относительному росту испытывал Каймысовский свод, расположенный в северо-западной части исследуемой территории, а эпицентр прогибания располагался в Нюрольской мегавпадине, расаположенной на востоке и юго-востоке. В кайнозое тенденцию к относительному росту испытывали юго-восточные районы, приближенные к обрамлению Западной Сибири, и территория погружалась в северо-западном направлении.

В пределах Крапивинской структуры были выделены два нефтяных объекта в песчаных пластах надугольной и подугольной пачек, которые имеют сложное блоковое строение с гидродинамически несвязанными залежами. Уровень ВНК для залежей в надугольной пачки изменяется от -2623 м до -2555 м, в подугольной от -2640 м до -2540 м. Максимальный перепад уровня ВНК достигает 100 метров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович В.А. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины / В.А. Конторович, М.В. Соловьев, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин // Геология и геофизика. – 2011. – Т.52. – №8. С. 1075 – 1091.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири,

- Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3 на 31 листе.
3. Шурыгин Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н.Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятое, 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.
 4. Даненберг Е.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) / Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
 5. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
 6. Иванов И.А. Месторождения нефти и газа Томской области. Томск-Новосибирск, 2002. 254 с.

АРОМАТИЧЕСКИЕ СТЕРАНЫ В НЕФТЯХ И БИТУМОИДАХ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

Деревесникова Александра Анатольевна

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия, студент, alexder15@mail.ru

В данной работе проводился поиск и идентификация моно- и триароматических стеранов в образцах нефти и битумоида, отобранных на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, анализ полученных данных, а также обзор условий их формирования в процессе диагенеза.

Ключевые слова: нефть, моноароматические стераны, триароматические стераны, доманиковые отложения, битумоид.

AROMATIC STERANES IN UPPER DEVONIAN OILS AND BITUMOIDS OF TIMAN-PECHORA BASIN

Derevesnikova Alexandra Anatolyevna

Federal state budgetary institution of science the institute of geology named after N. P. Yushkin of the Komi science center of the Ural branch of Russian academy of sciences, Syktuykar, Russia, student, alexder15@mail.ru

This work represents the search for and identification of mono- and triaromatic steranes in oil and bitumoid samples taken in the territory of Timan-Pechora oil and gas province, the analysis of the obtained data, as well as the overview of their formation conditions during the diagenesis process.

Keywords: oil, monoaromatic steranes, triaromatic steranes, domanik deposits, bitumoid.

Углеводороды биомаркеры стеранового типа строения давно доказали свой потенциал в качестве геохимических параметров [1]. В нефтях и битумоидах пород соединения этой структуры представлены насыщенными, моно- и триароматическими углеводородами и ассоциируются с серией комплексных превращений, происходящих во время диагенеза и катагенеза. Все эти соединения являются биологическими маркерами (хемофоссилиями) и отражают основные особенности состава и распределения концентрации исходных биологических молекул. Благодаря взаимосвязи между составом исходного биоорганического вещества, условиям его превращения в нефтяные углеводороды, а также разнообразию углеводородов стеранового строения появилась возможность использовать эти соединения для исследования процессов нефтеобразования [2].

Превращения стеранов на ранней стадии диагенеза регулируется соответствующими условиями окружающей среды: температурой, наличием микробиальной активности и катализаторов, окислительно/восстановительным потенциалом. Дальнейшие катагенетические превращения происходят под влиянием физико-химических условий, главным из которых является повышение температуры, вызывающее в свою очередь полную ароматизацию и изомеризацию стеранов [3]. Предполагается, что на этом этапе происходит трансформация в более стабильную форму, поэтому совместное присутствие стеранов и их промежуточных диагенетических продуктов может наблюдаться только в незрелых осадках [4].

Точный предшественник и механизм образования моноароматических стеранов пока неизвестен, полагают, что в качестве прекурсора мог выступать некий диен [5]. Ввиду небольших концентраций С-моноароматических стеранов в нефтях и битумоидах, а так же тот факт, что некоторые гомологи соэлюируются в процессе разделения на хроматографической колонке процесс расшифровки становится весьма затруднительным (рис. 1 (а), (б)), что нельзя сказать о триароматических стеранах, состав которых значительно проще (рис. 1 (в), (г)). Идентификация моноароматических и триароматических стеранов проводилась с учетом известных данных о порядке элюирования и значениям молекулярных ионов, приведенных в литературе [1, 6]. Происхождение триароматических стеранов подробно рассматривалось в работе Колесникова с соавторами [2].

По ряду биомаркерных показателей ряд нефтей верхнего девона Тимано-Печорского бассейна уверенно коррелирует с органическим веществом доманиковых отложений позднего девона [7]. В рассмотренных образцах нефти, генетически связанных с домаником: Пашнинское,

Западно-Тэбукское, Аресское и Северо-Израильское месторождения [7] наблюдается схожее распределение триароматических стеранов. Среди высших гомологов (C26-C28) выявлено явное преобладание стигмастана C28 (20R и 20S изомеры). Нефти Пашнинского и Аресского месторождений характеризуются высокими содержаниями триароматических стеранов C20-C21 (ТА(I)) по сравнению со стеранами состава C26-C28 (ТА(II)). Все исследованные нефти характеризуются малыми концентрациями моноароматических стеранов, тем не менее идентификацию наиболее интенсивных пиков все-таки возможно провести, максимум интенсивности приходится на сумму изомеров (C28+C29).

Для анализа были отобраны 2 образца битумоида из отложений доманика (скв. Харьгинская-3, Верхне-Колвинская-64). Анализ показал, что распределение моно- и триароматических стеранов в битумоиде доманиковых отложений и нефтях образованных органическим веществом доманика близко между собой. Отличия, заключающиеся в преобладании ТА(I) относительно ТА(II) объясняются вариативностью термического созревания нефтей и органического вещества пород верхнего девона Тимано-Печорского бассейна.

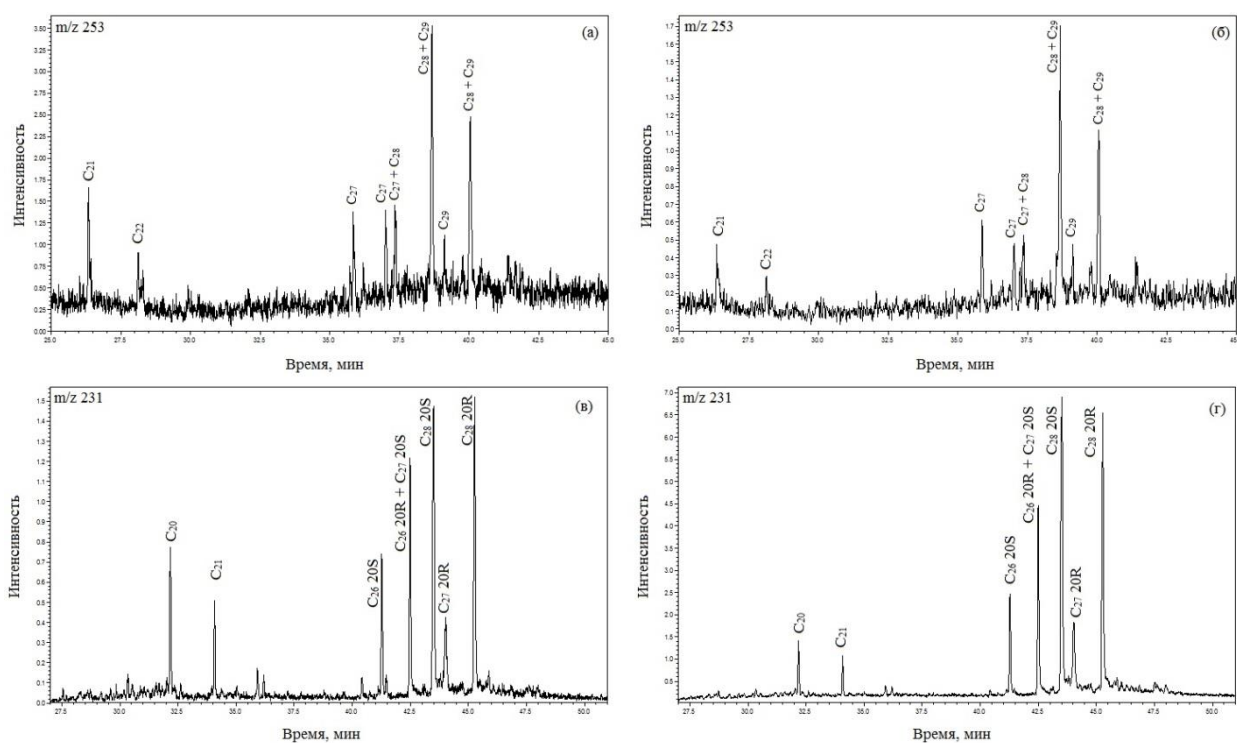


Рисунок 1 – Хроматограммы ароматических фракций, построенные по: 1) m/z 253 характерным для моноароматических стеранов, выделенных из (а) битумоида D3dm скважины 64-Верхне-Колвинская; (б) нефти Северо-Израильского месторождения; 2) m/z 231, характерным для триароматических стеранов, выделенных из (в) битумоида D3dm скважины 64-Верхне-Колвинская, (г) нефти Северо-Израильского месторождения.

Работа выполнена при поддержке программ УрО РАН 15-18-5-42 и 15-11-5-29 с использованием оборудования ЦКП «Геонаука».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Riolo J. Distribution of aromatic steroids in geological samples: Their evaluation as geochemical parameters / J. Riolo, G. Hussler, P. Albrecht, J. Connan // *Org. Geochem.* – 1986. – V.10. – P. 981–990.
2. Колесников А.Ю. Нефтяные углеводороды стероидного типа с тремя ароматическими кольцами / А.Ю. Колесников, И.А. Матвеева, Ал.А. Петров // *Нефтехимия.* – 1988. – Т.28. – №3. – С.303.

3. Melendesz I. Exceptional preservation of palaeozoic steroids in a diagenetic continuum / I. Melendesz, K. Grice, L. Schwark // *Scientific reports*. – 2013. – P.1–6.
4. Mackenzie A.S. Chemical fossils: the geological fate of steroids / A.S. Mackenzie, S.C. Brassell S, G. Eglinton, J.R. Maxwell // *Science*. – 1982. – V.217. – P.491–504.
5. Brassell S.C. Isomerisation, rearrangement and aromatisation of steroids in distinguishing early stages of diagenesis / S.C. Brassell, J. McEvoy, C.F. Hoffmann, N.A. Lamb, T.M. Peakman, J.R. Maxwell // *Org. Geochem.* – 1984. – V.6. –P.11–23.
6. Peters K.E. *The Biomarker Guide*, second ed. / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan Cambridge University Press, Cambridge, 2005. – 1155 p.
7. Бушнев Д.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, А.А. Деревесникова // *Геология и геофизика*. – 2017. –Т. 58.

ОЦЕНКА МАСШТАБОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ КОМПЛЕКСАХ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Дешин Алексей Андреевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Для нефтегазопроизводящих толщ верхней-средней юры севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на основе историко-генетического (бассейнового) подхода реконструированы масштабы генерации углеводородов. Средняя плотность генерации углеводородов в баженовском горизонте составила для жидких 530 тыс.т./км², для газообразных 60 тыс.т./км². Средняя плотность генерации углеводородов в мальшевском горизонте равна для жидких 640 тыс.т./км², для газообразных 310 тыс.т./км².

Ключевые слова: бассейновое моделирование, нефтегазопроизводящие комплексы, баженовский горизонт, мальшевский горизонт, Западная Сибирь.

ESTIMATION OF HYDROCARBON GENERATION VOLUME IN MIDDLE-UPPER JURASSIC SOURCE ROCKS IN THE NORTH OF WEST SIBERIAN

Deshin Aleksey A.

Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk, Novosibirsk, Russia, research assistant, DeshinAA@ipgg.sbras.ru

For the Upper – Middle Jurassic oil and gas source rocks in the North of the West Siberian petroleum basin oil and gas generation volumes have been reconstructed using the historic-genetic (basin) approach. Average generation density of hydrocarbons in Bazhenov horizon is 530 thousand tons/km² for liquid and 60 thousand tons/km² for gaseous. Average generation density of hydrocarbons in Malyshev horizon equals 650 thousand tons/km² for liquid and 310 thousand tons/km² for gaseous.

Keywords: basin modeling, source rocks, Bazhenov horizon, Malyshev horizon, West Siberia.

Территория исследований охватывает Ямальскую, Гыданскую и западные районы Енисей-Хатангской НГО. В тектоническом отношении территория исследования с севера ограничена Южно-Карской мегавпадиной, и Южно-Карской мегаседловиной, с востока – Агапско-Енисейским желобом, с юга – Мессояхской наклонной грядой и находится в пределах Антипаютинско-Гадебяхинской мегасинеклизы (рис. 1). Стратиграфический разрез платформенного осадочного чехла на территории исследований начинается с отложений триаса, а заканчивается четвертичными осадками и местами достигает 7-8 км [1, 10, 14].

Объектами исследований являлись потенциально нефтегазопроизводящие породы мальшевского горизонта средней юры и баженовского горизонта верхней юры.

Мальшевский горизонт представлен одноимённой свитой. Отложения горизонта накапливались в конце байосского и батское время в условиях интенсивного поступления глинистого материала, постепенной, но неравномерной трансгрессии [6, 14].

Баженовский горизонт на территории исследования представлен абалакской и баженовской, а на востоке гольчихинской свитами. Отложения баженовского горизонта накапливались в условиях максимума обширной позднеюрской трансгрессии. В киммердж-волжское время в центральной и западной территории исследований накапливались в значительной мере обогащенные углеродом кремнисто-глинистые осадки баженовской свиты, а на северо-восточной периферии бассейна глинистые отложения гольчихинской свиты [7, 8, 9].

Фактические данные, использовавшиеся в работе, включали литостратиграфические характеристики разрезов скважин, данные современной и палеотермометрии (отражательная способность витринита R^o), геохимические и пиролитические характеристики рассеянного органического вещества (современное содержание органического углерода в породах - C_{орг}, температура второго пиролитического максимума – T_{max}, текущий водородный индекс – HI). Отсутствующие данные дополнялись по результатам региональных построений [3].

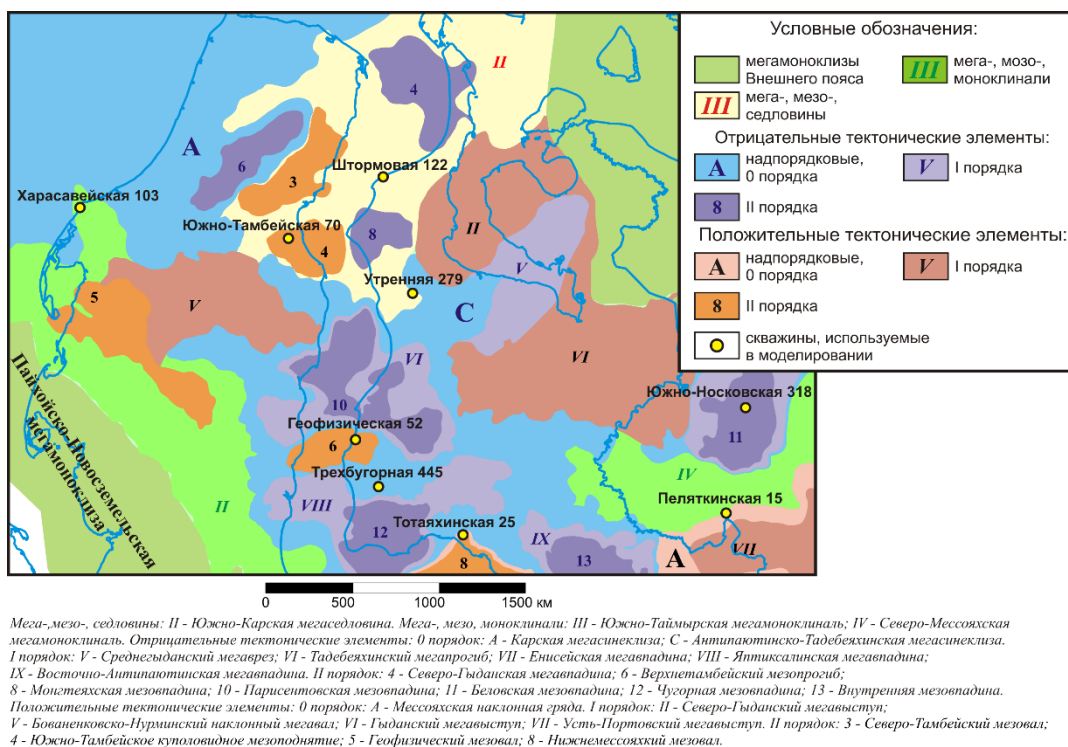


Рисунок 1 – Фрагмент тектонической карты территории исследования [10]

Содержание органического углерода в глинистых прослоях малышевского горизонта достигает 2.2 % в наиболее погруженных областях. Толщина отложений горизонта в исследуемых скважинах изменяется от 80 до 300 метров. Значение водородного индекса достигает 148 мг УВ/г $C_{орг}$. Среднее значение T_{max} – 452 °С [2].

Современное содержание органического углерода в глинистых фациях баженовского горизонта (баженовская и гольчихинская свиты) составляет в среднем 1,4 %, значение водородного индекса достигает 252 мг УВ/г $C_{орг}$ на пеляткинской площади, при среднем значении 147 мг УВ/г породы на всей исследуемой территории. Среднее значение T_{max} составляет 450 °С [3]. Толщина баженовского горизонта изменяется от первых десятков до 300 метров.

Современные методы численного моделирования развития осадочного чехла позволяют более детально реконструировать динамику преобразования органического вещества нефтегазопроизводящих толщ и выявлять временные границы реализации фаз нефтегазообразования. В настоящей работе для проведения вычислительных экспериментов использовался одномерный модуль программного комплекса Temis (разработка WeicirFranlab).

На первом этапе восстановления истории осадконакопления была построена цифровая (численная) модель территории исследования, характеризующая толщины свит, масштабы размывов и литологию отложений. В результате серии вычислительных экспериментов удалось добиться удовлетворительного соответствия расчетных и фактических значений отражательной способности витринита - R^0 .

Интервал изменения расчётной плотности теплового потока на нижней границе литосферы составил 21-36 мВт/м², в основании осадочного чехла 38-52 мВт/м².

Основными параметрами, определяющими динамику и интенсивность генерации углеводородов (УВ), являются кинетические характеристики керогена. На смешанную, природу органического вещества малышевского и баженовского горизонтов северо-востока Западной Сибири ранее неоднократно указывали многие авторы [3, 4, 5, 11, 12, 13]. Причем по комплексу органико-геохимических, биомаркерных показателей делается вывод о преобладании в породах малышевского и баженовского горизонтов террагенных керогенов. Присутствие аквагенных керогенов отмечается лишь в некоторых глинистых прослоях этих толщ [3, 4, 11, 12].

В рамках исследования было принято, что керогены нефтегазопроизводящих пород баженовского и малышевского горизонтов занимает промежуточное положение между II и III стандартными типами керогенов. Для достижения максимального соответствия результатов

вычислительных экспериментов для керогенов в баженовского и малышевского горизонтов дополнительно калибровалось значение начального водородного индекса – HI_0 .

В баженовском горизонте выделяется три очага генерации углеводородов на юге-юго-востоке территории, в северо-западной её части и на востоке. Северный очаг приурочен к Центрально-Карской мегавпадине, южный очаг в пределах Внутренней мезовпадины, а восточный приурочен к Енисейской мегавпадине (рис. 2, а). Средняя плотность генерации на территории исследования составила 530 тыс.т./км². Баженовский горизонт генерировал в основном жидкие углеводороды. Так средняя плотность генерации газообразных углеводородов составила 60 тыс.т./км².

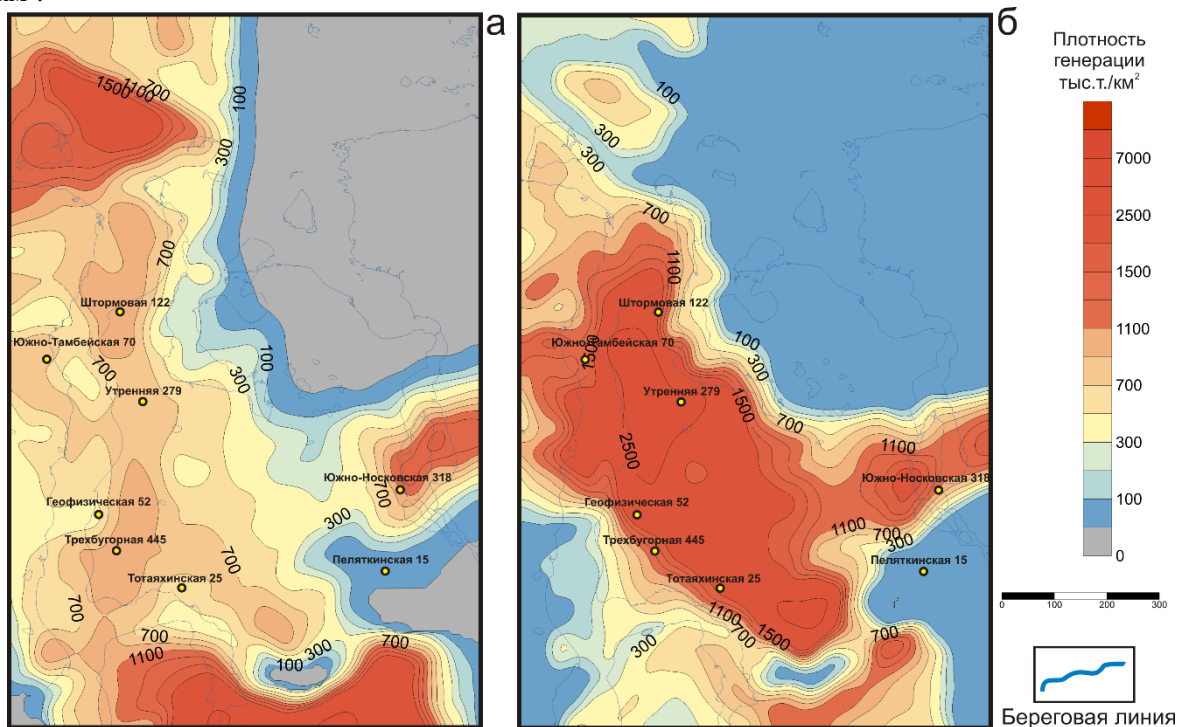


Рисунок 2 – Масштабы генерации жидких УВ в отложениях баженовского (а) и малышевского (б) горизонта

Малышевский горизонт генерировал и газообразные и жидкие углеводороды в существенных количествах. Очаг генерации жидких УВ в малышевской свите преурочен к центральной части района исследования, в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и Тадебеяхинского мегапрогиба (рис. 2, б). Средняя плотность генерации жидких УВ в пределах всей территории исследования достигает 640 тыс.т./км².

Основной очаг генерации газообразных УВ располагается в центральной части территории исследования, в пределах Тадебеяхинского мегапрогиба. В пределах территории исследования средняя плотность генерации газообразных УВ составила 310 тыс.т./км².

Результаты моделирования показали, что на территории исследования все рассматриваемы нефтегазопроизводящие толщи вошли в главную зону нефтеобразования. И генерировали существенные объемы газообразных и жидких углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., Брадучан Ю.В., Хафизов Ф.З. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2000. № 1. С. 2-13.
2. Ким Н.С. Нефтегазогенерационный потенциал юрско-нижнемеловых пород Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным пиролиза // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы I Всероссийской молодежной научно-практической конференции (Геологический полигон "Шира", Республика Хакасия, 28 июля - 4 августа 2013 г.). - Новосибирск:

НГУ, 2013. - С. 96-97

3. Ким Н.С., Родченко А.П., Органическая геохимия и нефтегазоносный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика, 2013, Т. 54, № 8, с. 1236–1252
4. 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-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика, 2013а, Т. 54, № 8, с. 1179–1226.
5. Конторович А.Э., Конторович В.А., Конторович А.А., Ершов С.В., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Грекова Л.С., Ким Н.С., Фомин М.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западных и центральных районов Енисей-Хатангского прогиба // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: Сборник материалов научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 17-21 июня 2013 г.). - СПб.: ВНИГРИ, 2013б. - С. 112-118
6. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013в, Т. 54, № 8, с. 972–1012.
7. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Казаненков В.А., Казарбин В.В., Махнева Е.Н., Ямковая Л.С. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1998, Т. 39, № 11, с. 1477–1491.
8. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири // М.: Недра, 1975. - 680 с.
9. 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
10. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11-12. С. 1832.
11. Родченко А.П., Ким Н.С., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Нефтегазогенерационный потенциал верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по данным пиролиза // Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: Сборник докладов конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ (г. Санкт-Петербург, 23-24 октября 2014 г.). - СПб.: ВНИГРИ, 2014.
12. Сафронов П.И. Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, Миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна. //Геология нефти и газа, 2011, №5, с. 48–55.
13. Филиппов Ю.А., Болдушевская Л.Н., Кринин В.А., Конторович А. А., Меленевский В.Н., Применение пиролиза для изучения катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисей-Хатангской и северо-восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика, 1999, Т. 40, № 12, с. 1837–1842.
14. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2000, 480 с.

ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО МАТЕРИАЛАМ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ ТЮМЕНСКАЯ СГ-6

Долженко Кирилл Васильевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия,
младший научный сотрудник, DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru*

Сафронов Павел Иванович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия,
младший научный сотрудник, SafronovPI@ipgg.sbras.ru*

В баженовской свите скважины Тюменская СГ-6 выделены интервалы, различающиеся по комплексу геофизических и геохимических характеристик. С учетом генезиса органического вещества выполнено моделирование процессов генерации углеводородов органическим веществом баженовской свиты.

Ключевые слова: содержание органического углерода, катагенез, пиролитические характеристики, одномерное моделирование, баженовская свита.

HISTORY OF GENERATION PROCESSES OF BAZHENOV FORMATION ORGANIC MATTER IN TUMEN SG-6 WELL

Dolzhenko Kirill V.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, junior research worker,
DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru*

Safronov Pavel I.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, junior research worker,
SafronovPI@ipgg.sbras.ru*

Intervals differing in terms of the complex of geophysical and geochemical characteristics are distinguished in the Bazhenov formation of Tyumenskaya SG-6 well. The modeling of generation processes associated with the organic matter of the Bazhenov formation is carried out taking into account the genesis of organic matter.

Keywords: organic carbon content, katagenesis, pyrolytic characteristics, one-dimensional, modeling, Bazhenov formation.

Целью исследования являлось моделирование процессов генерации углеводородов с учетом генезиса органического вещества, содержащегося в баженовской свите.

Модель мезозойско-кайнозойского разреза скважины построена на основе данных геофизического исследования скважин с использованием усредненных разбивок различных авторов [1,2]. Соотношение глинистой и песчанистой составляющих отложений оценено методом Альфа-ПС. Тепловая история отложений восстановлена на основе данных по палео- и современным температурам в скважине [3], и откалибрована с учетом изменения в разрезе значения отражательной способности витринита.

На Рисунке 1 показано разделение свиты на три интервала, обладающих различными геохимическими и геофизическими характеристиками. Для расчленения баженовской свиты выбран радиоактивный каротаж (ГК). По кривой ГК была построена пластовая модель, на которой отчетливо выделялись три интервала. Первый (№1 – 3782,7-3796,3 м) отличается максимальными средними значениями содержания органического углерода (Сорг) и водородного индекса (НІ) – 7,95% и 240,78 мгУВ/гСорг соответственно. Второй и третий интервалы (№2 – 3796,3-3810,6 м; №3 – 3810,6-3845 м) различаются показателями ГК и в меньшей степени геохимическими характеристиками: среднее Сорг – 4,04% и средний НІ – 213,4 мгУВ/гСорг для интервала №2, среднее Сорг – 4,2%, средний НІ – 205,5 мгУВ/гСорг для интервала №3. С точки зрения геохимических характеристик органического вещества их разделение можно считать условным. По опубликованным материалам [4] в баженовской свите установлено наличие аквагенного

органического вещества с примесью террагенной составляющей. Учитывая этот факт и повышенное содержание $C_{орг}$ в верхней части разреза свиты, интервалам при моделировании были присвоены II (интервал №1) и III (интервал №2 и №3) типы керогена. При построении модели использовались опубликованные пиролитические материалы [5], данные по отражательной способности витринита [5], а также современные и палеотемпературы [3] в скважине Тюменская СГ-6.

Исходное содержание органического углерода было рассчитано по формуле [6]:

$$C_{орг0} = C_{орг} / (1 - (TR * HI * 0,83 * 10^{-3})),$$

где $C_{орг0}$ – исходное содержание органического углерода (%), $C_{орг}$ – содержание органического углерода в настоящий момент (%), TR – степень трансформации (доли единицы), HI – исходный водородный индекс (мгУВ/г $C_{орг}$), 0,83 – содержание $C_{орг}$ в продуктах генерации. Параметры для интервалов указаны на Рисунке 1.

Динамика генерации углеводородов (УВ) керогеном II и III типа с учетом деления по стадиям катагенеза показана на рисунке 2. Плотность генерации углеводородов вблизи скважины составила 1571 тыс. тонн/км² для нефти и 379 млн м³/км² для газа. Наибольшее количество углеводородов было сгенерировано керогеном II типа – 74% жидких и 62% газообразных углеводородов. Максимальная интенсивность генерации углеводородов была достигнута в период 111 – 55 млн лет назад (ранний альб – ранний эоцен). В это время баженовская свита находилась в главной зоне нефтеобразования (градация катагенеза МК12).

На данный момент баженовская свита находится на градации катагенеза МК2. При этом террагенная составляющая органического вещества обладает значительным остаточным генерационным потенциалом (рис. 1). Учитывая этот факт, можно предположить, что генерация углеводородов органическим веществом баженовской свиты продолжается в настоящий момент, хотя и в заметно меньших масштабах.

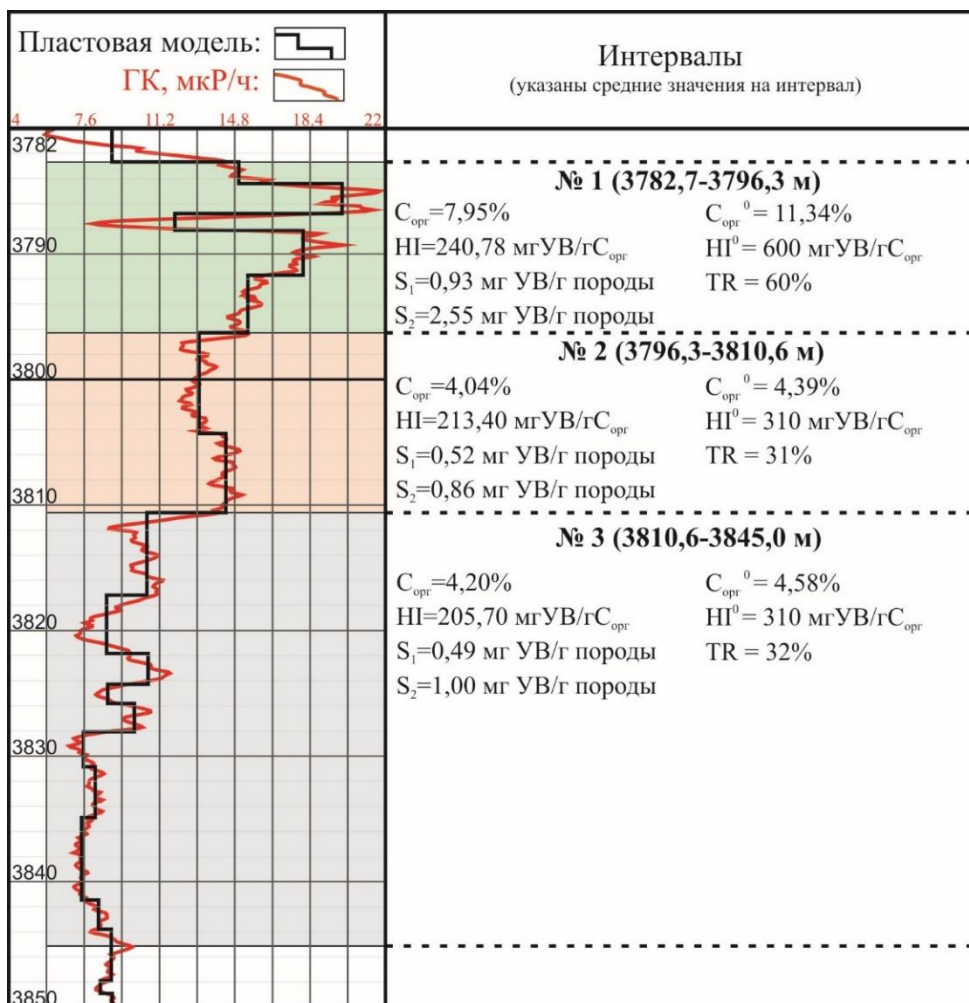


Рисунок 1 - Разделение разреза баженовской свиты на интервалы по геохимическим и геофизическим параметрам в скважине Тюменская СГ-6

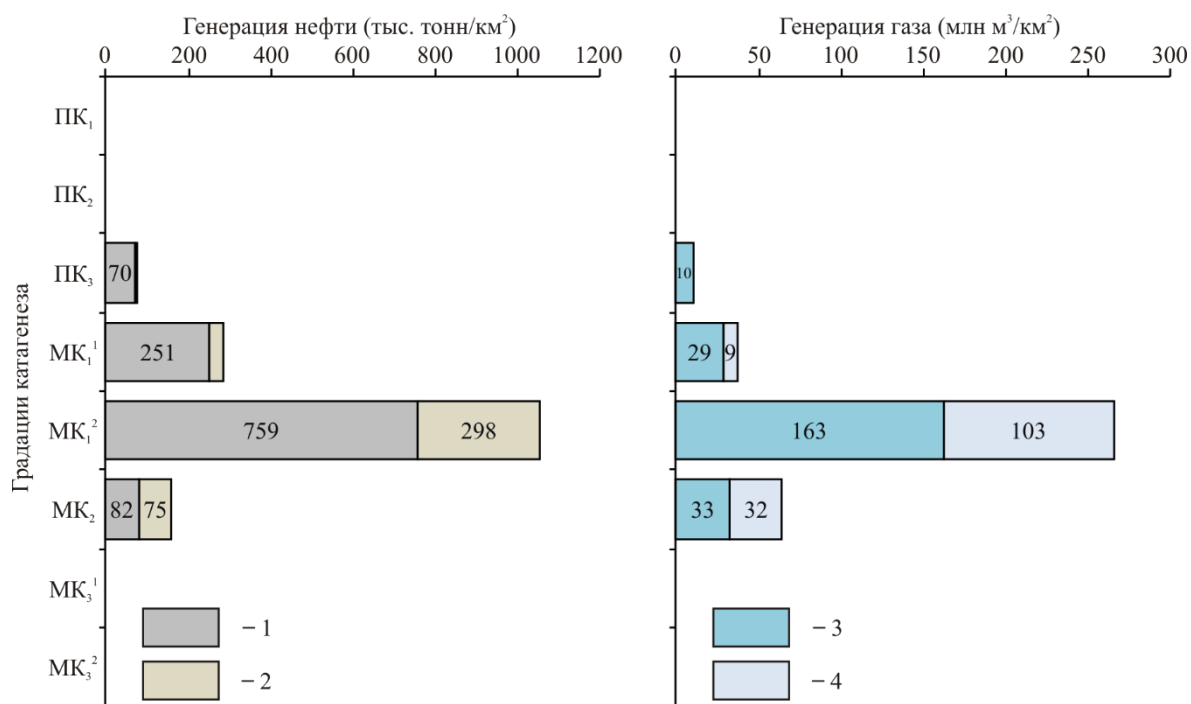


Рисунок 2 - Генерация жидких углеводородов (тыс. тонн/км²) керогеном 1) II типа, 2) III типа; газообразных углеводородов (млн м³/км²) керогеном 3) II типа, 4) III типа в баженовской свите скважины Тюменская СГ-6

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ехлаков Ю.А. Триасовые и юрские отложения в разрезе Тюменской сверхглубокой скважины / Ю.А. Ехлаков, А.Н. Угрюмов // Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины: Тез. докл. совещания. – Пермь: КамНИИКИГС, 1995. – С. 29-31.
2. Мясникова Г.П. Некоторые геологические результаты сверхглубокого бурения в Западной Сибири / Г.П. Мясникова, Е.Е. Оксенойд // Нефть и газ. – 2012. - №3. – С. 13-19.
3. Исаев В.И. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений / В.И. Исаев, Т.Б. Рылова, А.А. Гумерова // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т.324 №1. – С.93-101.
4. Конторович А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова, В.А. Казаненков, В.В. Казарбин, Е.Н. Махнева, Л.С. Ямковая // Геология и геофизика. – 1998. – Т.39, №11. – С. 1477-1491.
5. Конторович А.Э. Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности триас-юрских отложений Тюменской СГ-6 / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.Н. Меленевский // – Тезисы докл. На конференции “Результаты бурения и исследования ТСГ-6. – Пермь, 1995, с. 102.
6. Peters K.E. The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – UK, Cambridge: UK Cambridge University Press, 2004. –1155 p.

**СОСТАВ, СТРОЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПОДСОЛЕВОГО КАРБОНАТНОГО
КОМПЛЕКСА ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ НА ТЕРРИТОРИИ НЕПСКОГО
СВОДА (НЕПСКО-БОТУОБИНСКАЯ АНТЕКЛИЗА)**

Еганова Дарья Константиновна

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, dasha.eganova_96@mail.ru

В карбонатных отложениях венда и нижнего кембрия на территории Непского свода за последние 10 лет выявлено более 10 новых месторождений нефти и газа. В статье рассмотрены стратиграфическая локализация залежей, а также литологическая характеристика и постседиментационные изменения пород-коллекторов. Проанализированы палеогеографические особенности осадконакопления для выделенных продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: венд, нижний кембрий, карбонатный продуктивный горизонт, Непский свод.

**COMPOSITION, STRUCTURE AND DISTRIBUTION OF THE PRODUCTIVE
HORIZONS OF THE VENDIAN AND LOWER CAMBRIAN SUBSALT CARBONATE
COMPLEX WITHIN NEPA ARCH (NEPA-BOTUOVA ANTECLISE)**

Eganova Daria Konstantinovna

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, dasha.eganova_96@mail.ru

For the last 10 years over 10 new oil and gas fields have been discovered within the carbonate sediments of the Vendian and Lower Cambrian within of Nepa arch. In this study, the stratigraphic localization, lithology, and post-sedimentary changes of the reservoir rock were discussed. Paleogeographical characteristics of productive horizons were analyzed.

Keywords: Vendian; Lower Cambrian; carbonate productive horizon; Nepa arch.

Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область (НБ НГО) входит в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. На ее территории, в подсолевом комплексе карбонатного венда и нижнего кембрия, в последние годы открыто более 10 месторождений нефти и газа и есть перспективные участки для открытия новых [1]. При этом основной объем прироста запасов нефти в новых месторождениях приходится на карбонатные продуктивные горизонты.

Однако, по современным представлениям запасы таких залежей являются трудноизвлекаемыми. Сложное строение карбонатных коллекторов препятствует прогнозу зон улучшенных коллекторских свойств и затрудняет разведку новых площадей. [1].

Для выявления закономерностей распространения коллекторов и перспектив нефтегазоносности необходимо изучить распределение различных литотипов карбонатных пород в продуктивных горизонтах, выделить разности с наиболее высокими коллекторскими свойствами, установить обстановки формирования коллекторов, оценить влияние постседиментационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства.

В разрезе вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса района исследований выделяются сверху вниз: осинский (Б₁₋₂), усть-кутский (Б₃₋₄₋₅), преображенский (Б₁₂) и ербогачёвский (Б₁₃) продуктивные горизонты (рис. 1).

В составе осинского горизонта выделяются следующие литотипы: известняки биогермные, доломиты разнокристаллические, известняки доломитистые, доломиты микрозернистые, доломиты комковато-сгустковые, ангидрито-доломиты [3]. Пласт Б₂ формировался в мелководном бассейне с высоким содержанием магния, Б₁ – во время обширной морской трансгрессии, приведшей к снижению солёности вод [3].

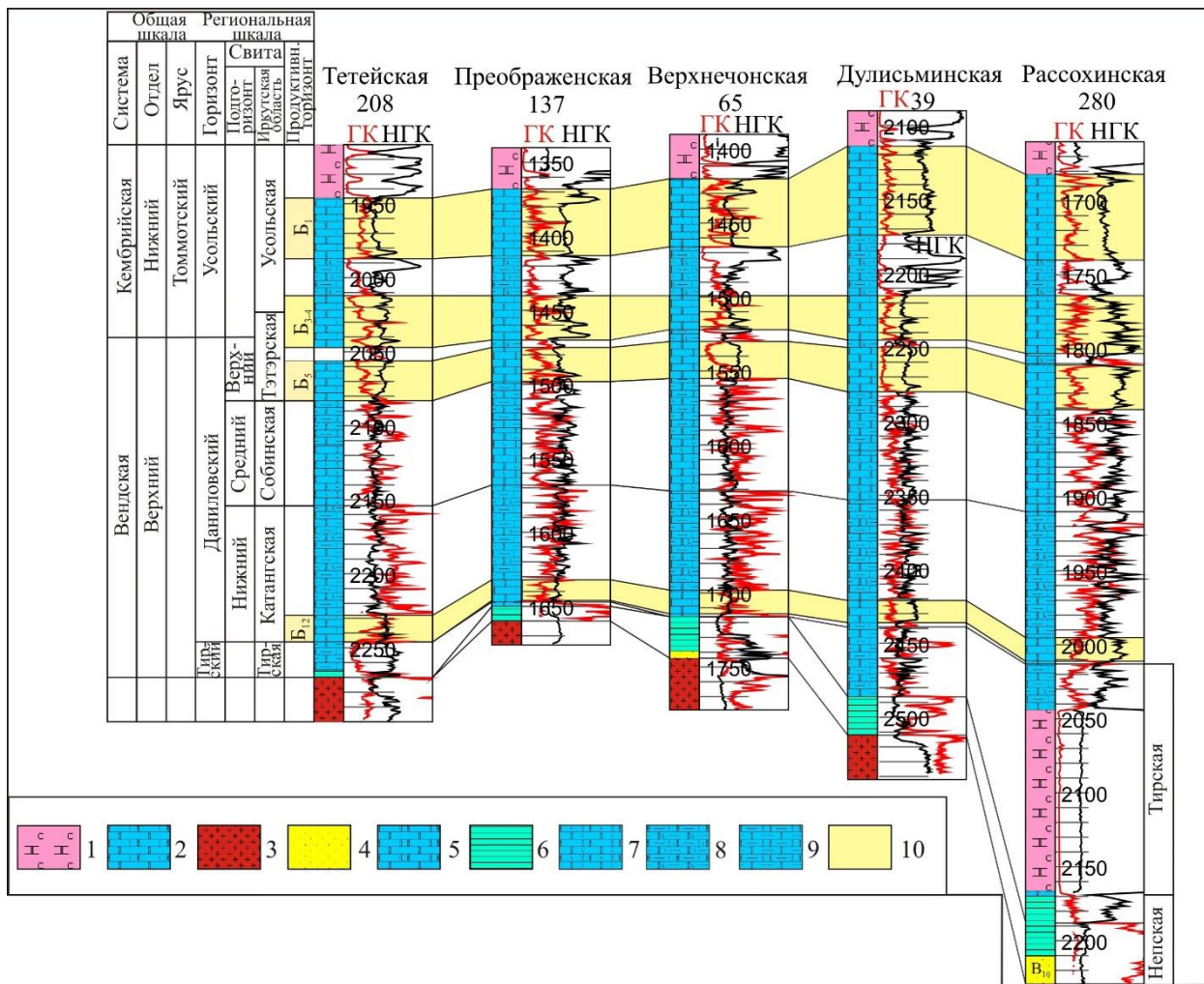


Рисунок 1 – Корреляционная схема по линии скважин Тетейская 208 – Рассохинская 280 (выполнила Еганова Д.К.) 1 – каменная соль, 2 – доломиты и известняки, 3 – фундамент, 4 – песчаники и алевролиты, 5 – доломиты, 6 – аргиллиты, 7 – доломиты ангидритистые, 8 – доломиты глинистые и ангидритистые, 9 – доломиты глинистые, 10 – продуктивный горизонт, 11 – каротаж: а – ГК, б – НГК, в – АК.

Пласт Б_{3.4} усть-кутского горизонта представлен переслаиванием доломитов зернистых, микривозернистых, микривозернистых, строматолитовых и глинистых. Накопление его происходило в обстановках внутришельфовой отмели [4].

Пласт Б₅ усть-кутского горизонта сложен преимущественно доломитами зернистыми. Его отложение связано с обстановками внутришельфовой отмели, мелководного шельфа и приливно-отливной равнины [4].

Преображенский горизонт продуктивен в центральной и северо-западной частях НБ НГО. В составе пород преобладают доломиты зернистые, микривозернистые, с подчинённым значением прослоев и включений ангидритов, доломито-ангидритов, ангидрито-доломитов, мергелей и аргиллитов. Накапливался в условиях внутришельфовой отмели [4].

Ербогачёвский горизонт турской свиты наименее изучен, распространён локально и вскрыт скважинами только на Вакунайской, Восточно-Сугдинской, Давачинской, Западно-Чонской, Ербогачёвской, Могдинской и Южно-Тетейской площадях [2]. Залегает несогласно на поверхности подстилающих терригенных отложений непского регионального горизонта и кристаллического фундамента. Нижняя часть в целом сложена хомогенными и биохомогенными доломитами от микро- до разномзернистых. В средней части – прослой глинистого состава, сменяющийся столбчатыми строматолитами доломитового состава. В верхней части залегают зернистые доломиты. По мнению И.В. Вараксиной и Е.М. Хабарова накопление ербогачёвского горизонта происходило в условиях углубления открытого шельфа и развития баровой системы с последующим ее кратковременным затоплением. После этого была сформирована строматолитовая

банка на мелководном шельфе с активным гидродинамическим режимом [4]. И.А. Бурова характеризует ербогачёвский горизонт как клиновидное строматолитовое тело сложного строения, строматолитовые доломиты которого накапливались в приливно-отливной зоне мелководного внутриконтинентального бассейна [2].

Основные постседиментационные изменения оказывающие положительное влияние на коллекторские свойства – выщелачивание, перекристаллизация, трещиноватость. Процессы отрицательной направленности – сульфатизация, галитизация.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Моисеев С.А. Трудноизвлекаемые запасы карбонатного комплекса венда и нижнего кембрия Непско-Ботубинской антеклизы / С.А. Моисеев, Е.Н. Кузнецова, В.А. Топешко // Сборник материалов международной научной конференции «Интерэкспо Гео-Сибирь». Новосибирск: СГУГиТ, 2015. Т. 1. С. 105-109.
2. Бурова И.А. Литолого-генетический аспект формирования отложений тирской свиты на территории Непского свода [Электронный ресурс]. / И.А. Бурова, Т.Д. Шибина, Н.А. Корвет // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2017. – Т.12. – № 1. – 25 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/7_2017.pdf
3. Китаева И.А. Закономерности распределения и условия формирования пород-коллекторов в осинском горизонте в сводовой части Непско-Ботубинской антеклизы (на примере Талаканского месторождения) / И.А. Китаева, А.С. Кузнецов // Материалы VII Всероссийского литологического совещания. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. II. – С. 10-13.
4. Вараксина И.В. Литологические типы и обстановки формирования нефтегазоносных карбонатных отложений венда центральной части Непско-Ботубинской антеклизы / И.В. Вараксина, Е.М. Хабаров // Материалы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. I – С. 134-138.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕДР ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ ПРОВИНЦИИ

Ефимцев Николай Андреевич

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г.Новосибирск, Россия,
студент, Nikoladazle@mail.ru*

Данная работа посвящена исследованию центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В административном плане район охватывает территорию западной окраины Республики Саха (Якутия) и в центральный район Красноярского края, западный и северный районы Иркутской области. Площадь исследуемой территории примерно 1.1 млн. км². В работе рассмотрены основные закономерности местного геотермического режима недр в связи с присутствием на территории крепких рассолов, развития мощных толщ соленосных отложений и многолетнемерзлых пород, траппов, и наличия древнейших рифей-раннекембрийских нефтегазоносных комплексов. На основе термограмм по 20 нефтегазоносным площадям составлены карты пластовых температур, построенных по кровлям Тетерской, Оскобинской свит и кровли рифейских отложений; карта геотермических градиентов района.

Ключевые слова: геология нефти и газа, осадочные бассейны, подземные воды, моделирование, генезис.

GEOTHERMAL MODE OF SEDIMENTS OF CENTRAL AND SOUTH AREAS OF LENO-TUNGUS PROVINCE

Nikolai Andreevich Efimtsev

Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia, student, Nikoladazle@mail.ru

This work is devoted to the study of the central and southern regions of the Leno-Tunguska oil and gas province. In administrative terms, this district covers the territory of the western outskirts of the Sakha (Yakutia) Republic and the central region of the Krasnoyarsk Krai, the western and northern regions of the Irkutsk region. The area under study is about 1.1 million km². The main regularities of the local geothermal subsoil regime are considered in connection with the presence of strong brines on the territory, development of thick layers of salt-bearing sediments and permafrost rocks, traps, and the presence of the oldest Riphean - Early Cambrian oil and gas complexes. Based on thermograms of 20 oil and gas bearing areas, maps of reservoir temperatures were constructed on the roofs of the Teter, Oskobin formations and the roof of the Riphean deposits; Geothermal gradient map of the area.

Keywords: Oil and gas geology, sedimentary basins, groundwater, modeling, genesis.

Исследуемая территория – центральные и юго-западные районы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В административном плане – территория западной окраины Республики Саха (Якутия) и в центральный район Красноярского края, западный и северный районы Иркутской области. Площадь исследуемой территории составляет 1.1 млн. км². Географически провинция занимает часть Среднесибирского плоскогорья.

Важнейшими природными особенностями исследуемого района являются – присутствие крепких рассолов, развитие мощных толщ соленосных отложений и многолетнемерзлых пород, траппов, и наличие древнейших рифей-раннекембрийских нефтегазоносных комплексов. [1]

Геотермический режим юго-западных и центральных районов ЛТ НГП определяется воздействием многолетней мерзлоты с поверхности и приходом тепловой энергии, осуществляемым главным образом за счет радиогенной теплогенерации в самом осадочном чехле и глубинного теплового потока. [2]

Для геотермических градиентов в изучаемом районе характерно увеличение с северо-востока на юго-запад (рис.1).

Наблюдаемое изменение геотермических градиентов по разрезу и площадям не случайно. Оно подчинено закономерностям распределения естественного теплового поля Земли, связанного с увеличением интенсивности глубинного теплового потока, наличием тектонических нарушений, литологическим составом пород, геологическим строением, гидрогеологическими особенностями и принадлежностью к крупным структурно-тектоническим элементам [3].

При рассмотрении зависимости изменения температуры с глубиной (рис.2) было выделено три тренда роста температур. Первый тренд характерен для месторождений Ангаро-Ленской НГО

(юг изучаемого района). Второй тренд характерен для месторождений Байкитской, Катангской, Присяяно-Енисейской и юго-запада Непско-Ботуобинской НГО (северо-западная и центральная части района). Третий тренд характеризует преимущественно месторождения центра и северо-востока Непско-Ботуобинской НГО (северо-восток района изучения).

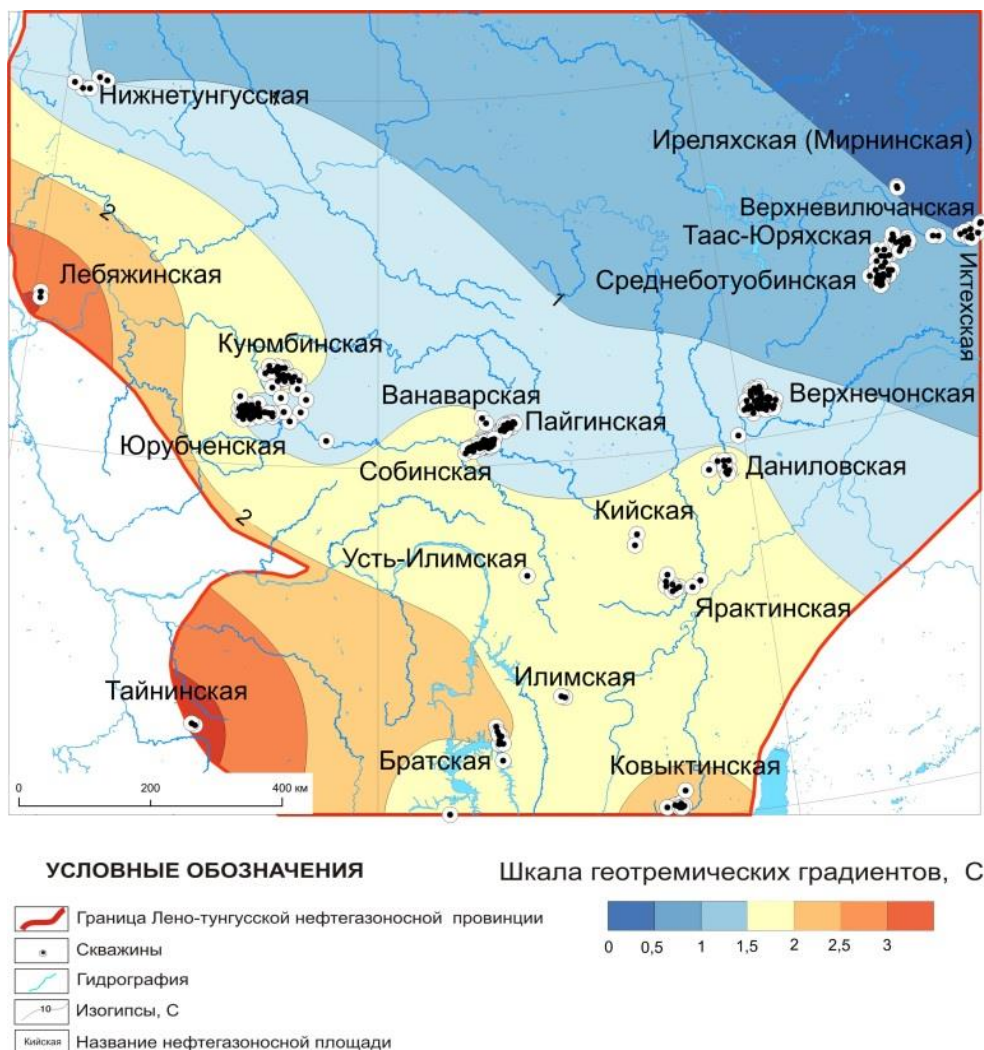


Рисунок 1 – Карта изменения геотермических градиентов центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГО.

На характерных для подземных рассолов и одновременно перспективных для поисков нефти и газа глубинах 1.5-3 км температуры обычно колеблются в интервалах 20-50°C [1, 4]. Эти значения оказывают заметное влияние на геохимию и физические свойства рассолов, а также возможность извлечения нефти и газоконденсата из коллекторских горизонтов и условия их миграции, т.к. и рассолы и метановые нефти ЛТ НГО обладают в этих условиях низкой вязкостью.

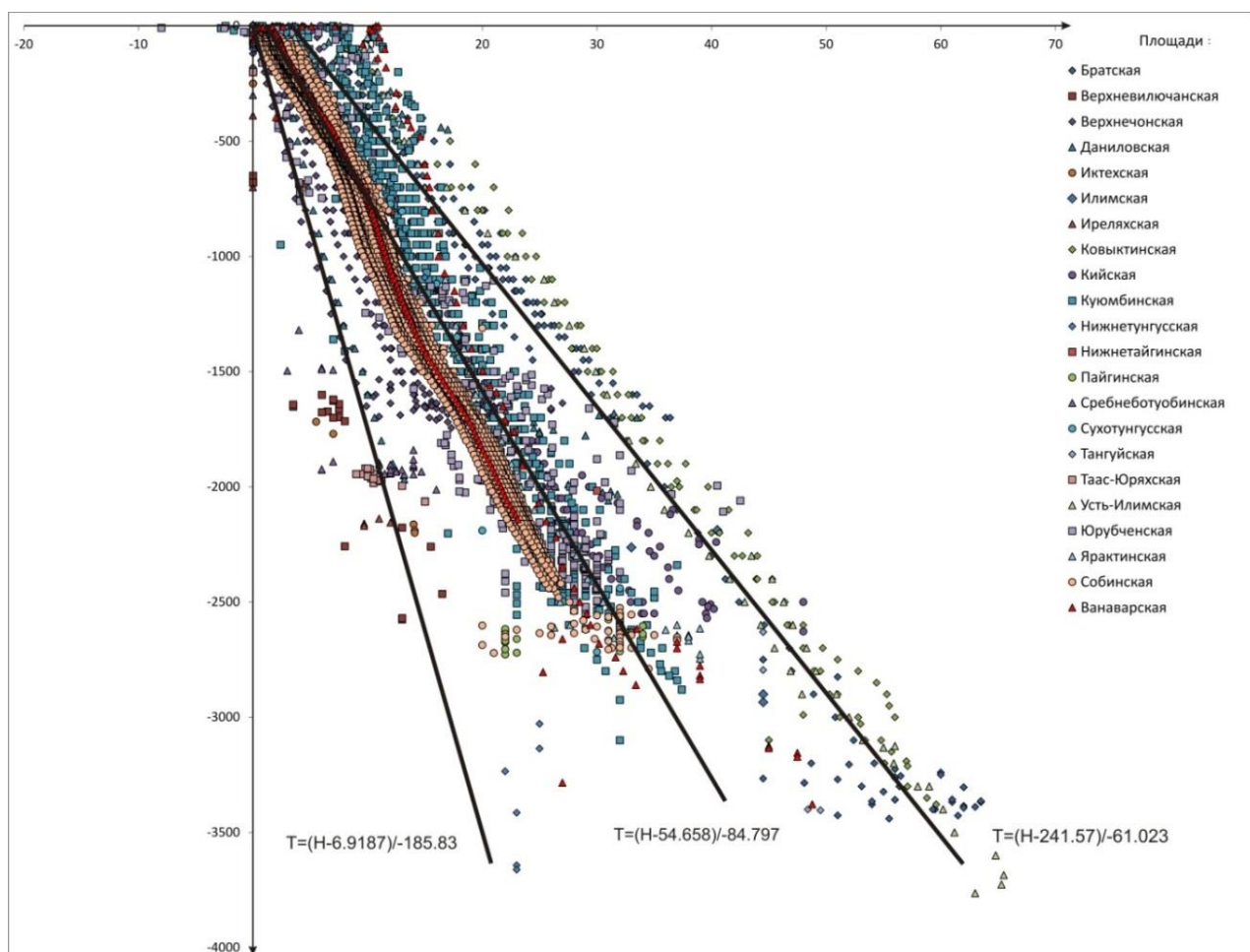


Рисунок 2 – Типы вертикальной геотермической зональности в южных и центральных районах Лено-Тунгусской НГП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С. // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1975, с. 4—21.
2. Кругликов Н.М. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
3. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур / под ред. академика АН СССР Г.В. Богомолова. – Минск: Наука и техника, 1975. – 239 с.
4. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран // и-во Нефть и газ, Москва, 2005 г. – 570 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОМПЛЕКСА ПАЛЕОКЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (П-ОВ ЯМАЛ)

Искоркина Альбина Альбертовна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, аспирант, iskorkina.a@mail.ru

Стоцкий Виталий Валерьевич

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, аспирант, stotskiy_vv@sibmail.com

Методом палеотемпературного моделирования выполнена оценка влияния палеоклиматических факторов на геотермический режим баженовских отложений. Установлена необходимость учета векового хода температур и динамики мощности неоплейстоценовой мерзлоты для корректного восстановления термической истории нефтематеринских отложений на землях арктического региона Западной Сибири. Получены первые результаты по оценке роли позднечетвертичных ледниковых покровов. Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол_а.

Ключевые слова: палеоклимат, геотермический режим, нефтематеринские баженовские отложения, полуостров Ямал.

ASSESSMENT OF INFLUENCE OF THE PALEOCLIMAT COMPLEX OF FACTORS ON RECONSTRUCTION OF THERMAL HISTORY OF THE PETROMATERNAL BAZHENOV SUITE (PENINSULA OF YAMAL)

Iskorkina Albina A.

Department of Geophysics, Institute of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Ph.D. Student, iskorkina.a@mail.ru.

Stotskiy Vitaly V.

Department of Geophysics, Institute of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Ph.D. Student, Stotskiy_VV@sibmail.com .

The influence of paleoclimat factors on the geothermal regime of the Bazhenov deposits was estimated using paleotemperature modeling. Need of accounting of the century course of temperatures and dynamics of power of Neoplestocene permafrost for correct recovery of thermal history of petromaternal deposits on lands of the Arctic region of Western Siberia is established. The first results on assessment of a role of late quaternary glacial covers are received. Researches are executed with financial support of the Russian Federal Property Fund within the scientific project No. 16-35-00080 Mol_a.

Keywords: paleoclimat, geothermal regime, petromaternal Bazhenov deposits, Yamal Peninsula

Введение. Арктические районы Западной Сибири имеют уникальные палеоклиматические особенности, значительные вариации геохимических характеристик нефтематеринских отложений. Это обуславливает необходимость совершенствовать схемы и параметры количественной оценки ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом, основанным на палеореконструкциях геотермического режима материнских отложений [1].

Цель наших исследований – оценить влияние векового хода температур на земной поверхности, неоплейстоценовых толщ мерзлоты и ледниковых покровов на геотермический режим баженовских отложений арктического региона Западной Сибири.

Объект и методика исследований. Моделирование палеогеотемпературных условий [2] баженовских отложений выполнено для осадочного разреза глубокой скважины 11 Арктического месторождения. Нефтематеринская баженовская свита является основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК), а также приоритетной сланцевой формацией.

Оценка выполняется на основе анализа вариабельности результатов пяти вариантов палеотемпературных реконструкций. Вариант 1 – без учета факторов палеоклимата. Вариант 2 – учет «стандартного» векового хода температур (Галушкин, 2007), без учета неоплейстоценовой мерзлоты и ледников. Вариант 3 – учет «арктического» векового хода температур (Искоркина, 2016), без учета мерзлоты и ледников. Вариант 4 – учет «арктического» векового хода температур и динамики неоплейстоценовой мерзлоты. Вариант 5 – учет «арктического» векового хода температур, динамики неоплейстоценовой мерзлоты и ледникового покрова.

Формализованный учет толщи мерзлоты осуществляется, начиная с 0,52 млн. лет назад, «мгновенной» (по меркам геологического времени, за 0,3+3,0 тыс. лет) заменой «нормальных» осадочных отложений 600-метровой толщиной мерзлых пород со своими теплофизическими характеристиками – теплопроводность, температуропроводность. Затем, эта толщина мерзлых пород перекрывает осадочный чехол в течение 334 тыс. лет. Далее, «мгновенно» (0,3+0,15+0,15 тыс. лет) толщина мерзлых пород деградирует в объеме 300 м. И, далее вечномерзлые породы существуют в объеме 300 м до настоящего времени, в последние 182 тыс. лет (табл. 1).

Учет толщи ледникового покрова осуществляется, начиная с 0,182 млн. лет назад. За 5 тыс. лет сформировался 500-метровой ледник со своими теплофизическими характеристиками и просуществовал в таком объеме 47 тыс. лет. Затем, за 10 тыс. лет мощность ледника выросла до 1500 м и в таком объеме он существует 70 тыс. лет. Далее, за 10 тыс. лет, ледник сокращается до 500 м и существует в течение 20 тыс. лет. К моменту 15 тыс. лет назад (конец сартанского времени) ледник полностью деградирует.

Результаты (табл. 2). Вариант 4 представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских баженовских отложений, а, следовательно, обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей. Учет ледникового покрова (вариант 5) мало повлиял и на величину расчетного значения плотности теплового потока, и на интенсивность, продолжительность главной фазы нефтеобразования.

Таблица 1 - Параметрическое описание осадочной толщи, вскрытой скв. Арктическая 11

Свита, толщина (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Квартер+плиоцен Q- N2	-	0.015-0.00	0.015	-	-	-	-
Квартер+плиоцен Q- N2	-500	0.02-0.015	0.005	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
Квартер+плиоцен Q- N2	-	0.04-0.02	0.02	-	-	-	-
Квартер+плиоцен Q- N2	-1000	0.05-0.04	0.01	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
Квартер+плиоцен Q- N2	-	0.120-0.050	0.070	-	-	-	-
Квартер+плиоцен Q- N2	+1000	0.130-0.120	0.010	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
Квартер+плиоцен Q- N2	-	0.177-0.130	0.047	-	-	-	-
Квартер+плиоцен Q- N2	+500	0.182-0.177	0.005	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
Квартер+плиоцен Q- N2	300	0.18215-0.182	0.00015	2.10	2.09	1.05e-006	1.22e-006
Квартер+плиоцен Q- N2	300	0.1823-0.18215	0.00015	2.10	1,3	7e-007	1.22e-006
Квартер+плиоцен Q- N2	-600	0.1826-0.1823	0.0003	2.10	1.3	7e-007	1.22e-006
Квартер+плиоцен Q- N2	-	0.5167-0.1826	0.3341	-	-	-	-
Квартер+плиоцен Q- N2	600	0.5197-0.5167	0.003	2.10	2.09	1.05e-006	1.22e-006
Квартер+плиоцен Q- N2	-600	0.520-0.5197	0.0003	2.10	1.3	7e-007	1.22e-006

Продолжение таблицы 1

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Квартер+плиоцен Q- N2	280	4.1-0.520	3.58	2.04	1.29	6.5e-007	1,1e-006
N1-2	-113	4.1-5.4	1.3				
Новопортовская N1-2	50	5.4-8.4	3	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Таволжинская N1	25	8.4-12.5	4.1	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Бищеульская bschN1	38	12.5-14.5	2	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
N1	-535	14.5-18.5	4				
Абросимовская abr N1	25	18.5-23.0	4.5	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Туртаская tur P 3	90	23.0-28.0	5	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Новомихайловская nvml P3	70	28.0-30.0	2	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Атлымская atl P3	100	30.0-34.0	4	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Тавдинская tv P2	150	34.0-42.6	8.6	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Нюрольская nl P2	100	42.6-50.4	7.8	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Ирбитская ir P2	20	50.4-55.0	4.6	2.09	1.35	7e-007	1.2e-006
Серовская sr P1	43	55.0-58.0	3	2.09	1.35	7e-007	1.2e-006
Тибейсалинская tb P1	120	58.0-63.7	5.7	2.09	1.35	7e-007	1.2e-006
Ганькинская gn K2+P1	40	63.7-73.0	9.3	2.11	1.37	7e-007	1.25e-006
Березовская b K2	136	73.0-89.0	16	2.15	1,41	7.5e-007	1.25e-006
Кузнецовская kz K2	31	89.0-92.0	3	2.18	1,43	8e-007	1.25e-006
Марресалинская mr K2-K1	550	92.0-102.0	10	2.26	1.49	8e-007	1.25e-006
Яронгская jaг K1	690	102-108.5	6.5	2.39	1.6	8e-007	1.25e-006
Танопчинская tn K1	353	108.5-133.2	24.7	2.44	1.62	8e-007	1.25e-006
Ахская ah K1	529	133.2-142.7	9.5	2.44	1.64	8e-007	1.25e-006
Баженовская bg J3+K1	16	142.7-149.3	6.6	2.42	1.62	8e-007	1.3e-006
Нурминская nr J2	65	149.3-161.7	12.4	2.42	1.62	8e-007	1.3e-006
Мальшевская ml J2	95	161.7-171.0	9.3	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Леонтьевская ln J2	130	171.0-173.0	2	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Вымская vm J2	127	173.0-175.0	2	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Лайдинская ld J2	75	175.0-177.0	2	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Надояхская nd J2+J1	95	177.0-182.5	5.5	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Китербютская (тогурская) kt J1	39	182.5-184.0	1.5	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Шараповская shr J1	50	184.0-186.0	2	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Левинская lv J1	140	186.0-186.7	0.7	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	3624						

Примечание. Коричневой заливкой показано время накопления нефтематеринской баженовской свиты и ее параметрическое описание, серой - показаны размывы палеоген-неогеновых отложений. Синей заливкой показаны времена формирования, существования и деградации толщи мерзлоты, светло-синей - показаны времена формирования, существования и деградации толщи ледников.

Заклучение. В случае неучета толщ вечной мерзлоты расчетные ресурсы УВ, получаемые объемно-генетическим методом, могут быть занижены (по экспресс-расчету [2] – до 30 %), а в случае неучета еще и палеоклиматического хода температур расчетные ресурсы УВ могут быть занижены еще значительней (по экспресс-расчету до 2 раз).

Таблица 2 – Расчетные геотемпературы баженовской свиты скв. Арктическая 11

Время, млн. лет назад	«Стандартный» ход, °С	«Арктический» ход, °С	Мощность мерзлых пород, м	Мощность льдника, м	Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С					
						Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	
										Геотемпературы	Глубина положения баженовской свиты, м (учет ледникового покрова)
0	0	-4	300	-	2800	107	104	101	98	101	2820
0,015	-2	-10	300	-	2798	107	103	101	97	100	2819
0,02	-3	-8	300	500	2798	107	103	101	97	100	3319
0,030	-4	-5	300	500	2798	107	102	100	97	99	3319
0,04	-2	-6	300	500	2798	107	102	100	97	98	3318
0,050	-1	-7	300	1500	2797	107	103	100	97	98	4298
0,070	-4	-4	300	1500	2795	107	103	100	96	96	4298
0,110	-4	-5	300	1500	2792	107	103	100	95	94	4297
0,120	-2	-6	300	1500	2791	107	103	100	95	94	4277
0,130	-1	-7	300	500	2791	107	103	99	94	94	3300
0,150	-4	-6	300	500	2790	107	104	99	94	93	3300
0,177	-6	-7	300	500	2788	107	104	99	94	93	3279
0,1820	-6	-7	300	-	2788	107	104	99	94	93	3040
0,1826	-7	-7	600	-	2788	107	103	98	94	93	2800
0,200	-7	-8	600	-	2786	106	104	98	94	93	2800
0,240	-10	-9	600	-	2784	106	105	98	95	93	2800
0,5167	-6	-10	600	-	2765	106	105	96	102	100	2760
0,5197	-5	-11	-	-	2765	106	105	96	102	100	2780
0,520	-5	-11	-	-	2764	106	105	96	102	100	2800
1,8	-3	-13	-	-	2677	102	102	93	97	96	2700
3,2	-2	+5	-	-	2581	97	98	103	107	106	2590
4,1	+3	+4	-	-	2520	96	97	102	105	103	2520
4,9	+5	+4	-	-	2590	98	100	104	107	106	2590
5,4	+5	+4	-	-	2633	100	102	105	109	108	2633
8,4	+9	+5	-	-	2583	98	101	104	108	107	2583
10	+9	+6	-	-	2573	97	102	105	108	107	2573
12,5	+10	+6	-	-	2558	96	102	104	107	106	2558
14,5	+10	+6	-	-	2520	97	103	104	107	106	2520
18,5	+11	+7	-	-	3055	119	125	128	132	130	3055
23	+4	+8	-	-	3030	118	119	127	131	129	3030
28	+8	+8	-	-	2940	114	118	123	127	126	2940
30	+10	+9	-	-	2870	111	116	120	124	123	2870
34	+11	+9	-	-	2770	106	115	116	120	119	2770
35	+14	+9	-	-	2752	105	116	116	119	118	2752
42,6	+20	+12	-	-	2620	100	117	113	116	115	2620
50	+21	+15	-	-	2525	95	114	112	114	113	2525
50,4	+21	+15	-	-	2520	95	114	111	114	113	2520
55	+21	+15	-	-	2500	94	112	110	114	112	2500
58	+20	+16	-	-	2457	92	110	109	112	111	2457
63,7	+19	+16	-	-	2337	87	104	104	107	105	2337
70	+19	+16	-	-	2310	86	103	103	106	105	2310
73	+19	+15	-	-	2297	85	102	101	104	103	2297

Время, млн. лет назад	«Стандартный» ход, °С	«Арктический» ход, °С	Мощность мерзлых пород, м	Мощность льда, м	Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С					
						Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	
										Геотемпературы	Глубина положения баженовской свиты, м (учет ледникового покрова)
85	+19	+13	-	-	2195	81	98	95	97	97	2195
89	+20	+13	-	-	2161	79	97	94	97	96	2161
92	+20	+13	-	-	2130	78	96	93	95	94	2130
100	+22	+15	-	-	1690	61	80	76	78	78	1690
102	+22	+15	-	-	1580	56	76	72	74	77	1580
108,5	+22	+15	-	-	890	31	52	47	48	48	890
120	+22	+16	-	-	726	26	46	42	43	42	726
134	+21	+15	-	-	492	17	38	32	33	33	492
135	+22	+15	-	-	437	15	36	30	31	31	437
142.5	+22	+15	-	-	19	1	23	16	16	16	19
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²						56	54	56	58	58	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казанков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. // Геология и геофизика. – 2013. – Т.54. – № 8. – С. 1179–1226.
2. Исаев В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) / Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ КЕЛЛОВЕЙ-ОКСФОРДСКОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД ЗОНЫ ПЕРЕХОДА ОТ МОРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ К КОНТИНЕНТАЛЬНЫМ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХ-ТАРСКОГО И ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Канакова Ксения Игоревна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Сурикова Екатерина Сергеевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена анализу палеотектонических условий формирования Верх-Тарского и Останинского месторождений и изучению геологического строения келловей-волжского комплекса пород, с которым на данных территориях связаны основные запасы углеводородов. В основу работы положены данные 2D и 3D-сейсморазведки и данные ГИС и глубокого бурения по поисковым и разведочным скважинам изучаемых районов.

Ключевые слова: келловей-оксфордские отложения, васюганская свита, наунакская свита, коллектор, Новосибирская область.

GEOLOGY ASPECTS OF CALLOVIAN AND OXFORDIAN DEPOSITS IN THE ZONE WHERE MARINE FACIES ARE INTERCHANGED BY CONTINENTAL ONES (IN THE CASE OF VERH-TARKA AND OSTANIN FIELDS)

Kanakova Kseniya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Surikova Ekaterina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Officer, SurikovaES@ipgg.sbras.ru

This work is devoted to analysis of paleotectonic formation conditions and the study of geological composition of Callovian-Volgian deposits, which are productive in the study region. The investigations are based on integrated data of 2D and 3D seismic exploration, well logging and deep drilling.

Keywords: Callovian-Oxfordian deposits, Vasyugan suite, Naunak suite, reservoir, Novosibirsk region.

В настоящей работе в качестве изучаемых объектов рассмотрены два месторождения юго-востока Западной Сибири – Верх-Тарское и Останинское, келловей-оксфордские коллекторы которых соответствуют зоне перехода от морских отложений к континентальным.

В административном отношении Верх-Тарское месторождение расположено в Северном районе Новосибирской области, Останинское – в Парабельском районе Томской области. В тектоническом плане месторождения приурочены к одноименным локальным поднятиям [Конторович и др., 2001]. В отношении нефтегазоносности Останинское и Верх-Тарское месторождения расположены в Пудинском и Межевском НГР Васюганской НГО соответственно (рис. 1).

В рамках проведенных исследований была осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов на территориях, включающих объекты исследования, построен набор структурных карт и карт изопахит сейсмокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения истории формирования месторождений.

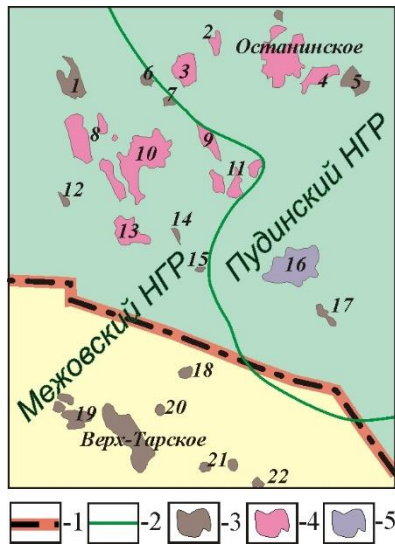


Рисунок 1 – Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования

Условные обозначения: 1- административные границы, 2- границы нефтегазоносных районов, 3 - месторождения нефтяные, 4 - месторождения нефтегазоконденсатные, 5 - месторождения газоконденсатные. Месторождения: 1-Урманское, 2 – Западно-Останинское, 3 – Герасимовское, 4 – Мирное, 5 – Пинджинское, 6 – Южно-Тамбаевское, 7 – Широтное, 8 – Арчинское, 9 – Северо-Калиновое, 10 – Нижнетебегенское, 11 – Калиновое, 12 – Смоляное, 13 – Кулгинское, 14 – Южно-Табганское, 15 – Солоновское, 16 – Казанское, 17 – Болтное, 18 – Ракитинское, 19 – Малоичское, 20 – Восточно-Тарское, 21 – Тай-Дасское, 22 – Восточное.

построений позволил сделать следующие выводы. Подобие современных структурных планов юрских горизонтов и волжского палеорельефа доюрского основания свидетельствует о том, что большинство современных локальных поднятий, выделенных на исследуемой территории в структурном плане кровли оксфордских отложений, сформировались над относительно крупными эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания, которые испытывали тенденцию к росту. Локальные структуры северо-западной части Межевского мегамыса были почти полностью сформированы уже к апту. В

частности, Верх-Тарская структура была замкнута, имела максимальную амплитуду. Наибольшее влияние на формирование Верх-Тарской ловушки оказал неоконский этап развития. На Останинской площади на протяжении большей части мезозоя в геттанг-туронское время так же шли преимущественно унаследованные процессы роста локальных куполов, но при этом относительно крупной единой замкнутой структуры не существовало. Только смена направленности тектонических движений, произошедшая в посттуронское, главным образом, кайнозойское время, привела к формированию замкнутого поднятия, что и предопределило формирование крупной антиклинальной ловушки.

Учитывая, что в кайнозойское время баженовская свита, являющаяся основной нефтепроизводящей толщей в этом регионе, находилась в главной зоне нефтегазообразования образования, а коэффициент эмиграции углеводородов достиг максимума [2] можно предполагать, что процесс формирования ловушек на Останинской площади и их заполнения углеводородами практически совпали по времени, в то время как на Верх-Тарской – ловушки были сформированы задолго до заполнения.

Литолого-стратиграфическая характеристика келловей-волжских отложений

В современной стратиграфической схеме верхнеюрские отложения разделяются на три региональных горизонта: васюганский, георгиевский, баженовский.

На юго-востоке Западной Сибири и, в частности на рассматриваемой территории большинство залежей углеводородов связаны с отложениями нефтегазоносного горизонта Ю₁, который стратиграфически приурочен к Васюганскому горизонту.

Васюганский горизонт на юге Томской – севере Новосибирской областей представлен васюганской и наунакской свитами, которые латерально замещают друг друга [3]. Васюганская свита имеет преимущественно морской генезис и по литологическому составу разделена на *нижнюю и верхнюю подсвиты* [4]. *Нижневасюганская подсвита* представлена преимущественно глинами и аргиллитами, с редкими немногочисленными прослойками алевролитов, мощность подсвиты уменьшается с запада на восток вплоть до полного выклинивания.

В составе *верхневасюганской подсвиты* выделяют три пачки - подугольную, надугольную и межугольную [4].

Наунакская свита является возрастным аналогом васюганской свиты. Свита представлена мелководно-морскими, лагунными и дельтовыми сероцветными песчаниками, алевролитами и аргиллитами с преобладанием тех или иных в разных типах разрезов, с многочисленными пластами углей [4].

Разрез келловей-оксфордских отложений Верх-Тарского и Останинского месторождений не подходит под определение ни васюганской ни наунакской свит (рис. 2,3): с одной стороны пачка глин

нижневасюганской подсвиты (келловейские аргиллиты) крайне маломощна на всей территории исследований, а в пределах Останинского месторождения и вовсе присутствует не повсеместно, в разрезе оксфордской части отложений широко развиты угли и углистые аргиллиты; с другой – в изучаемом районе по комплексу стандартного, радиоактивного и акустического каротажа надежно выделяются подугольная, межугольная и надугольная пачка, надугольные и подугольные песчаники развиты повсеместно и, вероятнее всего, формировались в мелководно-морских условиях (таблица 1).

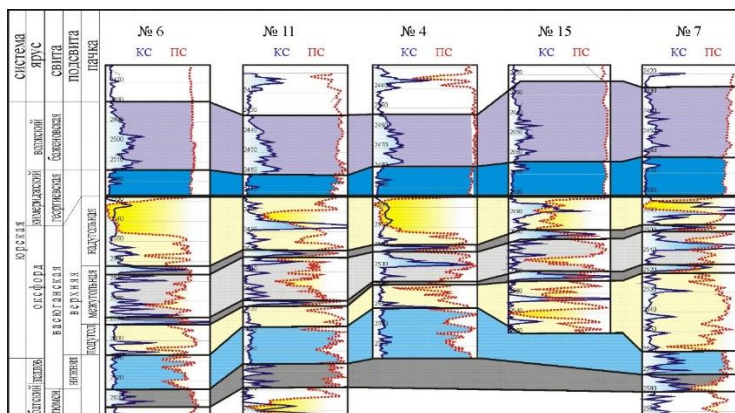


Рисунок - 2 Корреляционная схема по скважинам Верх-Тарской площади.

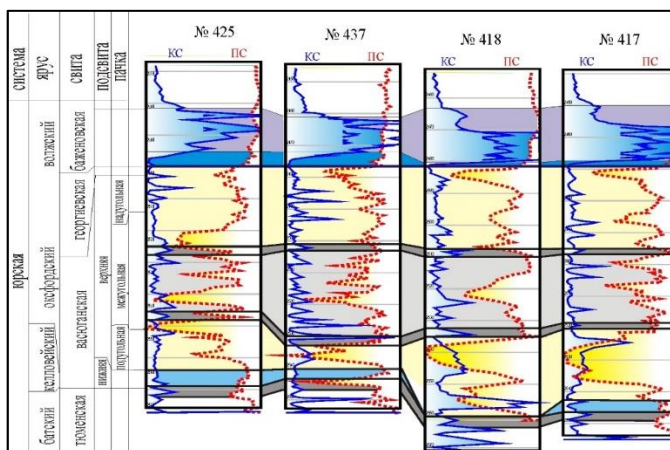


Рисунок - 3 Корреляционная схема по скважинам Останинской площади.

Таблица 1 – Мощности свит и пачек, слагающих келловей-оксфордские отложения.

Мощности свит/пачек	Васюганская свита, м	Нижневасюганская подсвита, м	Подугольной пачка, м	Межугольной пачка, м	Надугольной пачка, м
Верх-Тарское м-е	60-115	11-30	8-30	16-34	16-34
Останинское м-е	65-85	0-15	7-23	15-36	12-32

Согласно палеогеографической схеме келловей [5] территории Останинского и Верх-Тарского месторождения попадают в узкую полосу, где отложения более глубокого моря в восточном направлении сменяются отложениями мелкого моря (до 25 метров) и далее отложениями равнины прибрежной, временами заливаемой морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые). В оксфорде исследуемые районы находились на границе мелкого моря и прибрежной равнины, временами заливаемой морем.

Таким образом, очевидно, что келловей-оксфордские отложения изучаемого района имеют смешанный (море+континент) генезис, чем обусловлена частая смена обстановок осадконакопления, литологическая неоднородность, полифациальность отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко А.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.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / под ред. А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др. – М.: Недра, 1975. - 680 с.
3. Решение VI-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. – 111 с.
4. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / под ред. Б.Н. Шурыгина, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятова и др. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.
5. Конторович А.Э Палеогеография западно-сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика.- 2013 - Т. 54. - № 8. - С. 972-1012.

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Кирсанов Алексей Михайлович

ФГБУ «ВНИГНИ», г.Москва, Россия, зав. сектором Интерпретации данных ГИС, kirsanov@vniigni.ru

Скворцов Михаил Борисович

ФГБУ «ВНИГНИ», г.Москва, Россия, заведующий отделом, к.т.н., skvortsov@vniigni.ru

Дахнова Марина Виссарионовна

ФГБУ «ВНИГНИ», г.Москва, Россия, заведующая отделом, д.г.-м.н., dakhnova@vniigni.ru

Немова Варвара Дмитриевна

ФГБУ «ВНИГНИ», г.Москва, Россия, зав. сектором исследований продуктивности сланцевых формаций, к.г.-м.н., nemova@vniigni.ru

Можегова Светлана Васильевна

ФГБУ «ВНИГНИ», г.Москва, Россия, старший научный сотрудник, mozhegova@vniigni.ru

На примере отложений баженовской свиты Западной Сибири рассмотрены методологические подходы к оценке ее ресурсного потенциала. Предлагаются методологические подходы выделения эффективных нефтенасыщенных толщин с привлечением данных Rock-Eval и геофизических исследований скважин, выявлению перспективных объектов баженовской свиты. Предложены принципы дифференцированной оценки ресурсов и ранжирования территории исследований по различному составу насыщающих УВ.

Ключевые слова: баженовская свита, прогноз нефтеносности, эффективная нефтенасыщенная толщина, оценка ресурсов.

METHODOLOGICAL APPROACHES TO ESTIMATION OF OIL RESERVES IN THE DEPOSITS OF BAJENOVSKAYA SVITA

Kirsanov Alexey Mikhailovich

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russia, head of the department. Sector Interpretation of GIS data, kirsanov@vniigni.ru

Skvortsov Mikhail Borisovich

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russia, Head of Department, Ph.D., skvortsov@vniigni.ru

Dakhnova Marina Vissarionovna

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russia, Department Head, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, dakhnova@vniigni.ru

Nemova Varvara Dmitrievna

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russia, head of the department. sector of studies of the productivity of shale formations, Ph.D.

Mozhegova Svetlana Vasilievna

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russia, researcher, mozhegova@vniigni.ru

On example, in the Bazhenov formation in Western Siberia methodological approaches to the assessment of its resource potential. Proposed methodological approaches for the selection of effective oil-saturated thicknesses involving data from Rock-Eval and geophysical studies of wells, identification of prospective Bazhenov formation.

The proposed principles of differentiated resources assessment and ranking of areas of research on the different composition of saturated hydrocarbons.

Keywords: the Bazhenov formation, the petroleum potential forecast, efficient nettenstity thickness and resource estimation.

Нефтегазовая система нетрадиционных коллекторов отличается от традиционной тем, что объектом изучения и подсчета являются УВ, генерированные нефтематеринской свитой и сохранившиеся в этой же толще. То есть основная причина отнесения баженовской свиты к нетрадиционным объектам, является не низкое качество коллекторов, а то что генерированная нефть, сохранилась в нефтематеринской породе в силу замкнутости системы и неконтролируется гидродинамическим фактором. Исходя из этого предлагаются следующие термины и понятия:

Залежь нефти баженовской свиты - это залежь подвижных параавтохтонных УВ, генерированных и содержащихся в проницаемых породах нефтематеринской свиты, со всех сторон литологически ограниченных флюидоупорами.

Эффективная нефтенасыщенная толщина в отложениях баженовской свиты - это толщина прослоев коллектора, содержащего подвижные УВ, в пределах залежи. Ввиду отсутствия пластовых вод в баженовской свите, эффективная нефтенасыщенная толщина будет совпадать с суммарной толщиной коллекторов в разрезе.

Пористость пород баженовской свиты создавалась в результате двух процессов. Первый – постседиментационные процессы преобразования пород – окремнение, карбонатизация. Второй – крекинг твердого ОВ (керогена) по мере роста катагенеза с образованием жидких (нефть) и газообразных флюидов, этот процесс, ввиду увеличения объема ОВ, сопровождается образованием «органической» пористости. Во втором случае пористость имеет отчетливую зависимость от содержания Сорг. Это значит, что катагенные превращения органического вещества должны сформировать не только субгоризонтальную трещиноватость, а главным образом, *поровую емкость* во всей матрице баженовской породы.

Вместо понятия «пористости» для обозначения пространства в породах, заполненного либо жидким флюидом, либо газом, либо их смесью, предлагается используется термин **«емкость»**.

Свободные углеводороды – углеводороды, генерированные нефтематеринской свитой и сохранившиеся в этой же толще.

Подвижные углеводороды – свободные углеводороды, не связанные с породами и керогеном сорбционными процессами.

Геологические запасы нефти баженовской свиты - суммарное количество подвижных углеводородов в жидком состоянии в емкостном пространстве пород, состоящем из трещин, каверн и пор.

Объемный метод широко применяется в практике подсчета запасов нефти. Возможно, его применение и при подсчете запасов нефти в отложениях баженовской свиты, с учетом уточнений и дополнений.

$$Q_n = S \cdot h_{\text{эф.н.}} \cdot m \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho,$$

где Q_n – геологические запасы нефти, тыс. т,

S – площадь залежи или части залежи, тыс. м²,

$h_{\text{эф.н.}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м,

m – коэффициент пористости (емкости), д.ед.,

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.,

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.,

ρ – плотность нефти, т/м³,

В баженовской свите в нефтесодержащих породах отсутствуют флюидные контакты (ВНК, ГНК). Не существует и переходных зон (ГНЗ, ВНЗ), присутствует лишь залежь с единой чисто нефтяной зоной (ЧНЗ). Площадь нефтеносности определяется только доказанностью наличия флюида и контролируется границами залежи. Геометризация залежи проводится по результатам интерпретации данных современной сейсморазведки с применением методов акустической инверсии, технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) и т.д.

Запасы категории C_1 необходимо выделять в районе скважины, при испытании которой в интервале баженовской свиты получен промышленный приток нефти и по результатам обработки гидродинамических исследований определены ФЕС пласта. Площадь категории C_1 выделяется в виде квадрата, со скважиной в центре и расстоянием от нее не более 2 км. Остальная часть залежи относится к категории C_2 . Запасы категорий А и В выделяются по тому же принципу, что и в традиционных коллекторах.

Закономерности распределения нефти в баженовской свите определяются начальными концентрациями в породах органического вещества (ОВ) и его катагенетической зрелостью, то есть формирование эффективных коллекторов в породах напрямую связано с процессом

катагенетического преобразования ОВ. В связи с этим необходимость привлечения геохимических исследований при оценке запасов баженовской свиты очевидна [1].

На основании интерпретации результатов анализа пород методом Rock-Eval можно:

- выделить нефтенасыщенные интервалы,
- оценить количество содержащейся в них нефти.

Нефтенасыщенные интервалы выделяются по аномально высоким значениям (S_1+S_{2a}) (общее содержание свободных УВ) относительно концентрации $C_{орг}$ и S_2 . То есть относительно высокое содержание свободных УВ характеризует наличие коллектора.

Эффективная нефтенасыщенная толщина в отложениях баженовской свиты - это толщина прослоев коллектора, содержащего подвижные УВ, в пределах залежи. Ввиду отсутствия пластовых вод в баженовской свите, эффективная нефтенасыщенная толщина будет совпадать с суммарной толщиной коллекторов в разрезе.

Удельное электрическое сопротивление пласта зависит от литологии разреза, пористости, занятой флюидом, и насыщения. Отсутствие других флюидов, кроме S_1 и S_{2a} , в баженовской свите позволяет проводить прогноз величины S_1+S_{2a} для каждого литотипа с помощью фокусированных методов сопротивления по ГИС (рис.1).

$S_1 + S_{2a}$ – функция - $V_{породы} * (K_{п\ дин} + K_{но})$.

Это параметр пропорциональный общей пористости, а значит, характеризует как подвижный УВ ($K_{п\ дин}$), так и не подвижный УВ ($K_{но}$) и лучше всего выражается через сопротивление (рис.2).

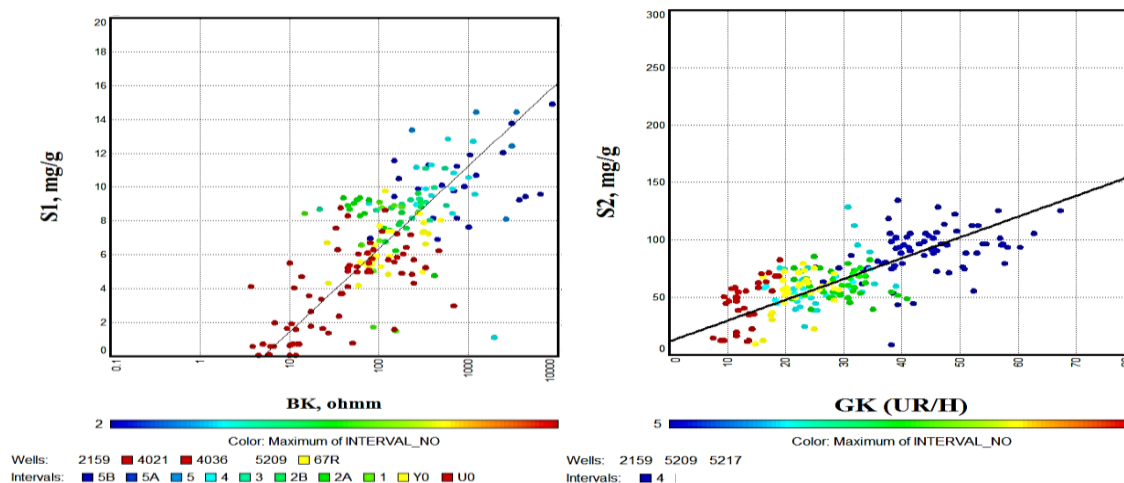


Рисунок 1 - Связь геохимического параметра $S_1 + S_{2a}$ до экстракции и удельного электрического сопротивления, определенного по методу БК, для скважин Большого Салыма

Рисунок 2 - Связь геохимического параметра S_2 до экстракции и интегральной радиоактивности, для скважин Большого Салыма

Связь между содержанием керогена и радиоактивностью можно прогнозировать через спектральную (а в некоторых областях и через интегральную – в зависимости от концентрации глинистого вещества) характеристику гамма-каротажа.

В связи с этим использовалась интегральная функция ГК, входящая в стандартный комплекс и прописанная практически во всех скважинах (рис.3).

Нефть, генерируемая керогеном, не вся является подвижной, так как часть ее удерживается сорбционными процессами керогена и вмещающих его пород.

Таким образом, для выделения коллекторов мало получить параметр S_1 большее 0, надо учесть остаточное насыщение, т.е. получить S_1 гран. Для этого можно использовать соотношение S_1/S_2 к $C_{орг}$ или соотношение $(S_1+S_{2a})/ТОС > 100$ мг УВ/ г ТОС, полученное эмпирическим путем для многих сланцевых формаций мира.

На связи методов ГИС с параметрами S_1 , S_2 значительное влияние оказывают степень катагенеза ОВ и полимиктовый состав пород. На территориях с высокой степенью катагенетической зрелости ОВ, к которой, например, относится группа месторождений Большого Салыма, доказана практически повсеместная нефтенасыщенность разреза (высокопродуктивных скважин), в то же время на Красноленинском своде, где степень катагенеза значительно ниже, продуктивны только определенные литотипы баженовской свиты.

В породах баженовской свиты емкость коллекторов может иметь различную природу:

- «минеральную» – поры и трещины расположены между минеральными компонентами породы, в продуктивных отложениях баженовской свиты присутствуют повсеместно;
- органическую - формируется в керогене, по мере развития процессов генерации УВ, ее влияние на емкостные характеристики пород увеличивается с ростом катагенеза ОВ.

Многообразие баженовских литотипов сведено к двум группам, принципиально различающимся физическими свойствами и способностью аккумулировать и отдавать подвижные УВ. Первая группа – тонкослоистые высокоуглеродистые, наиболее глинистые породы. Вторая группа – более плотные, хрупкие, слоистые или массивные породы, относительно менее обогащенные Сорг.

В основу литотипизации положены следующие критерии [2,3] (рис.3.):

1. минеральный состав отложений: кремнистый, глинистый и карбонатный, последний - с разделением на первичный седиментогенный (биогенный) и вторичный диагенетический карбонаты;
2. содержание органического углерода в породе (Сорг или TOC Rock Eval).

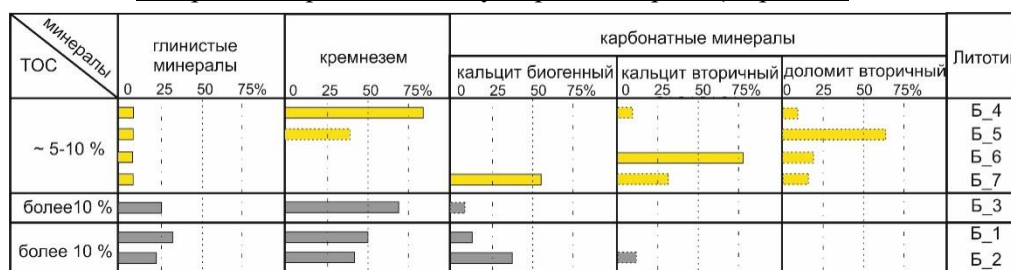


Рисунок 3 - Схема. Минеральный состав основных литотипов баженовского горизонта.

На территории с высокой степенью катагенетической зрелости ОВ в эффективные нефтенасыщенные толщины включаются породы с доказанной насыщенностью свободными УВ (т.е. породы, в которых $(S1+S2a)/TOC > 100$ мг УВ/ г ТОС или $S1/S2 C > 0,2$ и др.). Эффективная органическая емкость может присутствовать в любых литотипах, эффективная минеральная – только в литотипах второй группы.

В зонах с более низкой катагенетической зрелостью ОВ, определение эффективных нефтенасыщенных толщин сводится к выделению в разрезе склонных к хрупким деформациям литотипов и определению среди них нефтенасыщенных.

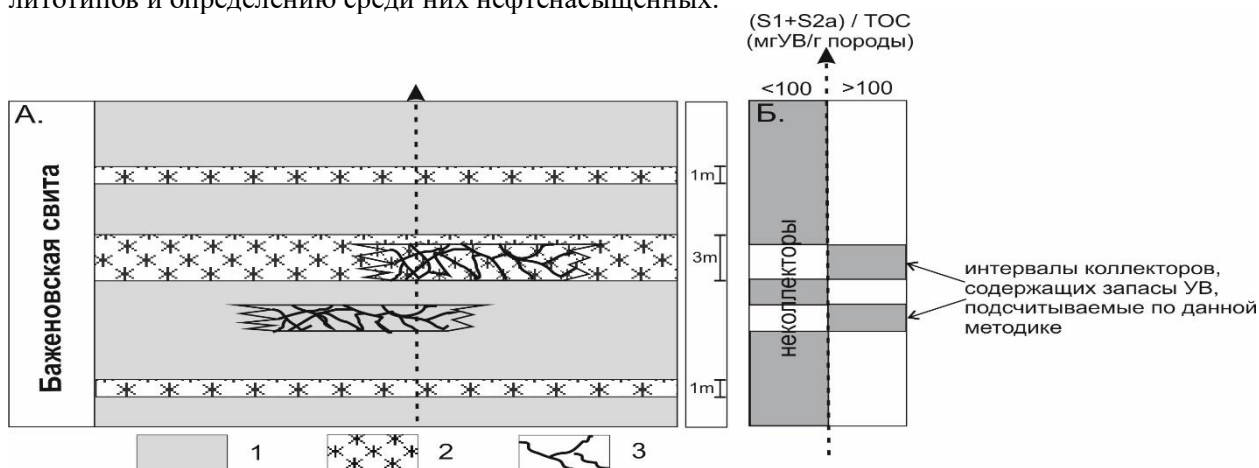


Рисунок 4.А-Б - Схема строения разреза и локализация коллекторов в баженовской свите

(1 - глинисто-кремнистые высокоуглеродистые породы; 2 – непроницаемые радиолариты и карбонатные породы; 3 – проницаемые радиолариты и карбонатные породы).

Б. Значения параметра $(S1+S2a)/TOC$, определенного в разрезе скважины по данным геохимических исследований ОВ методом Rock-Eval.

Величина коэффициента пористости может определяться по результатам интерпретации расширенного комплекса ГИС (ЯМК, СНК, SGK, АКШ, ГГК-лп) В случае отсутствия расширенного комплекса ГИС, величина пористости может определяться по зависимости $K_{п\text{ орг}}=f(S1+S2a)$ или по теоретическому уравнению вида:

$K_{п\text{ орг}} = (S1+S2a):1000:(\sigma_{\text{ флюида}}/\sigma_{\text{ породы}}) * П$, где:

$S1+S2a$ – емкость, занятая свободными относительно низкомолекулярными ($S1$) и более высокомолекулярными ($S2a$) углеводородами и сопутствующими им компонентами нефти;

$\sigma_{\text{ флюида}}$ – плотность флюида, г/см³;

$\sigma_{\text{ породы}}$ - плотность матрицы породы, г/см³;

$П$ – коэффициент потери УВ при подъеме керна;

$K_{п}$ – объем пор, занятых легкими углеводородами, д.е.

Оценка потерь УВ керна при его подъеме на дневную поверхность необходима для расчета поправочного коэффициента содержания УВ в пласте, относительно объема УВ, определенного по образцам керна. Оценка потерь УВ из керна может быть дана на основании сравнительного количественного анализа УВ состава экстрактов из пород и нефтей из одних и тех же катагенетических зон.

Величина потерь УВ при подъеме керна определяется как константа для месторождений, расположенных в пределах зон с одинаковой степенью катагенеза ОВ.

Одной из геологических особенностей отложений баженовской свиты является отсутствие притоков воды при гидродинамических испытаниях, при пробной и промышленной эксплуатации коллекторов этого комплекса пород. Таким образом, величина $K_{п}$ будет зависеть исключительно от объема остаточной воды.

При расчете органической пористости учитывается только емкость, занятая свободными относительно низкомолекулярными углеводородами ($S1$), свободными более высокомолекулярными углеводородами и сопутствующими им компонентами нефти ($S2a$). Таким образом, объем занятый связанной водой в них не учитывается, величина $K_{п\text{ орг}}=K_{п\text{ эф}}$, а величину $K_{п}$ можно принять за 100%.

Из-за широкого распространения явления гидрофобизации в баженовской свите, объем, занимаемый водой (физически и химически связанной), очень мал и не был достоверно замерен ни одним из научно-производственных коллективов. Поэтому, величину $K_{во}$ для коллекторов с минералогической емкостью рекомендуется принять за 5%.

Соответственно, величину $K_{п}$ рекомендуется принять за 0, 95.

Коэффициент усадки нефти и плотность нефти определяются лабораторно по собственным глубинным пробам, либо принимаются по аналогии с близлежащими месторождениями, находящихся в схожих геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Скворцов М.Б. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) / М.Б.Скворцов, М.В.Дахнова, С.В.Можегова, А.М.Кирсанов, И.К.Комков, И.Л. Пайзанская // Новосибирск. Геология и Геофизика, 2017. – № 3. – с. 495—503.
2. Панченко И.В. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Ильин // Геология нефти и газа. 2016. – № 6. – С.22-34.
3. Немова В.Д. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты / Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. // Геология нефти и газа. 2013. – № 2. – С.38-46.

ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ-БИОМАРКЕРАМ

Киселёва Юлия Александровна

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»), г.Москва, Россия, старший научный сотрудник, Kiseleva@vnigni.ru

В статье приведены результаты биомаркерного анализа нефтей и битумоидов нефтематеринских пород Бузулукской впадины. Выявленные особенности состава и распределения УВ-биомаркеров в нефтях позволили выделить среди них пять генетических типов, которые отличаются как по составу ОВ и по условиям его накопления, так и по зрелости исходного ОВ. По результатам корреляции нефтей с битумоидами из разновозрастных НМП доманиковой толщи были установлены характерные черты «доманиковых нефтей», а также закономерности их распределения по территории и по разрезу отложений.

Ключевые слова: генетическая типизация нефтей; углеводороды биомаркеры; алканы; тритерпаны; стераны; Бузулукская впадина.

TYPIFICATION OF THE OILS OF BUZULUK DEPRESSION BY HYDROCARBON BIOMARKERS

Kiseleva Yulia Aleksandrovna

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, Senior Research Officer, Kiseleva@vnigni.ru

The article presents the results of a biomarker analysis of oils and bitumens of source rocks of the Buzuluk depression. The peculiarities of the composition and distribution of hydrocarbon biomarkers in crude oils have allowed to identify among them five genetic types, which differ both in composition of OM and its accumulation conditions, and also OM maturity. The results of the correlation between oils and the bitumens from different ages source rocks of domanik strata allowed to reveal characteristic features of the "Dominik oils", and also the regularities of their distribution on the territory and on the cross-section of the deposits.

Keywords: genetic typification of oils; hydrocarbon biomarkers; alkanes; triterpanes; steranes; Buzuluk depression.

Комплекс геохимических работ, включающий генетическую типизацию нефтей и их корреляции с экстрактами вероятных НМП, на сегодняшний день является основным, если не единственным, видом исследований, позволяющим определить количество эффективных материнских толщ и очагов генерации в изучаемом регионе, а также выявить связи УВ-флюидов с генерировавшими их нефтематеринскими толщами.

В связи с этим, эти исследования применяются не только для оценки роли конкретных НМП в формировании залежей УВ на исследуемой территории, но и являются важным элементом работ при прогнозе нефтегазоносности района с использованием бассейнового моделирования, позволяя уточнять границы распространения эффективных нефтематеринских толщ, а также оконтуривать зоны их влияния (аккумуляции УВ).

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция это один из древнейших нефтедобывающих регионов России, вместе с тем современными геохимическими методами нефти данного региона изучены слабо. При этом в основном приводятся данные для отдельных областей центральной части провинции [1, 2, 3]. В тоже время, одна из перспективных территорий на юге Волго-Уральской НПП, Бузулукская впадина, менее охарактеризована в этом отношении.

В настоящей работе приводятся результаты детальных геохимических исследований нефтей из продуктивных горизонтов этого района с целью выделения и характеристики основных генетических типов нефтей в пределах Бузулукской впадины, а также проведены корреляции нефтей с битумоидами верхнедевонских НМП для установления связей между ними.

Коллекция нефтей включала 39 проб из 12 месторождений Самарской и Оренбургской областей, залегающих в широком интервале глубин от 1100 до 5400 м. Стратиграфический диапазон их распространения охватывает палеозойские отложения от эйфельского яруса среднего девона до московского яруса среднего карбона. Также, были проанализированы 29 хлороформенных экстрактов из нефтематеринских пород верхнедевонских отложений от тиманского горизонта

нижнего франа до заволжского горизонта верхнего фамена, отобранных в разрезах 4-х параметрических скважин, расположенных в разных зонах Мухано-Ероховского прогиба. Интервал отбора образцов пород - от 2800 до 3100 м (рис.1). Нефти и экстракты изучены методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Анализ состава и распределения УВ-биомаркеров в нефтях этого района, и последующая статистическая обработка полученных данных по совокупности показателей, характеризующих фациально-генетический тип нефтематеринского ОВ, условия его накопления и литологический состав пород, позволили выделить в рассматриваемой зоне пять генетических типов нефтей. Три из которых (I, II и III) распространены в северной части впадины, а VI и V – локализованы в ее южной части (рис.1).

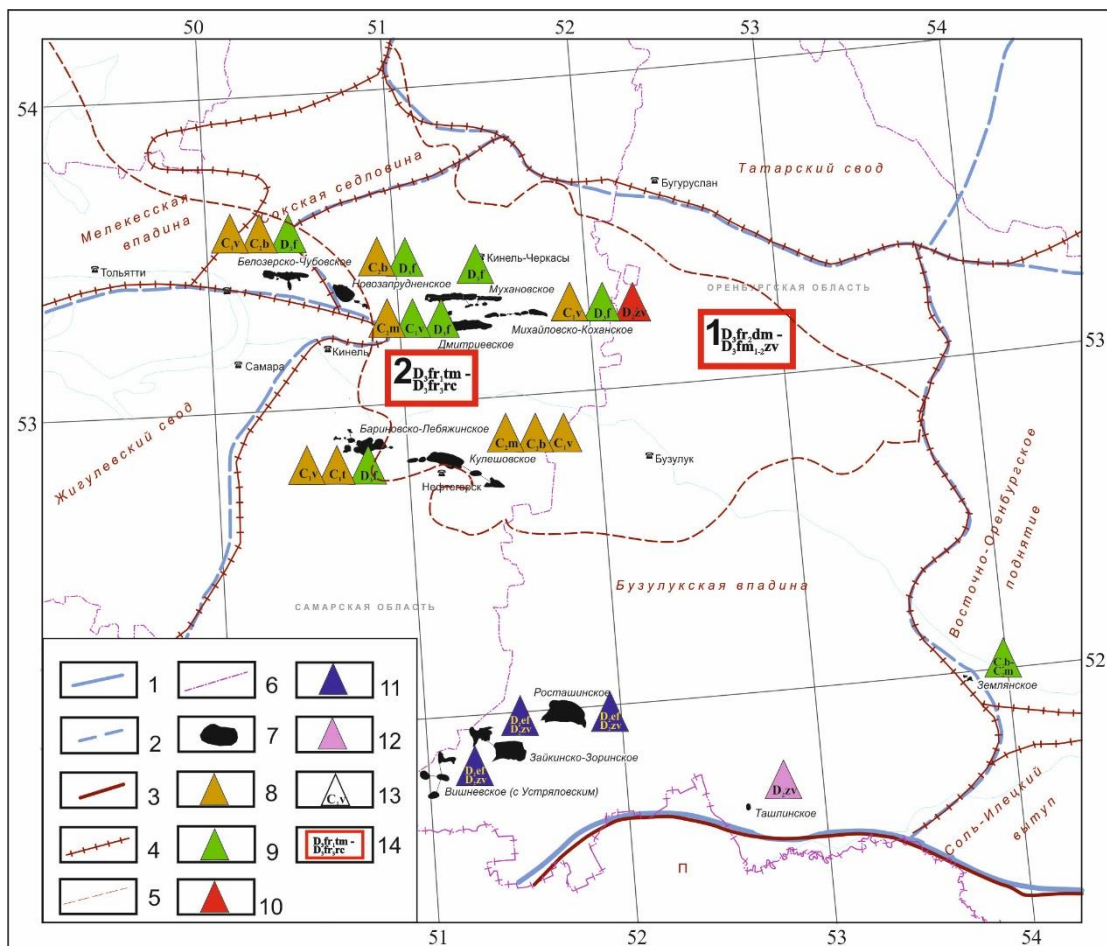


Рисунок 1 – Схема расположения объектов исследования и распространения нефтей выделенных генетических типов.

Условные обозначения: 1 - границы нефтегазоносных провинций; 2 - границы нефтегазоносных областей; 3 - границы крупнейших тектонических элементов (антеклиз, синеклиз и т.д.); 4 - границы крупных тектонических элементов (сводов, впадин, прогибов); 5 – границы Мухано-Ероховского палеопргиба (D3f); 6 - административные границы; 7 - месторождения, по которым изучены нефти. 8 - 12 - типы нефти: 8 - I тип, 9 - II тип, 10 - III тип, 11 - IV- тип, 12 - V тип, 13 - возраст вмещающих отложений; 14 - участки расположения скважин (с указанием интервалов отбора), по которым были изучены образцы пород

На основании комплекса биомаркерных параметров, были даны характеристики выделенных типов нефтей:

Нефти I типа, приуроченные к отложениям нижнего-среднего карбона, генетически связаны с ОВ морского происхождения, обогащенным бактериальным материалом или претерпевшим значительную микробальную переработку в диагенезе, накапливавшимся в восстановительных условиях в нефтематеринских породах, характеризующихся значительным

вкладом карбонатной составляющей. Уровень зрелости нефтематеринского ОВ на момент эмиграции нефтей соответствовал верхам главной зоны нефтегазообразования (ГЗН).

Нефти II типа, залегающие, главным образом, в отложениях франского горизонта, подстилающих доманиковую толщу, также генетически связаны с ОВ морского происхождения, но вклад бактериального материала в его составе меньше, чем в материнском ОВ нефтей I-ого типа и доля карбонатной составляющей в материнских породах нефтей II типа также меньше, по сравнению с материнскими породами нефтей I-ого типа. По зрелости нефти II типа практически не отличаются от нефтей I-ого и генерированы в «верхах» ГЗН.

III тип нефтей генетически связан с морским ОВ, характеризующимся бóльшим вкладом водородного материала (по сравнению с материнским ОВ нефтей I и II типа), накапливавшимся в преимущественно глинистых отложениях. Зрелость исходного ОВ на момент эмиграции УВ соответствовала пику «нефтяного окна».

Нефти IV и V типов, залегающие в эйфельских и живетских отложениях в южной части Бузулукской впадины, генетически связаны с сильно преобразованными нефтематеринскими толщами предположительно преимущественно глинистого состава, содержащими морское ОВ, зрелость пород соответствует МК3-МК4 по шкале катагенеза Амосова-Вассоевича [4]. Согласно биомаркерным параметрам распределения n- и изо-алканов, нефти IV и V типов не связаны с единой материнской толщей, а, вероятно, поступали в зоны нефтегазоаккумуляции из разных очагов генерации.

Проведенные корреляции нефтей с битумоидами нефтематеринских пород доманиковой толщи показали, что среди изученных, только нефти из отложений верхнего девона-среднего карбона (I и II типа), генерированы породами доманикового типа. Среднедевонские нефти (III-V типа) с среднефранско-нижнетурнейской толщей не связаны.

«Доманиковые нефти» (I и II тип) значительно отличаются по набору генетических характеристик от других изученных нефтей, что позволяет довольно точно их диагностировать. При этом их подразделение на типы обусловлено неоднородностью состава самой сланцевой толщи, для которой характерно увеличение доли карбонатной составляющей вверх по разрезу от отложений доманикового горизонта среднефранского подъяруса к отложениям малевско-кизеловского горизонта турнейского яруса.

Корреляции нефтей I и II типа с битумоидами верхнедевонских НМП позволили установить, что нефти I типа из отложений нижнего-среднего карбона генетически связаны с верхним более карбонатным интервалом разреза доманиковой толщи (надречицко-заволжские НМП). Нефти II-го типа, приуроченные преимущественно к подстилающим доманиковую толщу отложениям, генерированы ее нижним интервалом (доманиково-речицкие НМП), в составе которого преобладают карбонатно-кремнистые породы.

Наблюдаемые закономерности в распределении нефтей выделенных типов по возрасту вмещающих отложений характерны для зоны Мухано-Ероховского прогиба, где доманиковые отложения представлены в максимальном стратиграфическом объеме от среднего франа до турне.

На восточной окраине Бузулукской впадины, приуроченность нефтей II типа к среднекаменноугольным отложениям подтверждает наличие в этой зоне эффективных нефтематеринских пород доманикового типа только в нижнем стратиграфическом диапазоне от доманикового до речицкого горизонта.

Выявленные связи между «доманиковыми» нефтями и разновозрастными нефтематеринскими породами доманиковой толщи позволяют уточнить границы распространения и стратиграфический объем отложений доманикового типа. Кроме того, они имеют важное значение для построения моделей генерационно-аккумуляционных УВ систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Арефьев О.А. Биометки нефтей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции /Арефьев О.А., Забродина М.Н., Русинова Г.В., Петров Ал.А. // Нефтехимия. – 1994. – Т.34. –№ 6. – 483 С.
2. Гордадзе Г.Н. Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам) / Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. // Геохимия. – 2005. – №11. – С. 1208-1223.
3. Гордадзе Г.Н. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана/ Гордадзе Г.Н., Тихомиров

- В.И. // Нефтехимия. – 2007. – Т.47. – №6.– С. 422-431.
4. Парпарова Г.М. Катагенез и нефтегазоносность / Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др. – М. Недра. – 1981. – 240 С.

СТРОЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СЕВЕРНОГО ОБРАМЛЕНИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Книппер Андрей Александрович

*ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г.Москва, Россия,
геолог 1 категории, Knipper@vniigni.ru*

Каламкаров Сергей Львович

*ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г.Москва, старший
научный сотрудник, Kalamkarov@vniigni.ru*

В статье рассмотрены строение тектонических комплексов фундамента и осадочного чехла северного обрамления Сибирской платформы. Приведены основные этапы истории развития региона.

Ключевые слова: тектонические комплексы, фундамент, осадочный чехол, история развития, вулканогенный комплекс, структуры.

STRUCTURE OF TECTONIC COMPLEXES OF THE NORTHERN FRAME OF THE SIBERIAN PLATFORM

Knipper Andrey Alexandrovich

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia, Geologist of
1 category, Knipper@vniigni.ru*

Kalamkarov Sergey Lvovich

*Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia, Senior
Research Officer, Kalamkarov@vniigni.ru*

In the article the structure of tectonic complexes of the basement and sedimentary cover of the northern frame of the Siberian platform is considered. The main stages of history of development of the region are given.

Keywords: tectonic complexes, basement, sedimentary cover, development history, volcanogenic complex, structures.

Исследованием строения тектонических комплексов севера Сибирской платформы и сопредельных регионов занимались многие ученые: Афанасенков А.П., Балдин В.А., Зоненшайн Л.П., Конторович А.Э., Кушнир Д.Г., Никишин А.М., Погребницкий Ю.Е., Старосельцев В.С., Тальвирский Д.Б., Хаин В.Е., Шеин В.С. и др. [1-5].

Основываясь на их построениях и новых сейсмических данных, в пределах исследуемой территории, авторами были выделены различные тектонические комплексы, а также уточнены границы их распространения. В зависимости от геодинамической обстановки формирования выделены: континентальный фундамент (Сибирская платформа), субокеанический фундамент (предполагаемый в отдельных секторах Южно-Карской надрифтовой депрессии и в центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП)), складчатое основание и осадочный чехол, представленный нижним (переходный комплекс палеозойского возраста) и верхним структурными этажами.

Глубины залегания разных типов тектонических комплексов под осадочным чехлом Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и сопредельных регионов показаны на рис. 1. Также авторами предложена систематизация структур осадочного чехла: мега-, надпорядковые, 0-го, 1-го и 2-го порядка.

В пределах рассматриваемой территории к **мегапорядковым** структурам отнесены Западно-Сибирская мегадепрессия и Сибирская платформа, к **надпорядковым**: надрифтовые депрессии и прогибы, антеклизы, палеоокраины, предорогенные прогибы (рис. 2), к **нулевому порядку**: внутренняя (недеформированная) и внешняя (деформированная) зоны пассивных окраин, пассивные палеоокраины, перекрытые наложенными надрифтовыми прогибами, присдвиговые

мегапрогибы и впадины, гряды, к **первому порядку**: рифты, мегапрогибы, крупные прогибы, впадины, моноклинали, ступени, крупные поднятия, своды, выступы, антеклизы, мегавалы, горсты, зоны поднятий, крупные седловины, мегаседловины, зоны надвигов, ко **второму порядку**: поднятия, прогибы, соляные купола.

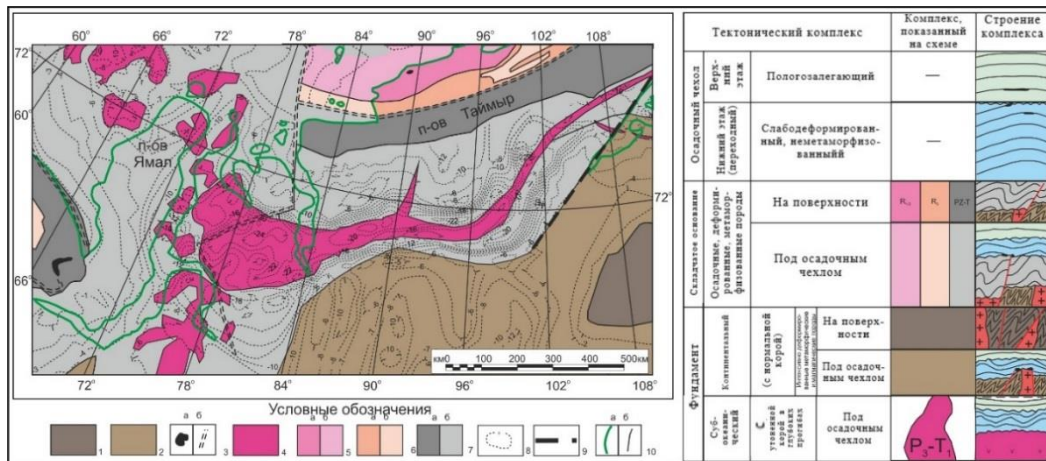


Рисунок 1 – Схема распространения, строения и типов тектонических комплексов фундамента северного обрамления Сибирской платформы (по материалам ФГБУ «ВНИГНИ»): 1-4 – фундамент: 1-2 – континентальный кристаллический фундамент: 1 – на поверхности, 2 – под осадочным чехлом; 3 – поглощенных палеоокеанов, фиксируемых вдоль шовных зон: а – на поверхности (офиолиты), б – под осадочным чехлом и другими тектоническими комплексами, 4 – субокеанический позднепермско-раннетриасовый в пределах Южно-Карской надрифтовой депрессии и Енисей-Хатангского регионального прогиба; 5-7 – складчатое основание (а – на поверхности, б – под осадочным чехлом): 5 – ранне-среднерифейское, 6 – позднерифейское; 7 – палеозой-триасовое; 8 – глубины залегания осадочного чехла на поверхности фундамента разного типа; 9 – трансформный разлом; 10 – границы: а – суши и моря, б – тектонических элементов.

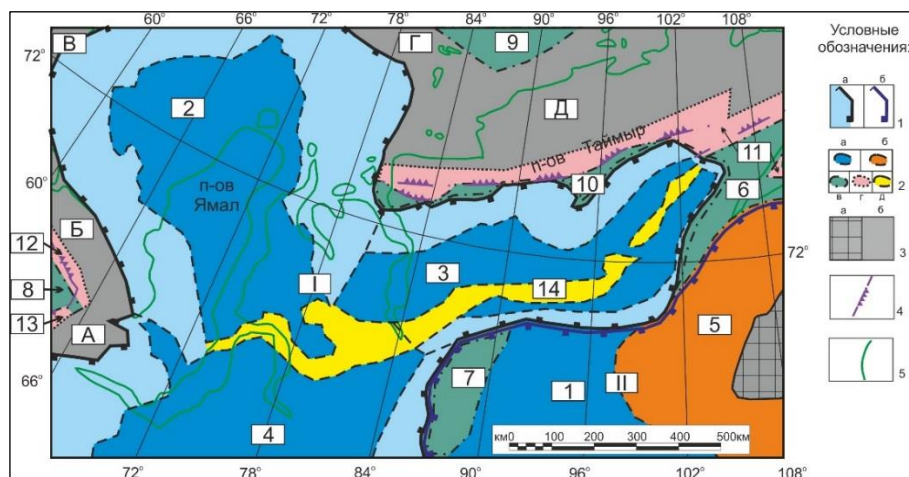


Рисунок 2 – Крупнейшие структуры осадочного чехла северного обрамления Сибирской платформы (по материалам ФГБУ «ВНИГНИ»): 1 – **мега-**: а – **надрифтовые мегадепрессии**: I – Западно-Сибирская, б – **платформы**: II – Сибирская; 2 – **надпорядковые**: а – **надрифтовые депрессии и прогибы**: 1 – Тунгусская (Курейская), 2 – Южно-Карско-Гыданская, 3 – Енисей-Хатангский, 4 – Надым-Тазовская; б – **антеклизы** – 5 – Анабарская; в – **палеоокраины**: 6 – Анабаро-Ленская, 7 – Туруханская, 8 – Тимано-Печорская, 9 – Северо-Карская, 10 – Северо-Сибирская; г – **предорогненные прогибы**: 11 – Предтаймырский, 12 – Припайхой-Приюжноновоземельский, 13 – Предуральский; д – **гряды**: 14 – Обско-Лаптевская; 3 – **выходы на поверхность и области неглубокого заложения фундамента**: а – **щиты**, б – **складчато-надвиговые сооружения**: А – Уральское, Б – Пайхойское, В – Новоземельское, Г – Северный порог, Д – Таймыро-Североземельское; 4 – крупные тектонические нарушения (надвиги); 5 – **границы суши и моря**.

При анализе строения северного и южного бортов ЕХРП, а также его осевой части, на сейсмических профилях (рис. 3) наиболее ярко выражены несогласия, связанные со основными этапами, выраженными соответствующими тектоническими комплексами:

Архей-протерозойским – отложениями фундамента;

Рифейским и палеозойским – отложениями Сибирской платформы;

Верхнепермско - раннетриасовым – вулканогенной толщей, в пределах которой отражена следующая последовательность основных тектонических событий:

- Активный окраинно-континентальный рифтинг, разрыв верхней коры, дрейф Таймырского фрагмента Сибирской платформы на север;
- Разрыв и активная деформация палеозойских и древних толщ в центре ЕХРП с образованием зоны зияния шириной до 100 км – начало формирования Енисей-Хатангского рифта;
- Супервулканизм, создавший трапповое плато мощностью до 2 км [2];

Средне-позднетриасовым – терригенными отложениями, связанными с формированием ЕХРП;

Юрско-палеогеновым – пологозалегающим осадочным чехлом, с формированием Обско-Лаптевской гряды в центральной части ЕХРП Россохинского и Балахнинского валов;

Олигоцен-четвертичным – с интенсивными тектоническими деформациями.

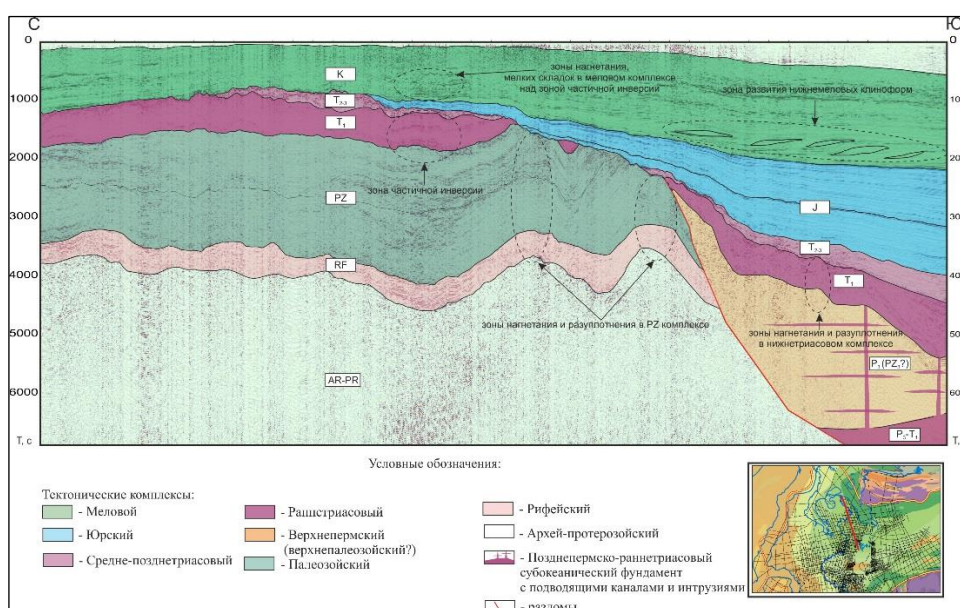


Рисунок 3 – Сейсмогеологический разрез по линии 2115038 (по материалам ПАО "СибНГФ" ООО НПЦ "Геостра").

Таким образом, в процессе работы, были рассмотрены основные тектонические комплексы фундамента и осадочного чехла (с дифференциацией последнего на структуры разного порядка) северного обрамления Сибирской платформы, выделены основные этапы развития региона. На основе анализа сейсмических профилей, в осевой части ЕХРП выделен комплекс поздне-пермско-раннетриасового времени, по мнению авторов соответствующий зоне субокеанического фундамента. Так же, по бортам ЕХРП, установлен палеозойский, предположительно переходный комплекс, отнесенный авторами к нижнему этажу осадочного чехла, характерной чертой которого является выклинивание к осевой части прогиба. Выше залегает вулканогенный комплекс позднепермско-раннетриасового времени, прослеживаемый от северного до южного борта ЕХРП. Юрско-меловой разрез представлен пологозалегающими отложениями, подвергшийся интенсивным тектоническим деформациям в олигоцен-четвертичное время.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Афанасенков А.П. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири

- на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Енисей-Хатангский район) // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 34 – 42.
2. Афанасенков А.П. Новая тектоническая модель Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.П. Афанасенков, А.Н. Обухов, С.Л. Каламкарров, А.А. Чикишев, Р.Р. Любаев // Тектоника современных и древних океанов и их окраин. Материалы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию академика Ю.М. Пуцаровского. – М.: ГЕОС, 2017. – С. 33 – 38.
 3. Богданов Н.А. / Объяснительная записка к тектонической карте морей Карского и Лаптевых и севера Сибири (масштаб 1 : 2500000) Н.А. Богданов, В.Е. Хаин, О.М. Розен, Э.В. Шипилов, В.А. Верниковский, С.С. Драчев, С.Л. Костюченко, А.Б. Кузьмичев, С.Б. Секретов. – М.: Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1998. – 127 с.
 4. Пронкин А.П. и др. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром / Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филиппов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С. Ступакова А.В., Бордунов С.И., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А. // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 28 – 42.
 5. Шеин В.С. и др. Плитотектоническое и нефтегазогеологическое районирование западной Арктики и сопредельных регионов / Шеин В.С., Алференок А.В., Каламкарров С.Л., Книппер А.А., Шеин В.А // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 3 – 26.

НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СРЕДНЕЮРСКИХ МАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ КАРАБАШСКОЙ ЗОНЫ

Комков Иван Константинович

ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г.Москва, Россия, геолог 1 категории, Kudas14@yandex.ru

Можегова Светлана Васильевна

ФГБУ «ВНИГНИ», г.Москва, Россия, старший научный сотрудник, mozhegova@vniigni.ru

Приведены результаты исследований нефтегазоносного потенциала тюменской свиты Карабашской зоны Западной Сибири. Рассмотрены вопросы содержания ОБ в породах, уровня его зрелости, нефтегазогенерационного потенциала. Выделены материнские толщи в разрезе средней юры; оконтурены очаги генерации УВ; дана оценка масштабов их генерации.

Ключевые слова: тюменская свита; материнские толщи; ОБ; очаги генерации; нефтегазогенерационный потенциал.

OIL-GAS POTENTIAL OF THE MID-JURASSIC SOURCE ROCKS WITHIN KARABASHSKAYA AREA

Komkov Ivan Konstantinovitch

Federal State Budgetary Institution All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, geology of I category, Kudas14@yandex.ru

Mozhegova Svetlana Vasilievna

Federal State Budgetary Institution All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, Senior Research Officer, mozhegova@vniigni.ru

The paper provides the results of oil-gas-potential study for Tyumen formation in the Karabashsky region of Western Siberia. Organic content of rocks, its maturity and oil-gas potential are considered, source series in the mid-Jurassic section are allocated, hydrocarbon generation kitchens are delineated and the generation scale is assessed.

Keywords: Tyumen formation; source rocks; organic matter; generation kitchens; oil-gas-potential.

Карабашская зона является одним из наименее изученных районов Западно-Сибирской НГП. На её территории открыты лишь единичные месторождения нефти и газа. Следует отметить что прилегающие территории - это богатейшие нефтегазоносные районы, такие как Красноленинский, Шаимский, Приобский, где открыто множество месторождений углеводородов.

Главной задачей работы являлось выделение и характеристика источников генерации УВ, способных обеспечивать формирование промышленных скоплений углеводородов. Настоящие исследования проводятся с целью уточнения границ перспективных областей данного района.

Наиболее богатые и хорошо изученные материнские толщи на территории исследования - это отложения баженовской свиты. Предметом изучения данной работы являются отложения тюменской свиты средней юры, нефтегазогенерационные характеристики которых малоизучены в данном районе. Наличие в коллекторах средней юры залежей углеводных флюидов позволяет предположить присутствие нефтегазоматеринских толщ в отложениях тюменской свиты.

Нефтематеринские характеристики среднеюрских отложений изучены в разрезах 29 скважин, расположенных главным образом в северо-восточной части Карабашской зоны. Наиболее полно охарактеризованы керном отложения верхнетюменской подсвиты.

Отложения средней юры характеризуются повсеместным распространением и выклиниваются в приподнятых зонах: на Тобольском мегавале - на юго-востоке и на Половинкинском выступе и Тавдинском мегавале - на севере Карабашской зоны. Породы тюменской свиты на территории исследований залегают несогласно на породах доюрского основания и согласно на отложениях шеркалинской свиты нижней юры. Мощность отложений увеличивается в северо-восточном направлении от 0 до 240 м [1].

Как показали проведенные геохимические исследования фоновые концентрации Сорг в преимущественно глинистых породах тюменской свиты составляют 1-3 %. В целом в пределах региона наблюдается снижение концентрации Сорг с юга на север., что отчасти может объясняться увеличением катагенеза в этом направлении.

На этом фоне выделяются участки с наличием в разрезе небольших пропластков с повышенной концентрацией органического углерода ($\text{C}_{\text{орг}} > 10\%$). Области распространения таких отложений локализуются в основном в восточных районах региона на Среднекондинской и Зимней площадях, а также на Шугурской площади на западе. В этих же областях отмечаются наличие прослоев углей с содержанием Сорг 20-40%, а в отдельных образцах до 60%.

Зрелость ОБ тюменской свиты (по $T_{\text{max Rock-Eval}}$), как и вышележащих -абалакской и баженовской, возрастает с юга от ПКЗ на север до МК2 в районе Западно-Фроловской площади, что подтверждается единичными результатами проведенных углепетрографических исследований. Эти оценки согласуются с результатами, полученными А.Н. Фоминым для верхней части тюменской свиты [2].

Значения водородного индекса (НИ) меняются в широких пределах, но эти вариации не связаны с изменением зрелости ОБ, а обусловлены главным образом изменением типа керогена.

В рассеянном ОБ водородный индекс (НИ) в среднем составляет 100-250 мг УВ/г Сорг при грациях катагенеза ПКЗ-МК1, что соответствует керогену преимущественно гумусового (III-го) типа.

В ряде изученных разрезов в составе материнских отложений присутствуют небольшие по мощности прослои пород с концентрацией Сорг $> 10\%$ и высоким водородным индексом (НИ). Это может свидетельствовать об увеличении доли сапропелевой составляющей в ОБ пород из таких прослоев. Таким образом материнские породы тюменской свиты содержат два различных типа ОБ: преимущественно гумусовый и гумусово-сапропелевый тип. Следует отметить, что количество обогащенных ОБ прослоев в разрезе свиты увеличивается с запада на восток – северо-восток изучаемой территории. Наблюдаемое площадное изменение доли пород с ОБ «более сапропелевого» типа в разрезе объясняется сменой к северо-востоку фаций озерно-аллювиальных равнин, близких к зонам сноса остатков наземной растительности, фациями морской седиментации, что обеспечивало как привнос в осадки сапропелевого вещества, так и лучшую сохранность ОБ вследствие более восстановительных обстановок осадконакопления, о чём говорит невысокий кислородный индекс ОI (1-10 $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$) для образцов из этой зоны.

Ориентировочная оценка удельных плотностей генерации УВ нефтематеринскими толщами была произведена объемным методом, по разнице между исходным индексом водорода (НИ0) до начала генерации УВ и современным (НИС) по упрощенной методике Schmoker [3]. Эта разница рассматривается как количество генерированных УВ на единицу массы Сорг. Оценка плотностей эмиграции УВ производилась путем умножения количества генерированных УВ на коэффициент эмиграции, который принимался в зависимости от типа ОБ и градации катагенеза по рассчитанным Баженовой Т.К. моделям эмиграции УВ для разных типов ОБ [4]. Схематические карты масштабов эмиграции УВ из нефтегазоматеринских отложений средней юры на примере верхнетюменской подсвиты приведены на рисунке 1.

Материнские породы тюменской свиты значительно обогащены органическим веществом, но в связи с невысоким катагенезом в пределах изучаемой территории, соответствующими началу процессов нефтегазообразования, масштабы генерации углеводородов невелики. Ввиду того что ОБ тюменской свиты представлено как гумусовым, так и сапропелевым типом, доля в породах которого увеличивается к северо-востоку Карабашской зоны, в отложениях тюменской свиты присутствуют как газоматеринские породы, так и нефтематеринские, способные генерировать жидкие углеводороды. Как наиболее продуктивная выделяется область на северо-востоке зоны, характеризующиеся большим катагенезом и повышенной долей сапропелевой составляющей органическом веществе тюменской свиты.

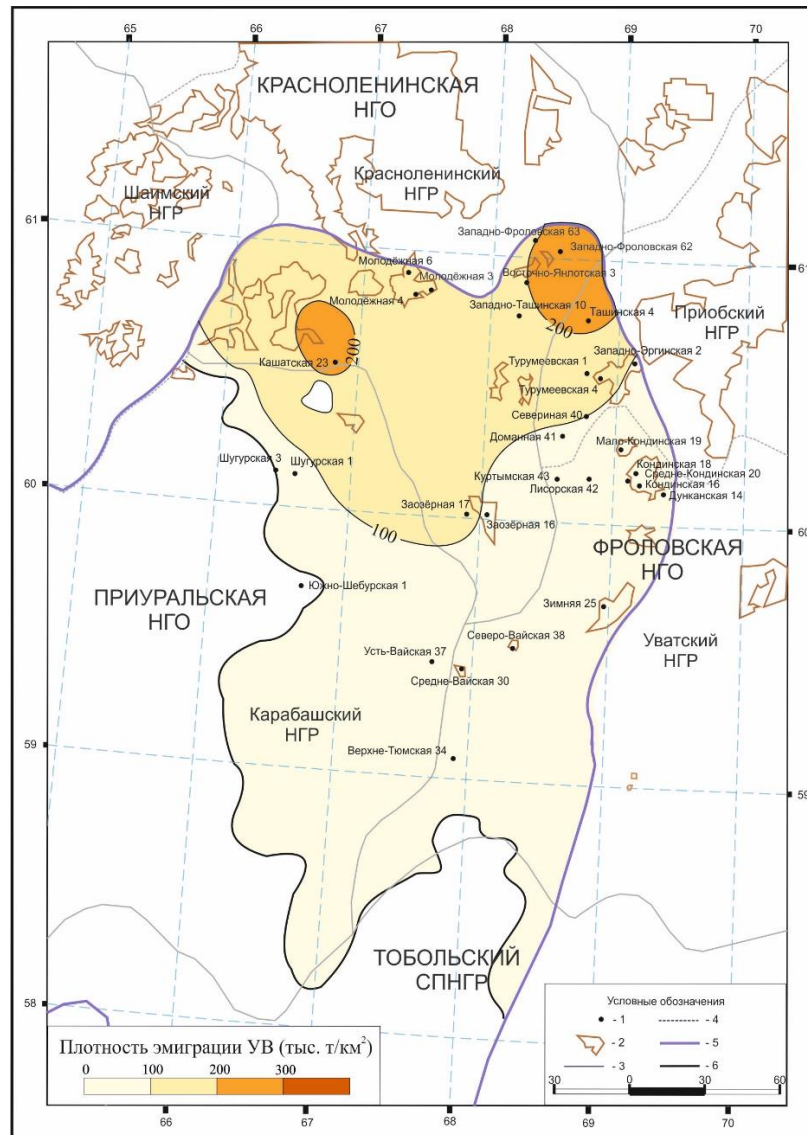


Рисунок 1 - Схема масштабов эмиграции углеводородов из нефтематеринских отложений верхнетюменской подсвиты

1 - скважины; 2 - месторождения; 3 - границы НГО; 4 - границы НГР; 5 - граница участка “Карабашская зона”; 6 - граница ОНГО отложений верхнетюменской подсвиты

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Атлас Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана. - Ханты-Мансийск, 2004.
2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества в верхней части разреза средней юры Западно - Сибирского мегабассейна /А.Н. Фомин // Геология и геофизика – 2017. – Т.58. - № 3 - 4.
3. Schmoker J.W. Volumetric calculation of hydrocarbons generated / J.W Schmoker / Eds.: L.B. Magoon, W.G. Dow // The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60. - 1994.
4. Неручев С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова. - СПб.: Недра, 2006.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗВЕДКИ АБИНО-УКРАИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Корнилина Евгения Владимировна

Кубанский государственный университет, г.Краснодар, Россия, студент, Kopatrudu@rambler.ru

Михайлов Евгений Игоревич

Кубанский государственный университет, г.Краснодар, Россия, студент, edmynd-farli@mail.ru

Абино-Украинское месторождение по своим запасам является средним. В настоящее время месторождение находится на завершающей стадии разработки. Для того, чтобы дать рекомендации по дальнейшим перспективам освоения исследуемого месторождения необходимо выработать оптимальный комплекс геолого-геофизических работ. В связи с этим, анализ истории разработки изучаемого месторождения в настоящий период времени является актуальным.

Ключевые слова: Абино-Украинское месторождение, геологические и геофизические работы, Азовскую антиклинальную зону, переоценка запасов нефти, отложения эоцена.

POSSIBILITY OF SUPPLEMENTARY EXPLORATION OF THE ABINO-UKRAINIAN SQUARE

Kornilina Eugeniya V.

Kuban State University, Krasnodar, Russia, student, Kopatrudu@rambler.ru

Mikhailov Eugene I.

Kuban State University, Krasnodar, Russia, student, edmynd-farli@mail.ru.

The Abino-Ukrainian deposit is average in its reserves. Currently, the deposit is at the final stage of development. In order to give recommendations on further prospects of mastering of the investigated deposit, it is necessary to develop an optimal complex of geological and geophysical works. Therefore, the analysis of the development history of the deposit under study is currently pertinent.

Keywords: The Abino-Ukrainian deposit, geological and geophysical works, Azove's anticline zone, reassessment of deposits of oil, deposits of Eocene.

Абино-Украинское месторождение Краснодарского края в настоящее время находится на завершающей стадии разработки. Для того, чтобы дать рекомендации по дальнейшим перспективам освоения месторождения необходимо дополнительные геолого-геофизические работы. В связи с этим, анализ истории разработки изучаемого месторождения в настоящий период времени является актуальным. Месторождение расположено в районе, где широко известна промышленная нефтеносность палеогеновых и миоценовых отложений (рис.1). В тектоническом отношении месторождение находится в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба и открыто в 1956 г. В результате глубокого бурения на Абино-Украинской площади, проведенного в 1956-1959 гг. была установлена промышленная нефтеносность миоценовых отложений. Одновременно с разведкой миоцена проводилось бурение с целью выяснения структуры майкопских и эоцен-палеоценовых отложений и поисков в них нефти в 1980-2015 годы. На основании обобщения данных глубокого бурения было установлено, что район Абино - Украинского месторождения характеризуется двухярусным строением. Нижний ярус построен эоцен-палеоценовыми отложениями, верхний - трансгрессивным майкопом и вышележащими отложениями. По палеоценовым отложениям Абино-Украинская структура представляется как узкая, опрокинутая на север антиклиналь, подсеченная взбросом. Южное ее крыло плавно переходит в синклиналь, посредством которой она сопрягается с Украинской складкой. Абино-Украинская антиклиналь трансгрессивно срезается среднемайкопскими отложениями с конгломератом в основании. По исследованиям треста «Краснодарнефтегеофизика» было выявлено, что по палеоцен-эоценовому комплексу пород Абино-Украинская складка имеет более сложное строение, чем представлялось ранее, и подтверждено существование «подворота» северного крыла структуры.

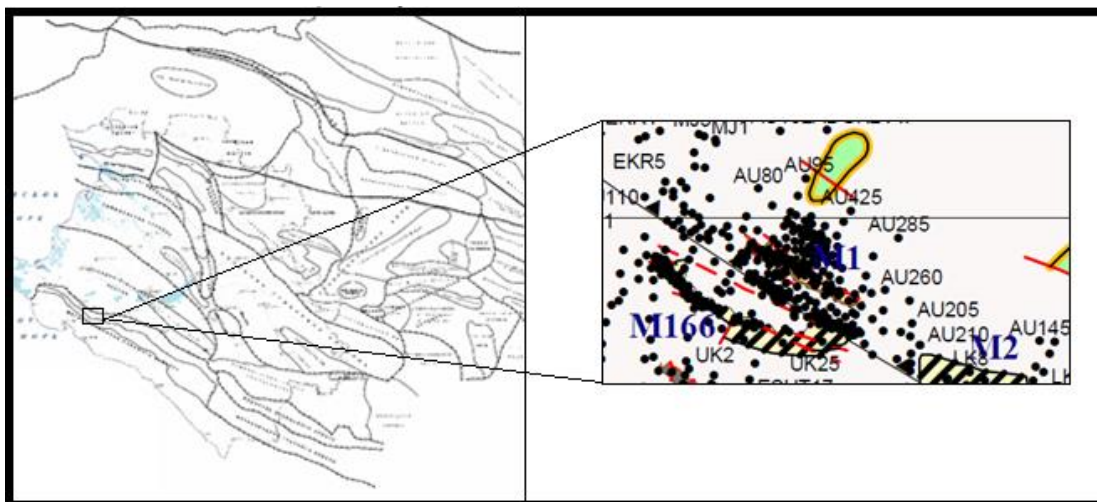


Рисунок 1 – Тектоническая схема Краснодарского края с выделенным Абино-Украинским участком [1]

Палеоцен-эоценовые отложения образуют Азовскую антиклинальную зону, складки которой осложнены разрывами или опрокинуты в сторону прогиба. Абино-Украинское месторождение располагается в пределах Лёвкинского тектонического блока. Важнейшей особенностью тектоники Лёвкинского блока является наличие крупных разрывов двух простираний: общекавказского (запад-северо-запад) и поперечного к нему - субмеридиального. Абино-Украинская антиклиналь в ряду складок самая сложная. Крылья антиклинальной складки слагаются породами белоглинской и кумской свит, ядро сложено глинами среднего эоцена. Антиклиналь наклонена на север, её южное висячее крыло падает на юг, северное лежащее подвернуто, так же падает на юг и слагается кумским горизонтом в перевернутом залегании. Белоглинская и глинистая часть кумской свиты висячего крыла размыта на разную глубину, а выше залегают с угловым и стратиграфическим несогласием отложения майкопа, миоцена и плиоцена. На глубине наклонная антиклинальная складка переходит в лежащую синклиналь, борта которой сложены кумским горизонтом, а в ядре находятся глины кумской свиты. Свод антиклинальной складки отсечён разрывом - гравитационным сбросом в сторону оси Западно-Кубанского прогиба (рис.2). Складка имеет субширотное простирание. Ее длина составляет 4,5 км, ширина – 900 м. Южное крыло пологое, северное - очень крутое. Антиклиналь осложнена тремя продольными и несколькими поперечными нарушениями. Глубина залегания продуктивных пачек кумской свиты эоцена находится в интервале от -2100 до – 2400 м.

Последняя переоценка запасов нефти и растворенного газа проводилась в 2007 г., где оценивались миоценовые и кумские залежи, имеющие следующие характеристики. Миоценовые – карбонатные отложения, глубина залегания 1800 м; кумские залежи – терригенные отложения, два продуктивных пласта залегают на отметках 2500 и 3350 м [3]. Площадь нефтенасыщенности - 39506 тыс. м² для миоцена, 2335 тыс. м² и 715 тыс. м² – для продуктивных пластов кумского возраста. Открытая пористость составляет для миоценовых отложений 20%, для кумских – 30% и 21% соответственно; показатель проницаемости для данных толщ идентичен и составляет 0,05 мкм². Нефтенасыщенность для миоцена составляет 0,69, а для кумских залежей – 0,66 и 0,655 соответственно. Однако нижние горизонты, имеющие доказанные притоки нефти и газа еще не разрабатывались. По материалам опробования пробуренных скважин нефтеносными являются отложения эоцена: белоглинской, керестинской, хадыженской, калужской и зыбзинской свит, и перед доразведкой этих горизонтов необходимо провести детальные структурные построения которые открывают новые перспективы Абино-Украинской площади.

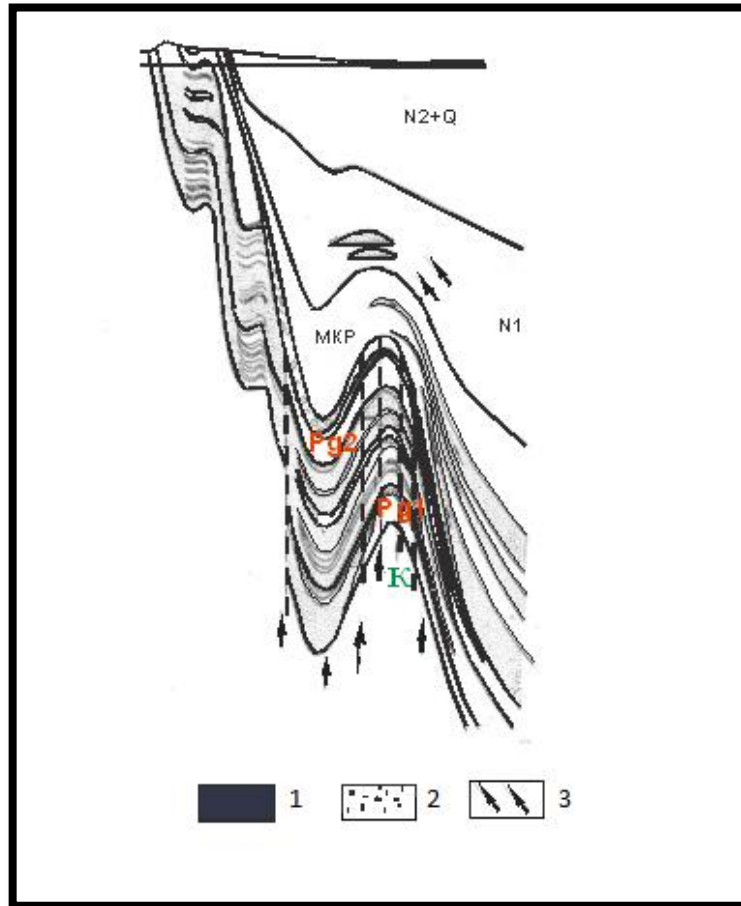


Рисунок 2 – Модель Абино-Украинского месторождения по данным треста Краснодарнефтегеофизика: 1 – нефть, 2 – газ, 3 – направление движения углеводородов [2]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Воскресенский И.А. Анализ строения южного борта Западно-Кубанского прогиба по глубоко залегающим горизонтам и оценка перспектив нефтегазоносности эоцен-палеоценовых отложений пл. Абино-Украинская / И.А. Воскресенский // Фонды ОАО КНГФ – Краснодар, 1993.
2. Мосякин А.Ю. Поиск перспективных ловушек литологического типа в кумском горизонте эоцена на южном борту Западно-Кубанского прогиба / А.Ю. Мосякин // отчет ОАО «Краснодарнефтегеофизика». – Книга 1– Краснодар, 2008. – С. 24 – 27
3. Пшеничный А.П. Отчет сейсморазведочной партии. О результатах поисково-детализационных сейсмических исследований способом ОГТ на Хадыженской, Абино-Украинской, Кукуловско-Красногорской площадях Краснодарского края / А.П. Пшеничный // Фонды ОАО КНГФ – выпуск 2 – Краснодар, 1995.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВЫЯВЛЕНИЕ
РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ РАЗЛИЧНОГО ФАЗОВОГО СОСТАВА
ЧКАЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) ПО
РЕЗУЛЬТАТАМ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО И БАСЕЙНОВОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Космачева Алина Юрьевна

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, kosmacheva.elin@mail.ru

Выполнено компьютерное моделирование процессов нефтегазообразования Чкаловского месторождения в мезозое и кайнозое в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основные источники углеводородов - тогурский и баженовский комплексы. Крупнейшие модельные скопления пространственно совпадают с реально существующими залежами углеводородов Чкаловского месторождения. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности соответствует реально существующим суммарным запасам углеводородов месторождения.

Ключевые слова: компьютерное моделирование, процессы нефтегазообразования, оценка перспектив нефтегазоносности, нефтематеринские баженовская и тогурская толщи, Чкаловское месторождение.

**COMPARATIVE ANALYSIS OF HYDROCARBON RESOURCES AND
IDENTIFICATION OF RESERVOIR CONFIGURATION WITH DIFFERENT FLUID
CONTENT OF CHKALOV FIELD (TOMSK AREA) ACCORDING TO GEOSEISMIC
AND BASIN MODELING RESULTS**

Kosmacheva Alina Yuryevna

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, kosmacheva.elin@mail.ru

The computer simulation of oil and gas formation processes of Chkalov field during the Mesozoic and Cenozoic in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province is carried out. The main sources of hydrocarbons are Togur and Bazhenov Formations. The largest simulated areas spatially coincide with actual hydrocarbon deposits of Chkalov field. Quantitative estimation of petroleum potential prospects corresponds to the actual hydrocarbon total reserves of the deposits.

Keywords: computer simulation, oil and gas generation processes, petroleum potential prospects, source Bazhenov and Togur Formations, Chkalov field.

Для решения задач, связанных с определением и уточнением перспектив нефтегазоносности территорий, широко применяются современные технологии бассейнового моделирования, которые позволяют усовершенствовать процедуру прогноза времени образования и мест залегания скоплений нефти и газа. Так как особое внимание уделяется моделированию процессов миграции углеводородов (УВ), эта технология является стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях [1]. Углеводородная система включает в себя не только геологические элементы, такие как материнские породы, продуктивные пласты, покрышки, но также определяет взаимосвязь миграции углеводородов и структурно-тектонического развития территории. Наличие в разрезе осадочного бассейна зон интенсивного нефте- и газообразования, которым отвечают определенные термодинамические условия, и возможность выполнения палеотектонических и палеогеотермических реконструкций истории осадочных бассейнов создают теоретическую основу для восстановления истории нефтеобразования [2].

Чкаловское нефтегазоконденсатное месторождение находится в южной части Александровского района Томской области. В 1986 г. введено в разработку, в настоящее время ведется поисково-разведочное (15 скважин) и эксплуатационное бурение. Согласно нефтегазоносному районированию месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Васюганской нефтегазоносной области в Усть-Тымском нефтегазоносном районе.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Чкаловское месторождение приурочено к одноимённому поднятию, расположенному в зоне сочленения трёх крупных тектонических элементов I порядка: Александровского свода, Среднеvasюганского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины. Промышленно нефтеносным является верхнеюрский горизонт Ю1 васюганской свиты и газоконденсатонефтяным – пласт М1, выделяемый в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений. В последнем выявлено две нефтяных с газовой шапкой, две нефтяных и одна газоконденсатная залежи, приуроченные к самостоятельным блокам и связанные с карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами.

На 01.01.2011 г. на месторождении запасы нефти кат. А+В+С1 составляют 9,4 млн. т, газа – 0,17 млрд. м³.

Моделирование процессов формирования залежей углеводородов Чкаловского месторождения выполнено в программном комплексе PetroMod компании Шлюмберже, ориентированном на реконструкцию истории геологического развития месторождения и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества (ОВ) с оценкой возможности формирования залежей УВ.

Основными этапами создания модели являются:

- создание структурного каркаса (построение структурных карт по основным сейсмостратиграфическим горизонтам),
- описание блока литологии (построение карт литологических индексов и преобразование их в карты фаций),
- описание нефтематеринских толщ (НМТ) (построение карт общего содержания органического вещества Сорг и углеводородного потенциала пород Н1),
- описание и построение блока палеоклиматических и палеотемпературных условий (создание карт палеоглубин отложений, палеотемператур на поверхности осадка и теплового потока, используя тренды изменения данных параметров в течение геологического времени) [3].

Анализ результатов моделирования истории накопления отложений и формирования структур показал, что раннеюрский палеорельеф был дифференцирован. Все локальные поднятия, существующие в современном структурном плане кровли юры, были сформированы.

Температурное моделирование проводилось на основе принятой структурно-литологической модели, при этом учитывались современные замеры теплового потока на поверхности и пластовых температур по скважинам [4].

Калибровка температурной истории выполнялась с использованием значений современных температур и отражающей способности витринита (R0). Степень преобразованности ОВ нефтематеринских (НМ) свит соответствует стадиям катагенеза главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Время вхождения в ГЗН тогурской свиты – 140 млн.л, баженовской – 99 млн.л. Жидкие УВ активно генерируются НМТ, так как они находятся в «нефтяном окне» (тогурская – в центральной части, баженовская – в кровле).

Результатом количественной оценки УВ потенциала нефтепроизводящих толщ являются карты плотностей генерации и эмиграции УВ. Минимальные значения плотностей генерации приурочены к наиболее приподнятой центральной части территории. Всего породами тогурской и баженовской свит генерировано 1,1 млрд. т УВ. Распределение плотностей УВ, эмигрировавших из пород НМ свит обусловлено распределением генерированных.

В итоге были получены следующие результаты: количество аккумулированных УВ в НМ свитах составляет 28% от генерированных, аккумулированных в резервуарах – 2%, потерянных на путях эмиграции – 70% (Таблица 1).

Таблица 1 – Результаты количественной оценки миграционно-генерационного баланса условных углеводородов Чкаловского месторождения

Нереализованный УВ потенциал НМТ	1,5 млрд. т
Генерировано УВ НМТ	1,1 млрд. т
Аккумулировано в НМ свитах	305 млн. т
Эмигрировало из НМТ	795 млн. т
Аккумулировано в резервуаре Ю1+М1	23 млн. т
Потери на путях миграции	772 млн. т

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Керимов В.Ю. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета RETROMOD в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина / В.Ю. Керимов, Томас Хантшел, К. Соколов, М.С. Сидорова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – №4. – С. 38 – 47.
2. Конторович А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – №8. – С. 1179 – 1226.
3. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – №8. – С. 972 – 1012.
4. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И РЕАЛИЗАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА В ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Котик Иван Сергеевич

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г.Сыктывкар, Россия, научный сотрудник, iskotik@geo.komisc.ru

Котик Ольга Сергеевна

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г.Сыктывкар, Россия, младший научный сотрудник

Представлены результаты геохимических исследований пермских отложений в складчато-надвиговой зоне северо-востока Коротаихинской впадины. Результаты пиролитических (Rock-Eval) исследований свидетельствуют о практически реализации органическим веществом своего углеводородного потенциала. Данные углепетрографических (Ro) и пиролитических (Tmax) исследований указывают на высокую степень катагенетической преобразованности органического вещества на уровне градации МК4 уже в отложениях силовской свиты верхней перми. При проведении поисково-разведочных работ в исследуемой части Коротаихинской впадины следует ожидать только газовый и газоконденсатный состав залежей углеводородов.

Ключевые слова: органическое вещество, углеводородный потенциал, n-алканы, катагенез, Коротаихинская впадина.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS AND HYDROCARBON POTENTIAL OF ORGANIC MATTER IN THE PERMIAN DEPOSITS ON THE FOLDED ZONE OF KOROTAIKHINSKAYA DEPRESSION

Kotik Ivan Sergeevich

Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia, Research Scientist, iskotik@geo.komisc.ru

Kotik Olga Sergeevna

Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia, Junior Research Scientist, olya.procko@gmail.com

The article presents the results of geochemical studies of Permian deposits in the folded zone of the Korotaikhinskaya depression. The results of pyrolytic (Rock-Eval) studies show that the organic matter has a very low hydrocarbon potential. Coal petrographic (Ro) and pyrolytic (Tmax) studies show a high level of catagenetic transformation of organic matter (gradation МК4) already in the sediments of Sylovskoy suite (Upper Permian). Only the gas and gas condensate composition of the hydrocarbon deposits should be expected in the investigated part of the Korotaikhinskaya depression.

Keywords: organic matter, hydrocarbon potential, n-alkanes, catagenesis, Korotaikhinskaya depression.

Территория Коротаихинской впадины расположена в арктической зоне северо-востока Европейской части России и является одной из перспективных областей для наращивания базы углеводородного сырья в Тимано-Печорской провинции (рис. 1) [1]. На территории впадины пермско-триасовые отложения, слагающие верхнюю часть осадочного чехла, являются наиболее доступными для бурения и выходят в естественных обнажениях на прилегающем к Пай-Хою северо-восточном борту. При оценке перспектив нефтегазоносности пермского комплекса одними из важных критериев является характеристика нефтегазоматеринских отложений, включающая содержание, тип и степень зрелости органического вещества (ОВ). Для получения этой информации нами были исследованы пермские терригенные отложения в естественных выходах на р. Силоваяха в складчато-надвиговой зоне северо-востока Коротаихинской впадины. Изучение пород проводилось по трем обнажениям, где вскрываются различные стратиграфические интервалы пермской системы: гусиной (P1gs, обн. 16), лёкворкутской (P1lv, обн. 15) и силовской (P2-3sl, обн. 13) свит (рис. 1).

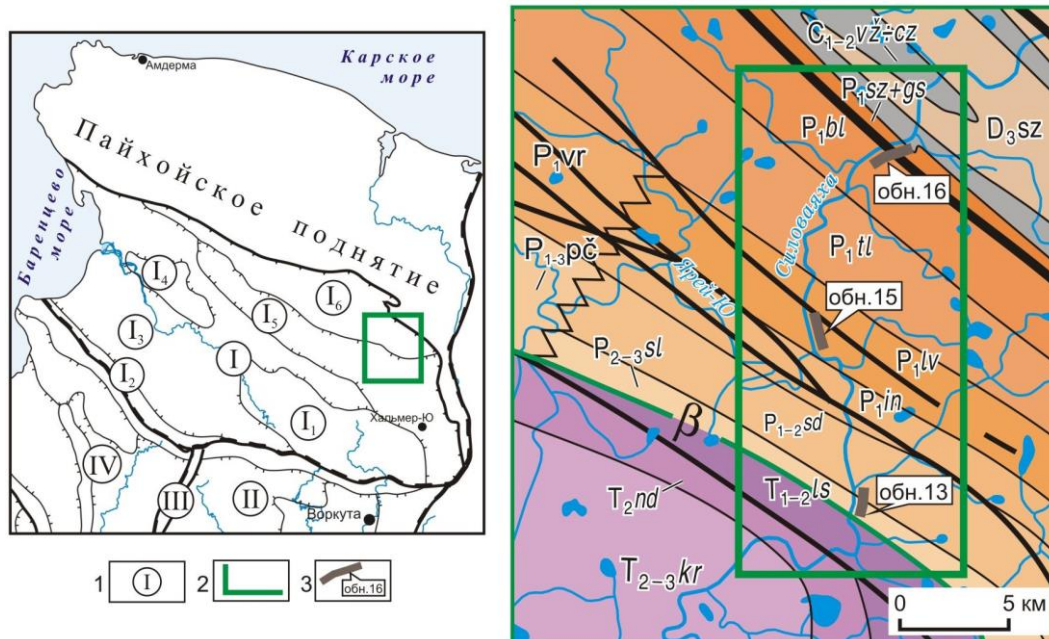


Рисунок 1 – Геологическая карта района исследований [2]

1 – номера тектонических элементов, 2 – граница района исследований, 3 – изученные обнажения и их номера. Тектонические элементы. I – Коротайхинская впадина: I₁ – Верхневоркутская зона дислокаций, I₂ – Вадуткино-Талотинский надвиг, I₃ – Лабогейская ступень, I₄ – Одинококская антиклинальная зона, I₅ – I₆ – складчато-надвиговые зоны (I₅ – Пестаншорская, I₆ – Сабриягинская); II – Воркутское поперечное поднятие; III – гряда Чернышева; IV – Варандей-Адзвинская структурная зона.

Концентрация органического углерода (Сорг, %) в пермских отложениях закономерно увеличивается от алевро-песчанистых к углисто-глинистым разностям пород. Наиболее низкие содержания Сорг установлены в песчаниках и алевролитах составляя 0,2–0,7 %. В аргиллитах концентрация Сорг повышается до 1–1,7 %, достигая максимальных значений 26 % в угле. Выход хлороформенного битумоида (ХБА, %) увеличивается от нижне- к верхнепермским отложениям. В породах нижней перми содержание ХБА составляет 0,006–0,012 %. В отложениях из верхнепермского интервала выход ХБА увеличивается до 0,018–0,039 % при максимуме 0,293 % в угле. Значения битумоидного коэффициента (βХБ) изменяются с такой же тенденцией составляя 0,3–2,6 %. Такие низкие значения показателей βХБ характеризуют битумоиды как автохтонные, в том числе остаточные, отдавшие свою миграционную часть.

Проведенные исследования алифатической фракции битумоидов показали, что большинство образцов характеризуется схожим молекулярно-массовым распределением алканов нормального строения [3]. Хроматограммы имеют одномодальное распределение углеводородов с максимумом при n-C16 и n-C17 (рис. 2). Концентрация алканов состава n-C13-C18 является преобладающей составляя 67–76 %. На долю высокомолекулярных углеводородов > n-C25 приходится около 1–3 %, значения соотношения n-C27/n-C17 крайне низкие – 0,04–0,16. Среди установленных особенностей для двух образцов отмечается бимодальное распределение n-алканов со вторым максимумом в области C20-C22 отражающее отличный состав исходного ОВ (рис. 2).

Результаты пиролитических исследований методом Rock-Eval показывают практически полную реализацию углеводородного потенциала ОВ. В образцах из отложений гусиной и лёворкутской свит значения S1 и S2 составляют соответственно 0,01 и 0,06–0,15 мг УВ/г породы. При таких низких значениях показатели Tmax и HI не определились. Для пород силовской свиты фиксируются более высокие значения: S1 – 0,03–0,73; S2 – 0,45–18,64; HI – 27–65 мгУВ/г Сорг. Значения Tmax (°C) используемого в качестве параметра зрелости ОВ, составляет 473–493, что указывает на его высокую термическую зрелость (Ro>1,35) [4]. Для более точной оценки катагенетической зрелости ОВ были выполнены измерения отражательной способности витрина (Ro, %) в образце угля силовской свиты. Распределение значений Ro находятся в пределах 1,15–1,40 % при максимуме на 1,2–1,3 %, что отвечает градации катагенеза МК4.

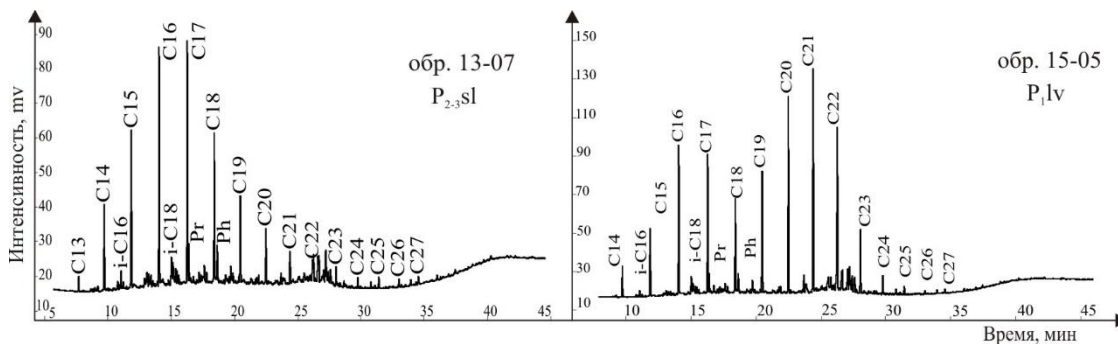


Рисунок 2 – Хроматограммы распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

Полученные нами новые данные и имеющиеся ранее материалы по катагенезу ОВ [5] послужили основным материалом для реконструкции палеопогружения и прогрева пермских отложений. ОВ силовской свиты является наименее преобразованным на уровне градации МК4. Нижележащие отложения лёкворкутской и гусиной свит погружались на значительные глубины 7–10 км, при которых катагенез ОВ достиг стадии АК. По данным построений генерация углеводородов в этих отложениях могла происходить начиная с артинского времени ранней перми, а в породах силовской свиты в позднепермское время.

Учитывая высокую степень зрелости ОВ (МК4–АК) по всему пермскому комплексу в исследуемой складчатой зоне Коротайхинской впадины следует ожидать только газовый и газоконденсатный состав залежей углеводородов.

Исследования выполнены при частичной поддержке программы УрО РАН (№ 15-18-5-21) и гранта РФФИ (№ 16-35-00278 мол_а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Прищепа О.М. Перспективы нефтегазоносности и программа изучения Коротайхинской впадины / О.М. Прищепа, В.Н. Макаревич, Л.А. Орлова, О.В. Чумакова // Геология нефти и газа. – 2009. – №2. – С. 2 – 8.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Южно-Карская. Лист R–41 – Амдерма / М.А. Шишкин, Е.В. Молчанова, С.И. Шкарубо, Д.В. Чудакова, А.В. Сотникова. – СПб.: ВСЕГЕИ, МАГЭ, 2012.
3. Котик И.С. Геохимия органического вещества пермских отложений северо-востока Коротайхинской впадины / И.С. Котик, О.С. Котик, О.В. Валяева // Георесурсы. – 2016. – Т.18. – №2. – С. 114 – 119.
4. Peters К.Е. Applied source rock geochemistry / К.Е. Peters, М.Р. Cassa // The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60. – Tulsa, Oklahoma, U.S.A, 1994. – С. 93 – 117.
5. Анищенко Л.А. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба / Л.А. Анищенко, С.С. Клименко, Н.Н. Рябинкина, Н.А. Мальшев, С.В. Рябинкин, И.Л. Куплевич, А.А. Захаров, С.Ф. Прозоров, В.И. Антонов, В.В. Иванов, Н.И. Кузнецов, В.М. Юдин. – СПб.: Наука, 2004. – 214 с.

ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ТАНОПЧИНСКОЙ СВИТЫ МАЛЫГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мазуркевич Варвара Владимировна

ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, ведущий геолог, v.mazurkevich@ggr.gazprom.ru

Санькова Наталья Владимировна

ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, к.г.-м.н., заместитель начальника отдела геологического моделирования

В данной работе представлены результаты сопоставления фаций, выделяемых по керну, с данными геофизических исследований скважин на примере отложений танопчинской свиты Малыгинского месторождения.

Ключевые слова: фации, ГИС, танопчинская свита, русловые фации, керн

FACIAL CHARACTERISTICS OF THE TANOPCHINSKAYA FORMATION OF THE MALYGINSKOYE FIELD

Mazurkevich Varvara Vladimirovna

LLC Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russia, leading geologist, v.mazurkevich@ggr.gazprom.ru

Sankova Natalia Vladimirovna

LLC Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russia, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy Head of Geological Modeling Department, n.sankova@ggr.gazprom.ru

The article presents the results of the comparison of facies identified in core with Well logging data for the Tanopchinskaya formation of the Malyginskoye field.

Keywords: facies, Well logging, Tanopchinskaya formation, channel facies, core

Объектом исследования в настоящей работе являются отложения танопчинской свиты газоконденсатного Малыгинского месторождения, относящиеся к барремскому и аптскому ярусам. Эта свита характеризуется сложным геологическим строением с различными литологическими переходами и высокой фациальной изменчивостью. Здесь риск вскрытия скважинами заглинизированной части разреза очень высок, что может снизить эффективность проведения геологоразведочных работ (ГРП) и повысить их стоимость. В этой связи необходим новый подход к проектированию геологоразведочных работ, позволяющий подготавливать запасы месторождений к разработке с минимальным количеством скважин и обеспечивающий минимальные риски вскрытия коллекторов с низкими ФЕС.

Одним из методов прогнозирования мест возможного сосредоточения песчаных тел с повышенными коллекторскими свойствами и правильного направления их поисков и разведки является фациальный анализ. Фактографической основой для определения литотипов и фаций является детальное исследование керна. Детальные палеогеографические реконструкции требуют проведения в больших объемах комплексных литологических исследований, для которых необходимым условием является наличие значительного количества керна, поскольку при ограниченном количестве керна эти методы теряют свои возможности и оказываются малоэффективными.

Следует отметить, что геологоразведочные работы в пределах рассматриваемого месторождения велись в период с 1986 по 1993 гг. и были возобновлены лишь в 2009 году. При этом, на первом этапе (советский период) в интервале пластов танопчинской свиты на Малыгинском месторождении был отобран ограниченный объем керна, в связи с этим авторами работ [1, 2] выявление фациальных особенностей изучаемых отложений осуществлялось только по данным ГИС.

В период с 2014 по 2016 гг. на месторождении были пробурены новые скважины с почти 100 % выносом керна в рассматриваемом интервале разреза, что позволило выполнить диагностику

фаций в них по данным седиментологического описания керна. Однако, даже при большой степени изученности керна не отпадает необходимость в геофизических исследованиях разреза, так как керновая информация дискретная, а геофизическая непрерывна.

В связи с вышесказанным, целью настоящей работы является обоснование информативного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для диагностики различных фаций, выделенных по керну. Для достижения этой цели осуществлялось сопоставление фаций, выделяемых по керну, с данными ГИС. В ходе работ были выделены типовые модели каротажных диаграмм (рис. 1). Эти модели могут использоваться для определения условий осадконакопления в скважинах, пробуренных с ограниченным отбором керна.

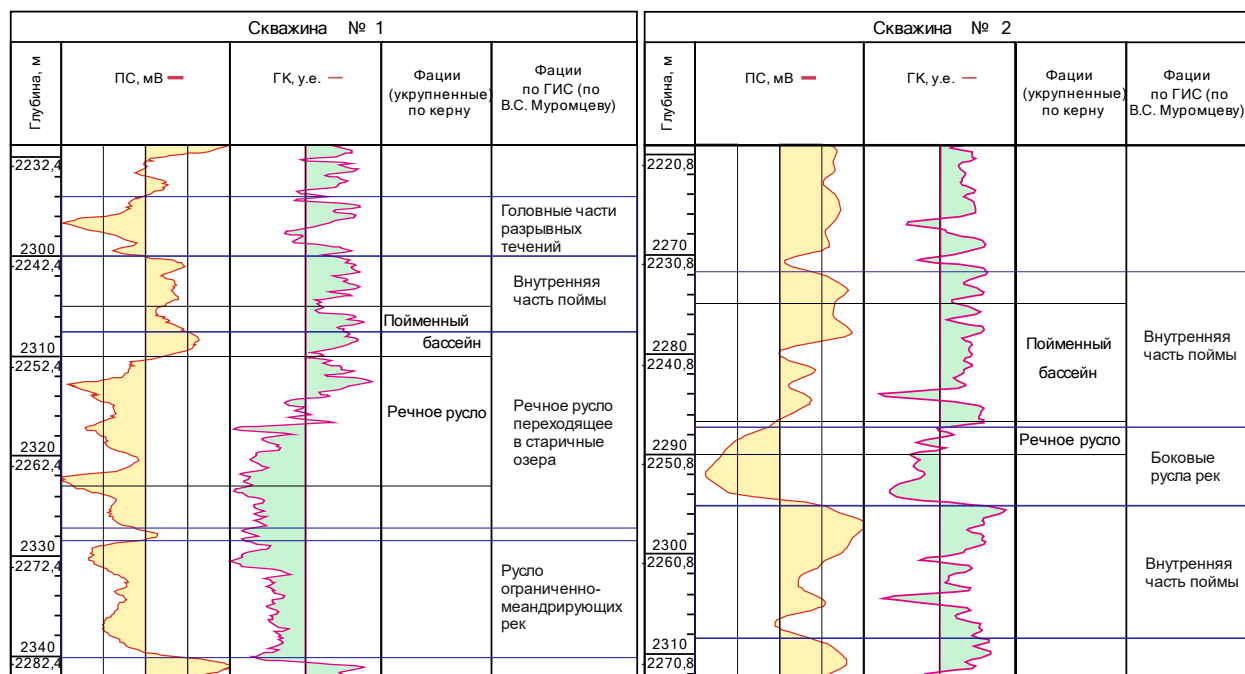


Рисунок 1 – Сопоставление типовых моделей фаций, диагностируемых по ГИС, с фациями, выделенными при исследовании керна. Пласт ТП₁₀

Например, в интервале пласта ТП₁₀ в скважине № 1 по данным седиментологического анализа керна были выделены фации: русловые и пойменного бассейна. Каротажная модель фации речного русла, интенсивно-меандрирующего типа, переходящего в старичные озера, характеризуется сложной аномалией ПС, расположенной в области отрицательных отклонений, образованной наклонной кровельной линией, чаще всего осложненной зубчатостью, вертикальной слабоволнистой боковой и всегда горизонтальной подошвенной линиями (рис. 1). В свою очередь на ГК отмечается увеличение показаний к кровле интервала, что свидетельствует об увеличении доли глинистого материала. Выше по разрезу в данной скважине выделены фации пойменного бассейна, которые характеризуются максимальными положительными аномалиями ПС и максимальными показаниями радиоактивности (ГК).

В скважине № 2 по керну выделены фации боковых русел и пойменного бассейна (рис. 1). Каротажная модель фации боковых русел по ПС представляет собой аномалию, расположенную в зоне отрицательных отклонений кривой и имеющую вид четырехугольника. Отличительной особенностью этой модели является пологонаклонная кровельная линия и боковая – близкая к вертикальной. Показания радиоактивности (ГК) в рассматриваемом интервале характеризуются низкими и минимальными значениями, что говорит о присутствии большого количества песчаного материала. Каротажная модель фации пойменного бассейна, в частности, внутренней части поймы, в скважине № 2, как и в скважине № 1, характеризуется максимальными положительными отклонениями ПС и максимальными показаниями радиоактивности (ГК).

Выводы:

1. Сопоставление фаций, выделяемых по данным исследований керна, и особенностей кривых ПК и ГК в интервале пластов танопчинской свиты, показало возможность диагностики фаций по каротажным кривым.

2. Для выполнения качественной диагностики фаций в пластах таноупчинской свиты по каротажным диаграммам необходимо использовать совместно методы ПС и ГК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Санькова Н.В. Применение фациального анализа для решения задач геологоразведки и подсчета запасов на примере месторождений северной части полуострова Ямал. / Санькова Н.В., Мазуркевич В.В., Романов А.В. // «Науки о Земле. Современное состояние. 2014». II Всероссийская молодежная научно-практическая школа-конференция. Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, Россия. (31 июля - 7 августа 2014 г.): материалы конференции. – Новосиб. гос. ун-т.; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: РИЦ НГУ, 2014. – С. 124-126.
2. Романов А.В., Санькова Н.В., Дорошенко А.А., Дорошенко А.А., Мазуркевич В.В. Создание методики геологического моделирования палеорусел в интервалах отдельных пластов [Электронный ресурс]. / Романов А.В., Санькова Н.В., Дорошенко А.А., Дорошенко А.А., Мазуркевич В.В. // Сборник материалов. VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум (21-22 сентября 2016), г. Тюмень. – С. 142-145 – Режим доступа: <http://oilgasforum.ru/upload/doklady.pdf>

БИОСЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД ПРИ ИЗУЧЕНИИ ОСОБЕННОСТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПАЛЕОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА ЮГО-ВОСТОКА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Оленев Ярослав Валерьевич

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, оператор ПУ 4 разряда, Yirus94@gmail.com

Пуговкина Юлия Сергеевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, студент, Pugovkinajs@gmail.com

Кудряшова Лидия Константиновна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, доцент, к.г.-м.н., Lidiya3107@yandex.ru

Изучены палеозойские образования в пределах Нюрольской мегавпадины. Выделены основные типы фаций, используя биоседиментологический подход, разработанный Г.Д. Исаевым. Построена фациальная модель на основе данных одного из месторождений Западной Сибири. Спрогнозированы наиболее нефтеперспективные зоны для дальнейшей их разработки.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Нюрольская мегавпадина, палеозой, биоседиментологический анализ, фациальная модель, рифы.

FEATURES OF PALEOZOIC CARBONATE ROCKS FORMATION IN SOUTHEAST OF NUROL DEPRESSION

Olenev Yaroslav V.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, 5 years student, yirus94@gmail.com

Pugovkina Yuliya S.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, 3 years student, pugovkinajs@gmail.com

Kudryashova Lydia K.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Ph.D. in Geology and Mineralogy, lidiya3107@yandex.ru

The Paleozoic formations within Nurool depression were studied. The main types of facies were established based on biosedimentology method developed by G.D. Isaev. Facies model was made according to the data of one of the fields in Western Siberia. The most promising oil zones were predicted for their further development.

Keywords: Western Siberia, Nurool depression, Paleozoic, biosedimentary analysis, facies model, coral reefs.

Проблема оценки нефтегазоносности палеозойских отложений является актуальной и продолжает привлекать внимание геологов и нефтяников в связи с необходимостью расширения потенциала меловых и юрских месторождений за счет более глубоких источников углеводородов.

Причина такого интереса в большей мере инициируется увеличением количества открываемых ежегодно месторождений нефти и газа, находящихся в верхней части палеозойских образований и приуроченных к породам широкого стратиграфического диапазона, формирование и размещение которых во многом контролируются развитием высокочемких природных резервуаров и строением перекрывающих их толщ платформенного чехла. Это обуславливает выделение здесь не единого стратиграфического объекта, а целого набора разновозрастных и различных по составу образований – зоны нефтесодержащих пород верхней части палеозоя.

Одним из наиболее привлекательных с этой точки зрения объектов являются месторождения, расположенные в Нюрольской мегавпадине.

Поэтому целью данной работы является изучение геологического строения и условий формирования ловушек, связанных с верхней частью палеозойских образований и с органогенными постройками.

Объектом исследования является палеозойские образования одного из месторождений, расположенного на территории Парабельского района Томской области.

Основные промысловые объекты на территории Парабельского района, подтверждающие свои высокие эксплуатационные показатели при пробной эксплуатации, приурочены к отложениям доюрского основания, в которых литологически выделяются два объекта: карбонатно-глинисто-кремнистые отложения коры выветривания (пласт М) и собственно породы карбонатного фундамента девонского возраста (пласт М₁). По имеющимся данным, локально на территории, между пластами М и М₁, возможно, отсутствует непроницаемый экран, т.е. залежь пластов М+М₁ единая, гидродинамически связанная.

По результатам структурных построений исследуемое поднятие представляет собой тектонические блоки, характерной особенностью которых является асимметрия склонов: восточные склоны круто обрываются грабенном меридионального простирания, западные склоны – пологие и осложнены менее высокоамплитудными тектоническими нарушениями. К изучаемому блоку на севере примыкает пологая терраса, на юге поднятие обрывается высокоамплитудным сбросом. Блоки разделены депрессионной зоной, нарушенной многочисленными дизъюнктивами (преимущественно северо-западного простирания), в которой выделяется ряд мелких поднятий.

Сложное строение района исследований – это результат активного тектонического развития всего региона, на котором отразились герцинский цикл тектогенеза и раннетриасовое проявление рифтогенеза.

В начале юрского времени центральная часть рассматриваемой площади представляла собой два массивных карбонатных выступа, с севера и востока карбонатная платформа обрамлялась депрессионными зонами. В пределах месторождения вскрыты девонские образования, которые на основе керн и микрофаунистических исследований были разделены Г.Д. Исаевым и С.Н. Макаренко на нижний, средний и верхний отделы.

Развитие девонской рифовой системы происходило постепенно, достигая максимума к началу позднего девона [1, 2, 3].

Для проведения исследований и анализа данных были построены структурные карты нижнего и верхнего девона.

Исходя из анализа данных по скважинам, вскрывшим девонские образования, и построенным нами картам изопахит, можно сделать вывод, что максимально вскрытая толщина нижнедевонских отложений фиксируется в районе скважины 50, отложения среднего девона выклиниваются в центральной части территории, верхний девон имеет наибольшие значения в районе скважин 45, 43, 41.

Фациальный анализ палеозойских образований в пределах месторождения нами был проведен согласно методике, в основе которой лежит биоседиментологический подход и идеализированный профиль морских обстановок, разработанные Исаевым Г.Д. [2].

Согласно биоседиментологическому подходу, по пороодообразующим компонентам, по плотности их упаковки, по соотношению глинистого и кластического материала, по характерному комплексу ископаемых организмов [4, 5] и т.д., можно судить об уровне гидродинамического состояния бассейна биоаккумуляции. Распределяя вышеназванные признаки в определенной иерархии, мы создаем конкретный инструмент для определения фациального типа карбонатных пород. Таким образом, настоящая схема генетической классификации первичных карбонатных пород является своеобразной основой регионального фациального анализа в областях карбонатакопления [6, 7].

Согласно представленной методике был проведен анализ 12 скважин, вскрывших палеозой на исследуемом месторождении. Было изучено описание керн, а также результаты петрографического и микрофаунистического анализов.

Используя структуры, типы пород генетической классификации и признаки идеализированного профиля, разработанного Исаевым Г.Д. [2], можно достаточно надежно определить фациальную закономерность формирования палеозойских образований.

В ходе анализа было выделено три типа литофаций.

Литофация рифовой платформы характеризуется высокой динамикой среды в области интенсивной биоаккумуляции (интенсивная промытость).

Литофация передового склона характеризуется тонкой слоистостью, переслаиванием илистого карбонатного и кремнистого материала.

Литофация барьерных рифов характеризуются активной биотурбацией.

Карбонатные фации характеризуются присутствием в составе терригенного материала, что связано с близостью источников сноса и более мелководными условиями.

Согласно выделенным типам литофаций были построены фациальные карты отдельно для нижнего, среднего и верхнего девона.

Ранний девон имеет наиболее сложное фациальное строение. Центральная и восточная часть месторождения представлены литофацией рифовой платформы, которая образует перемычку в районе скважин 42, 50. Западная часть обрамляется литофацией лагун, породы которой характеризуются присутствием илистого материала и серым (и коричневатым) окрасом, все это указывает на формирование отложений в мелководных условиях.

Средний девон преимущественно представлен фацией рифовой платформы. Литофация барьерного рифа локально встречается в районе скважины 50. С юго-востока карбонатная платформа обрамляется депрессионной зоной, представленной литофацией передового склона.

Фациальная карта позднего девона представлена двумя литофациями: рифовой платформы и передового склона с сочленением в центре исследуемой территории. Фильтрационно-емкостные свойства для позднего девона распределены по территории неравномерно, увеличение пористости происходит в сторону распространения литофации передовых склонов, в то время как наибольшие значения проницаемости фиксируются в зоне сочленения литофации.

Дополнительно были проанализированы результаты испытания доюрских образований и сопоставлены с выделенными типами литофаций.

Так литофация передового склона характеризуется отсутствием притока нефти, но высокими значениями притока газа, конденсата и воды. Литофация барьерного рифа характеризуется безводным УВ насыщением, с относительно высоким дебитом газоконденсата. А литофация рифовой платформы связана с нефтегазовым насыщением, в разрезе которой присутствуют интервалы с относительно высоким дебитом воды.

Таким образом, проведенные исследования показали, что, используя виды, классы и группы структур и типов пород генетической классификации совместно с другими признаками идеализированного профиля, можно определить фациальные условия, оценить продуктивность отложений и состав флюида каждой литофации и проследить их распространение по исследуемой территории.

Имея детальную фациальную модель месторождений, можно спрогнозировать наиболее нефтеперспективные зоны для дальнейшей их разработки. НГП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Елкин Е.А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. / Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2001. – 163 с.
2. Исаев Г.Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Исаев Г.Д. // Георесурсы. – 2012. – № 6(48). – С. 24 – 30.
3. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты / Исаев Г.Д. // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52–68.
4. Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. / Исаев Г.Д. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2007. – 248 с.
5. Исаев Г.Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) / Исаев Г.Д. // Вестник ТГУ. 2012. – № 365. – С. 161 – 168.
6. Исаев Г.Д. Фациальные модели девона Нюрольской зоны и основные критерии районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты / Исаев Г.Д. // Литосфера. – 2011. – №6. – С. 27 – 37.
7. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. / Уилсон Дж. Л. – М.: Недра, 1980. – 464 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НАДУГОЛЬНОЙ ПАЧКИ БОЛТНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Павловец Татьяна Александровна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, студент, tatyana.pavlovce@mail.ru

На основе анализа геофизических материалов, макроскопического описания керна, петрографических исследований, емкости-фильтрационных свойств пород определены условия формирования и дана характеристика песчаных коллекторов надугольной пачки Болтного нефтяного месторождения (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Казанский нефтегазоносный район, Томская область).

Ключевые слова: месторождение, надугольная пачка, верхнеюрские отложения, циклит, корреляция, реперный горизонт, исследование керна, литология, шлифы, петрофизический анализ, седиментация.

LITHOLOGIC-PETROGRAPHIC FEATURES AND FORMATION CONDITIONS OF COLLECTORS (WHICH ARE CONFINED TO OVER-COAL FORMATION) OF BOLTNOYE OIL FIELD

Pavlovce Tatiana

Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia, student, tatyana.pavlovce@mail.ru

Formation conditions and characteristics of sand collectors (which are confined to over-coal formation) of Boltnoye oil field, West Siberian oil and gas province, Kazansk oil and gas district, Tomsk region based on a geophysics materials, macroscopic description of core samples, petrophysics researches and filtration-capacity characteristics of rocks

Keywords: oil field, over-coal formation, upper Jurassic deposits, cyclic, correlation, reference horizon, core investigation, lithology, thin section, petrographic analysis, sedimentation.

Цель работы – выявление условий формирования и литолого-петрографических особенностей терригенных пород-коллекторов надугольной пачки верхнеюрского продуктивного горизонта Ю₁ Болтного нефтяного месторождения (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Томская область).

Объект исследования – Болтное нефтяное месторождение – расположен в юго-западной части Парабельского района Томской области, согласно принятому нефтегазогеологическому районированию находится в Казанском нефтегазоносном районе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию на западе Калгачского мезовыступа, осложняющего юго-восточный блок Васюган-Пудинского антиклинория. По результатам испытаний скважин (Таблица 1) на Болтном месторождении из пластов Ю₁²а и Ю₁²б получены промышленные притоки нефти и газа. Продуктивность надугольной толщи, ее сложное строение и фациальная изменчивость отложений, во многом определили актуальность исследований.

Таблица 1 – Результаты испытания пластов Ю12а и Ю12б надугольной пачки Болтного месторождения

№ скв.	Q г, м3/сут		Q н, м3/сут		Q в, м3/сут	
	Ю12а	Ю12б	Ю12а	Ю12б	Ю12а	Ю12б
1	7,5	6,0	74,5	85	-	следы
2	-	-	-	-	-	-
3	-	-	25,8	2,1	-	1,2
4	-	-	3,6	-	-	-
106	-	-	-	-	-	-

Автором по данным геофизических исследований скважин проведено расчленение и корреляция разрезов 5 скважин (№ 1, 2, 3, 4, 106) Болтного месторождения; по результатам описания керна построены и проанализированы литолого-геофизические разрезы, выделены и охарактеризованы генетические признаки, установлены условия формирования отложений; в ходе петрографического анализа охарактеризован вещественный состав обломочной части и цемента, выявлены особенности порового пространства и нефтенасыщения пород-коллекторов.

Надугольная пачка (рис. 1) выделена в верхней части регионально продуктивного горизонта Ю₁, приуроченного к позднеюрскому комплексу терригенных отложений верхневасюганской подсвиты оксфордского времени (J₃ovs₂), охватывает разрез от кровли регионального репера – угольного пласта У₁ – до подошвы георгиевской свиты (J₃kmgr), перекрытой битуминозными аржиллитами баженовской свиты (J₃ybg). В составе надугольной пачки снизу вверх по разрезу в исследуемом районе выделяют пласты Ю₁²б и Ю₁²а, разделенные и перекрытые маломощными пластами угля или глинистых пород; в кровле пачки выделен горизонт Р, сложенный глинисто-карбонатными и карбонатными органогенными породами.

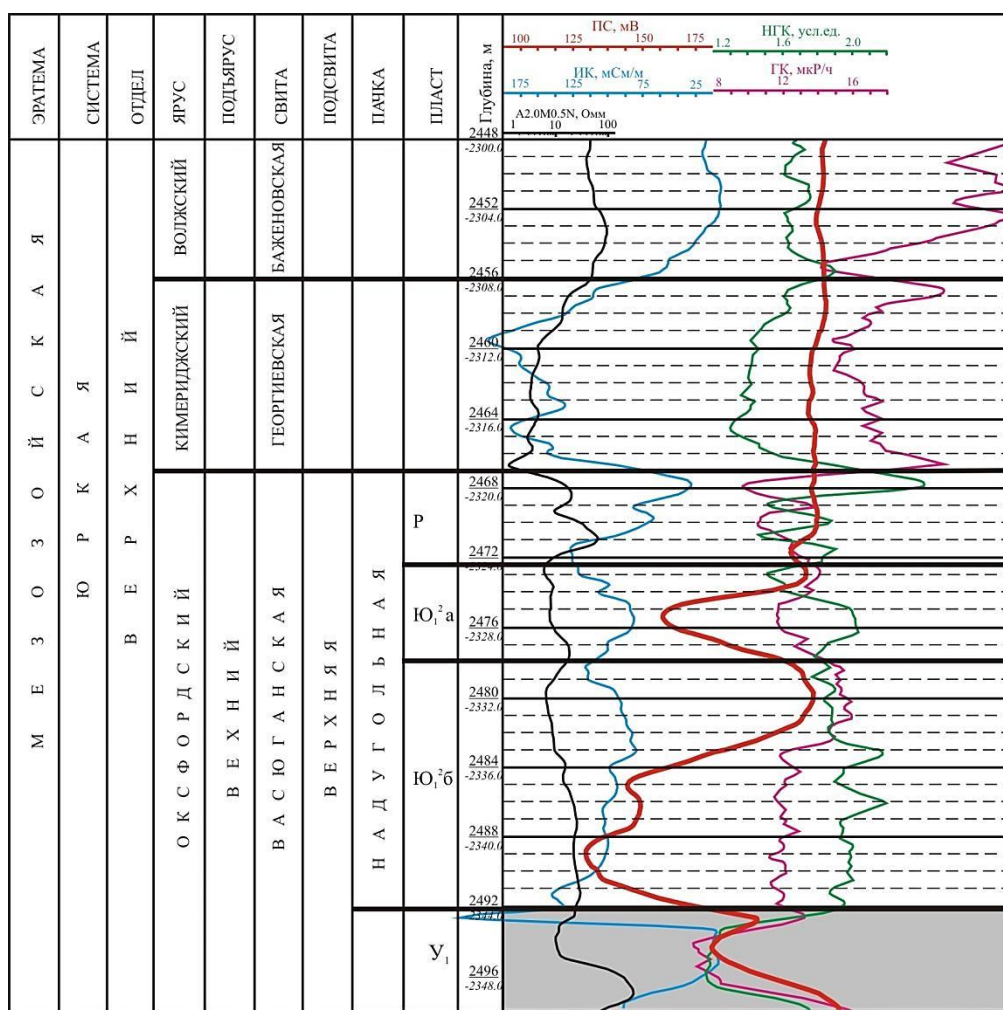


Рисунок 1 – Геофизический разрез верхнеюрских отложений в скважине 3 Болтного нефтяного месторождения

Надугольная пачка формировалась на фоне усиливающейся позднеоксфордской трансгрессии моря [1, 2, 3]. К генетическим признакам отложений пластов относятся: терригенный состав (распространены преимущественно песчаники с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, иногда с маломощными прослоями угля); повсеместное развитие песчаников, которые вскрыты всеми скважинами; первичные однородные (в песчаниках) и слоистые текстуры с преобладанием различных типов волнистой слоистости, в том числе и косоволнистой

разнонаправленной; вторичные сингенетические текстуры с элементами взмучивания, размыва, переотложения и биотурбации осадка; следы жизнедеятельности типа Chondrites и Skolithos; диагенетические конкреционные стяжения пирита, иногда сидерита; в кровле – остатки растений и угля.

Для отложений репера Р, перекрывающих продуктивные пласты, генетическими признаками являются состав – в разрезе переслаиваются органогенные известняки, ракушники, глинистые и глинисто-карбонатные породы; обилие раковинного детрита и не нарушенных фрагментов пеллеципод, мшанок, криноидей; волнисто-линзовидный, волнистый и косо-волнистый тип слоистости.

На основании анализа полученных признаков были сделаны выводы об изменчивом режиме седиментации, при котором песчаный материал накапливался в центральных участках и на склонах прибрежных вдольбереговых баров, алевритоглинистый – в углубленных участках морского дна, углистый и глинисто-карбонатный (репер Р) – в лагунах, периодически сообщающихся с морем.

По вещественному составу песчаники обоих пластов, по классификации В.Д. Шутова, относятся к полевошпато-кварцевым грауваккам, в которых содержание обломков кварца, пород и полевых шпатов отличается незначительно. Цемент содержится в количестве 4-12 %.

Обломочный материал в песчаных породах, приуроченных к центральным частям баров и сформированных в активной гидродинамической обстановке, в гранулометрическом отношении представлен преимущественно среднезернистой фракцией и хорошо отсортирован ($S_0=1,59; 1,68$), в цементе песчаников каолинит преобладает над другими компонентами, а поровое пространство представлено сочетанием межзерновых, внутризерновых пор и микропор в каолиновом цементе, по значению ФЕС породы, согласно классификации терригенных коллекторов А.А. Ханина [4], относятся к IV классу. В нефтенасыщенных породах часто в поровом пространстве отмечаются пленки, примазки и включения бурого нефтяного вещества.

На склонах баров формировались более мелкозернистые, часто биотурбированные песчаники с вариациями сортировки обломочного материала от хорошей до средней и плохой. Цемент в них смешанного типа с переменным количеством каолинита, гидрослюд, карбонатов и пирита. Поровое пространство состоит преимущественно из межзерновых пор, в подчиненном количестве развиты внутризерновые поры и микропоры в каолиновом цементе. Коллекторы, сформированные на склонах баров обладают более низкими значениями ФЕС и относятся, по А.А. Ханину, к IV классу.

В целом вариации пористости и проницаемости по пластам сопоставимы: в песчаниках пласта Ю12б открытая пористость меняется от 13,0 до 17,3 %, проницаемость – от $1,91 \cdot 10^{-3}$ до $52,63 \cdot 10^{-3}$ мкм²; в пласте Ю12а – от 10,7 до 17,8 %; и от $1,0 \cdot 10^{-3}$ до $40,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно.

Таким образом, отложения надугольной пачки на Болтном нефтяном месторождении сложены двумя продуктивными (нефть и газ) песчаными пластами Ю12б и Ю12а, песчаные породы по происхождению генетически связаны с прибрежными барами и относятся к коллекторам гранулярного типа со сложным строением порового пространства (межзерновые, внутризерновые поры и микропоры в каолиновом цементе). Они обладают низкими и пониженными значениями ФЕС (IV-V класс по А.А. Ханину). К неколлекторам относятся породы, сформированные в пониженных участках морского дна и лагун.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Perevertailo T. Vasyugan horizon structure features within junction zone of Ust-Tym depression and Parabel megaswell (Tomsk Oblast) [Электронный ресурс] / Perevertailo T., Nedolivko N., Dolgaya T. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012023, 6 p.]
2. Rychkova I. Lithologic-facies and paleogeographic features of Mid-Upper Jurassic oil-gas bearing sediments in Nurolsk depression (Western Siberia) / Rychkova I, Shaminova M, Sterzhanova U, Baranova A. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2015. – Vol. 27: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012009, 6 p.]
3. Shaminova M. Paleogeographic and litho-facies formation conditions of MidUpper Jurassic sediments

in S-E Western Siberia (Tomsk Oblast) / Shaminova M, Rychkova I, Sterzhanova U. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012001, 5 p.].

4. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. / Ханин А.А. – М.: Недра, 1969. – 366 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЯНАО

Погребнюк Сергей Алексеевич

ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», г. Санкт-Петербург, Россия, ведущий специалист,
Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

Александров Дмитрий Викторович

ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», г. Санкт-Петербург, Россия, руководитель направления
группы методического сопровождения проектов ГПП, Aleksandrov.DV@gazpromneft-ntc.ru

Букатов Михаил Владимирович

ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», г. Санкт-Петербург, Россия, главный специалист,
Bukatov.MV@gazpromneft-ntc.ru

Колцун Анастасия Юрьевна

ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», г. Санкт-Петербург, Россия, главный специалист,
Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru

Пескова Дарья Николаевна

ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», г. Санкт-Петербург, Россия, специалист,
Peskova.DN@gazpromneft-ntc.ru

В настоящее время на территории Российской Федерации, несмотря на объемы и масштабы всего геологоразведочного процесса, основным нефтегазодобывающим бассейном остается Западная Сибирь. При этом в регионе отмечается значительный дефицит реальной базы потенциально перспективных ресурсов для поддержания и развития добычи углеводородов. Данной теме посвящено большое количество различных публикаций, авторы которых делают акцент на проблеме, исчерпания фонда структурных ловушек и необходимости переориентации геологоразведочных работ на поиск и разведку неантиклинальных объектов. На наш же взгляд, помимо вышесказанного, современный вектор геологоразведочных работ должен быть направлен, не только в сторону центральной части Западно-Сибирского региона, но и развернут к его менее изученной периферии, где еще возможны новые открытия. Конечно же, количество и объемы этих открытий, вряд ли можно будет сопоставить с уже выявленными месторождениями Западно-Сибирской синеклизы, но значительно увеличить ресурсную базу и добычу региона вполне возможно.

Основной целью данной работы является обоснование перспективности и оценки углеводородного потенциала подобных зон и доказательство необходимости их более глубокого и детального изучения на примере юго-восточной части Ямало-Ненецкого АО.

Ключевые слова: верхняя юра, палеогеография, палеотектоника, геологоразведка, нефть, запасы и ресурсы, Западно-Сибирский осадочный бассейн.

THE GEOLOGICAL FEATURES OF THE UPPER JURASSIC SEDIMENTS OF THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT SOUTH-EASTERN PART

Pogrebnyuk Sergey Alekseevich

LLC Gazpromneft Scientific and Technical Center, St. Petersburg, Russia, Leading Specialist,
Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

Aleksandrov Dmitry Viktorovich

ООО Gazpromneft Scientific and Technical Center, St. Petersburg, Russia, Head of the Group for Methodological
Support of Exploration Projects, Aleksandrov.DV@gazpromneft-ntc.ru

Bukatov Mikhail Vladimirovich

LLC Gazpromneft Scientific and Technical Center, St. Petersburg, Russia, Chief Specialist,
Bukatov.MV@gazpromneft-ntc.ru

Koltsun Anastasia Yuryevna

Peskova Darya Nikolaevna

OOO Gazpromneft Scientific and Technical Center, St. Petersburg, Russia, specialist, Peskova.DN@gazpromneft-ntc.ru

Nowadays the main source of oil and gas on territory of Russian Federation is located in Western Siberia basin despite on volumes of geological prospecting process. At the same time, there is a significant deficit in the region of a real base of prospective resources for maintaining hydrocarbon production. There is a lot of different publications dedicated to this subject, which authors picks the problem of exhaustion of the fund of structural traps and the need to reorient the geological exploration work to search for and explore non-anticlinal objects. In addition to the above, in our opinion, the modern vector of geological exploration should be directed not only toward the central part of the

West Siberian region, but also deployed to its less studied periphery, where new discoveries are still possible. Of course, the quantity and volume of these discoveries can't be compared with the already identified deposits of the West Siberian syncline. But it is possible to increase the resource base and the production level of the region. The main purpose of this research is justification of prospects and hydrocarbon potential assessment of similar zones on the example of the Yamalo-Nenets Autonomous District south-eastern part.

Keywords: the Upper Jurassic sediment, paleogeography, paleotectonics, exploration, oil, hydrocarbon reserves and resources, West Siberia sedimentary basin

Несмотря на то, что отложения Васюганской и Пур-Тазовской НГО имеют высокий углеводородный потенциал, а как следствие большой интервал нефтеносности, основные перспективы здесь связаны с верхнеюрским комплексом, имеющим достаточно сложное строение. Отложения верхней юры на изучаемой территории представляют собой переходную зону сочленения двух различных литолого-фациальных областей – Пурпейско-Васюганской и Тазо-Хетской согласно региональным схемам структурно-фациального районирования (рис. 1а) [1].

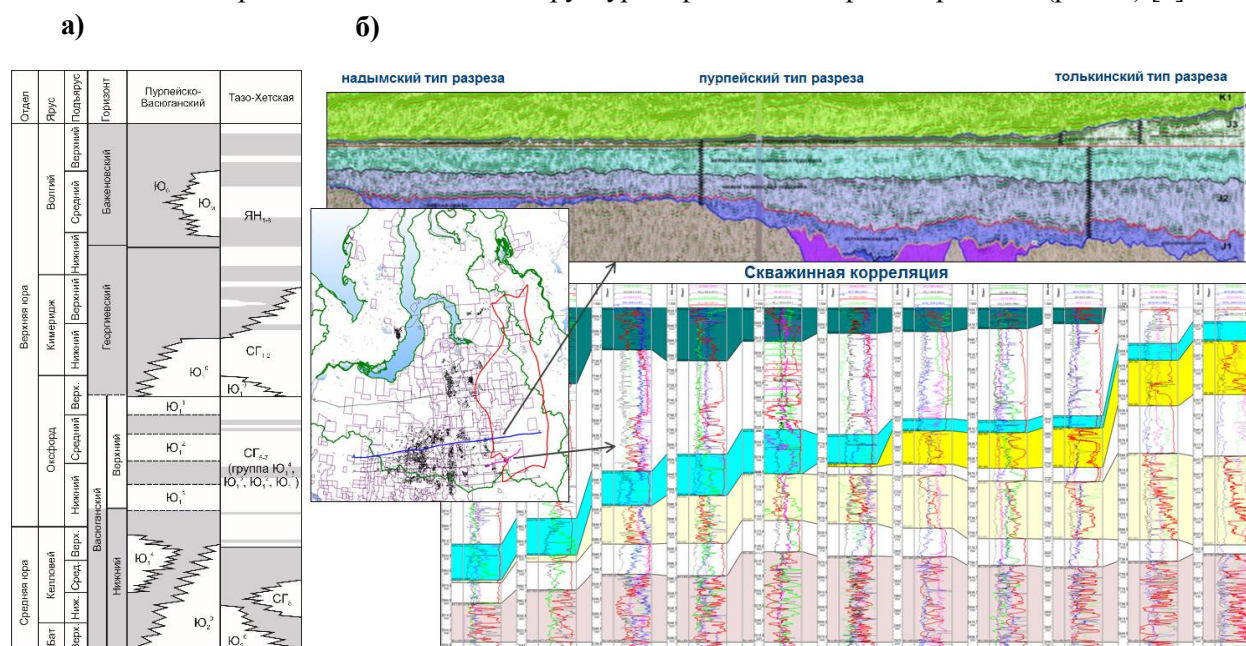


Рисунок 1 - Схема сопоставления песчаных пластов келловеев и верхней юры Западной Сибири Пурпейско-Васюганской и Тазо-Хетской фациальных областей (а) [1]; сейсмическая и скважинная корреляция (б)

Комплексный подход интерпретации детальных и региональных сейсморазведочных работ с использованием всей имеющейся геологической информации позволил составить концепт формирования и геологического строения верхнеюрских отложений в пределах территории исследования. Основной особенностью верхнеюрских отложений в изучаемом регионе является наращивание общих толщин с увеличением песчаности разреза в восточном направлении при переходе от Пурпейско-Васюганской к Тазо-Хетской фациальной области. По результатам интерпретации сейсморазведочных работ также отмечается резкое увеличение временных толщин

рассматриваемого интервала на восток и появление большого количества непротяженных отражений между ОГ Т и Б, сопряженными с границами верхнеюрского комплекса (рис. 1б).

Отмечается также особенность изменения строения георгиевского и баженовского горизонтов, мощность которых на восток увеличивается, а битуминозность прослоев уменьшается, в низах появляются песчаные пласты. В западном направлении мощности сокращаются, количество прослоев битуминозных пород растет, пока они не сливаются в единую толщу баженовской свиты. В составе яновстанской свиты на востоке выделяются песчаные пласты ЯН1-6. Так же, как и для верхнесиговской свиты, характерно региональное с востока на запад увеличение доли глинистых образований, вплоть до полного исчезновения и, как следствие, уменьшение суммарной мощности свиты (рис. 1б).

Согласно региональным представлениям о строении Западной Сибири основной источник сноса к началу формирования верхнеюрского комплекса находился на востоке, юго-востоке. Осадки постепенно сносились в бассейн седиментации речными и флювиальными потоками.

Палеогеографические построения на момент накопления верхнеюрских отложений, выполненные в ИНГГ СО РАН свидетельствуют о том, что отличительными чертами географии оксфордского века являлось преобладание области морского осадконакопления, преимущественно мелкого моря (рис.2а). В северо-восточной части мелководно-морской зоны, включающей, непосредственно, отложения Пур-Тазовской НГО формировались пески, алевриты и глины сиговской свиты с многочисленными остатками морской фауны. В конце позднего оксфорда началась самая крупная в юре длительная трансгрессия [2].

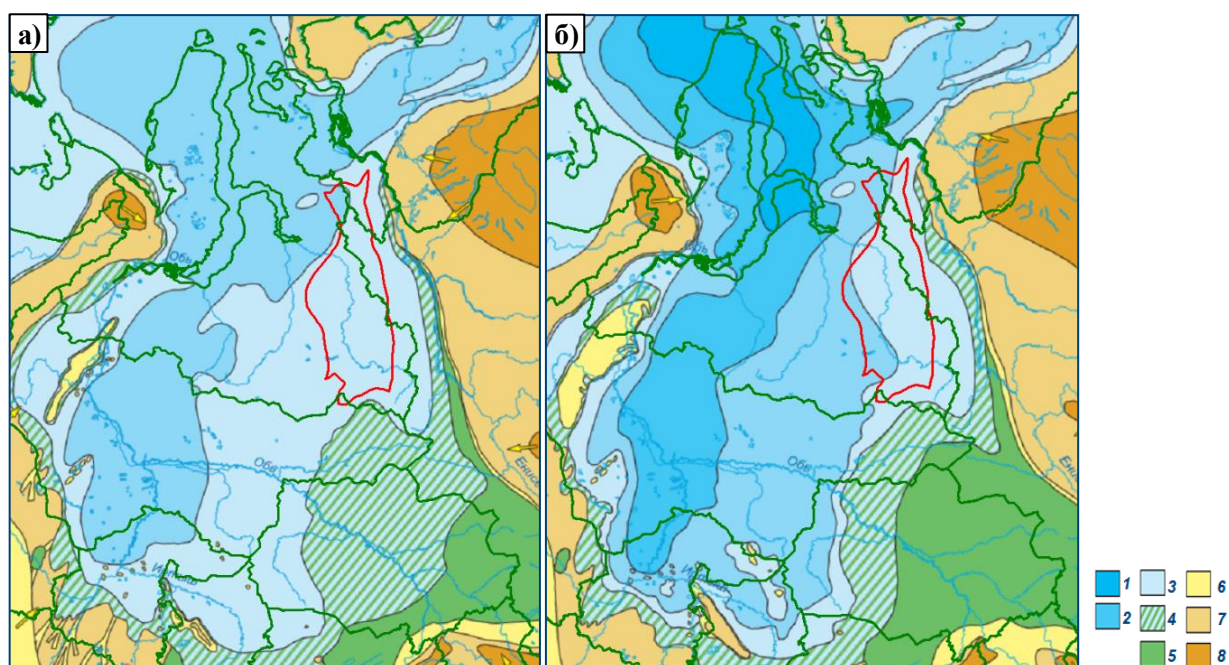


Рисунок 2 - Палеогеографические схемы ЗС, оксфорд(а), волжский век (б) [2]

(1 — море глубокое, 200-400 м; 2 — море мелкое, 100-200 м; 3 — море мелкое глубиной менее 25 м; области переходного осадконакопления: 4 — равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); области континентального осадконакопления: 5 — равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 6 — равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 7 — равнина возвышенная (денудационная суша), 8 — горы низкие)

В волжском веке позднеюрская трансгрессия в Сибири достигла своего максимума (рис.2б). Морская акватория заняла территорию большей части Западно-Сибирской геосинеклизы. Бассейн продолжал интенсивно и асимметрично прогибаться. В центральной части региона накапливались отложения баженовской свиты. На северо-востоке бассейна свое развитие получила яновстанская свита, представленная тонкоотмученными и алевритовыми разностями глин [2].

В пределах территории исследования широкое развитие получили системы сдвиго-надвиговых нарушений, имеющие преимущественно северо-западную, -восточную направленность, контролируемые выявленные залежи УВ, как следствие, высока вероятность обнаружения тектонически ограниченных перспективных ловушек.

Нефтеносность васюганской, сиговской и яновстановской свит в пределах Васюганской и Пур-Тазовской НГО установлена практически на всех открытых месторождениях. Непосредственно в районе работ углеводородное насыщение верхнеюрского комплекса подтверждено на Воргенском, Чатылькинском, Южно-Удмуртском, Холмистом, Равнинном, Стахановском, Фестивальном, Харампурском, Тэрельском, Южно-Таркосалинском, Акайтэмском, Толькинским, Варынгском, Бахилловском и Верхне-Колик-Еганском месторождениях.

Характерной особенностью нефтеносности верхнеюрских пород, изучаемого региона, является приуроченность углеводородного насыщения, преимущественно, к стратиграфически вышерасположенным пластам, и практически повсеместное обводнение нижележащих. Подобное насыщение верхнеюрского комплекса обусловлено наличием качественного флюидоупора в верхней части разреза, а также невыдержанностью и опесчаниванием внутренних глинистых перемычек. Формирование мощных песчаных толщ происходило за счет близости регионального и местных источников сноса, а так же повышенной скоростью осадконакопления, обусловленной динамикой среды.

Исходя из миграционно-органической гипотезы происхождения нефти и основываясь на принципе дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек (С.П. Максимов, В. Гассау) можно прогнозировать наличие зон нефтенасыщения на участках между открытыми месторождениями. Поскольку нефтематеринский потенциал яновстановской свиты по сравнению с баженовской очень низок, этот факт позволяют предполагать, что месторождения в этой зоне сформированы в результате латеральной миграции УВ.

Отложения яновстановской и сиговской свит Васюганской и Пур-Тазовской НГО, заслуживают более детального изучения с целью оценки их нефтегазоперспективности и выявления основных критериев поиска залежей УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири», Новосибирск, 2003 г. Объяснительная записка.
2. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. // Геология и геофизика, 2013. – т. 54. – № 8. – с. 972—1012.

КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО БИОМАРКЕРНЫМ И ПИРОЛИТИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Родченко Александра Петровна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, RodchenkoAP@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается катагенез рассеянного органического вещества по углепетрографическим, пиролитическим характеристикам, а также особенности применения молекулярных параметров зрелости в зависимости от литологического состава и генетической природы ОВ точинской, сиговской и яновстанской свит Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Ключевые слова: катагенез органического вещества, верхнеюрские отложения, Енисей-Хатангский региональный прогиб, биомаркерные параметры зрелости, гопапы Ts и Tm.

ORGANIC MATTER MATURITY OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS IN THE NORTHEAST OF WESTERN SIBERIA BASED ON BIOMARKER GEOCHEMISTRY AND PYROLYSIS

Rodchenko Alexandra

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Junior Research Worker, RodchenkoAP@ipgg.sbras.ru

This paper examines the catagenesis of organic matter on the vitrinite reflectance (R_o), the pyrolysis parameter T_{max} as well as the specific application of the biomarker maturity parameters depending on lithological composition and the type of organic matter of the Tochin, Sigov and Yanovstan Formations of the Yenisei-Khatanga regional trough.

Keywords: catagenesis of organic matter, Upper Jurassic deposits, Yenisei-Khatanga regional trough, biomarker maturity parameters, Ts and Tm hopanes.

В настоящее время наиболее точным методом диагностики уровня зрелости органического вещества (ОВ) является отражательная способность витринита (R^{ovt}). Значения R^{ovt} приняты за эталон диагностики градаций катагенеза, поскольку его оптические свойства равномерно и закономерно изменяются в ходе углефикации. Для ОВ нефтематеринских пород, в котором невозможно выполнить замеры R^{ovt} , широко применяются различные молекулярные параметры и значения пиролитической температуры T_{max}. Современные возможности определения углеводородов (УВ) с помощью хромато-масс-спектрометрического (ХМС) метода позволяют использовать неограниченный набор биомаркерных параметров. Однако значения этих параметров могут варьировать в зависимости от литологического состава пород, типа ОВ, диагенетических условий его захоронения и катагенетической истории погружения отложений. Целью настоящей работы являлось выявление особенностей применения биомаркеров для диагностики уровня зрелости рассеянного ОВ различных генетических типов в верхнеюрских отложениях разного литологического состава Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП).

Геохимические исследования проводились на коллекции, включающей 41 образец кернового материала верхнеюрского возраста из скважин Горчинская-1 и Озерная-10. Разрез, вскрытый скважиной Озерная-10, охарактеризован керном в интервалах 3607-3645 м (сиговская свита) и 3540-3560 м, 3260-3290 м и 3100-3130 м (яновстанская свита). В скважине Горчинская-1 керновым материалом представлена точинская свита в интервале 2991-3020 м и яновстанская свита – 2871-2885 м. Для всех пород были определены пиролитические характеристики ОВ. Насыщенные фракции битумоидов, экстрагированные из пород хлороформом, исследовались методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. В качестве биомаркерных критериев катагенеза ОВ были опробованы следующие молекулярные параметры: коэффициент нечетности CPI в области n-алканов состава C₂₄-C₃₄; для стеранов состава C₂₉ соотношения более стабильных УВ с конфигурацией 20S, к менее термодинамически устойчивым изомерам с

конфигурацией $20R$ ($K1=20S/(20R+20S)$) и новообразованных изостеранов к биологическим стеранам ($K2=\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$); отношение изомеров гопана состава $C27$ ($Ts/(Ts+Tm)$ и $Ts/(Ts+C30)$) и гопана состава $C29$ ($C29Ts/(C29Ts+C29)$).

По макроскопическому описанию керна, выполненному сотрудниками ИНГТ СО РАН, в скв. Горчинская-1 точинская свита сложена алевролитами темно-серыми с коричневым оттенком разнозернистыми сильно глинистыми. Характерны включения тонких стяжений сидерита, гидроокислов железа и большое количество углефицированного растительного детрита (УРД). Текстура пород неяснослоистая за счет интенсивной биотурбации. Разрез яновстанской свиты, в целом, представлен аргиллитами темно-серыми до черных алевритистыми, с включениями тонко рассеянного пирита и отпечатками талломов водорослей на плоскостях наслоения.

В скв. Озерная-10 сиговская свита сложена алевролитами серыми, темно-серыми крупнозернистыми глинистыми с нечетко выраженной слабонаклонной слоистостью, нарушенной биотурбацией. На плоскостях наслоения отмечаются многочисленные намывы УРД различной формы. Яновстанская свита в нижней части (3560-3540 м) представлена аргиллитами алевритистыми, алевритовыми темно-серого цвета. Слоистость неясная волнистая подчеркивается наличием более светло-серых слоев и линзочек алевритового материала. Редко отмечается УРД. Выше по разрезу в интервале 3290-3260 м в разрезе яновстанской свиты вскрываются аргиллиты серые, темно-серые алевритистые массивные. Породы содержат немногочисленную фауну плохой сохранности (единичные двустворки, белемниты), а также мелкие включения окисленного пирита. Далее в интервале 3130-3115 м залегают аргиллиты темно-серые коричневатые с различным содержанием обломочного материала алевритовой размерности вплоть до алевроаргиллитов, массивные. По всему интервалу отмечается многочисленная разнообразная фауна (мелкие и крупные двустворки, аммониты, крючки онихитесов, фораминиферы), зеленоватые остатки детрита извилистой формы, вероятно водорослевого происхождения. Пирит наблюдается в большом количестве в виде округлых конкреций и точечных включений, выполняет ходы илюдов и внутренние полости раковин аммонитов.

Палеогеографическое положение ЕХРП между возвышенной сушей Сибирской платформы и Таймыра, с которых в бассейн поступало ОВ высшей наземной растительности, привело к неоднородности его состава по разрезу верхнеюрских отложений. Для определения типа ОВ использовались распределения стерановых и трицикловых УВ. Для битумоидов точинской, сиговской и нижней части яновстанской свиты в скв. Озерная-10, геохимические параметры указывают на связь ОВ с липидами высшей наземной растительности. В ряду стеранов $C27$ - $C29$ по концентрациям резко преобладают этилхолестаны ($C29/C27=1,8-4,1$, $C29/C28=3,5-5,8$). Среди трициклов максимум приходится на углеводороды с длиной цепи $C19$ - $C20$. Значения трициклового индекса $ITC=2(C19+C20)/(C23+C24+C25+C26)$, предложенного А.Э. Конторовичем [1], варьируют от 2,0 до 8,1. Органическое вещество этого типа характеризуется значениями HI меньше 150 мг УВ/г Сорг.

Аквагенная природа липидов исходного ОВ выявлена в породах яновстанской свиты в скв. Озерная-10 из интервала 3100-3115 м и глубины 3122 м. Относительные содержания стеранов $C27$, $C28$, $C29$ в аквагенных битумоидах показывают V-образное распределение ($C29/C27=0,9-1,1$ и $C27/C28=1,6-1,8$). Значения ITc меньше единицы подтверждают тип ОВ планктонно-бактериальной природы (0,5-0,9). Образцы отличаются повышенными значениями HI (199-264 мг УВ/г Сорг).

Остальные пробы яновстанской свиты характеризуются смешанным составом ОВ. В этих битумоидах концентрации стеранов состава $C28$ ниже по сравнению с аквагенным ОВ ($C27/C28=2,0-2,7$) при тех же концентрациях стеранов состава $C29$ и $C27$ ($C29/C27=0,8-1,1$). Коэффициент ITc для смешанных битумоидов изменяется от 0,6 до 2,0. В среднем водородный индекс составляет 115 мг УВ/г Сорг (58-166 мг УВ/г Сорг).

Уровень зрелости ОВ для изученной коллекции, определенный по единичным замерам отражательной способности витринита (данные А.Н. Фомина), соответствует градации катагенеза МК12 ($R^{\circ}vt=0,73-0,83$). Величины температуры T_{max} закономерно увеличиваются с глубиной от 438 до 455 °C (рис. 1). Значения $CR1$ для большей части битумоидов различного генезиса близки к единице (1,0-1,2). Концентрации $20R$ - и $20S$ - форм $\alpha\alpha$ стеранов $C29$ приблизительно соответствуют равновесным (в среднем $K1=0,5$). Значения отношения $K2$ закономерно увеличиваются с глубиной и укладываются в интервал 2,3-6,0 (см. рисунок 1). Такие значения коэффициентов свойственны зрелому ОВ, находящемуся в главной зоне нефтеобразования [3].

Возможность использования гопановых индексов зрелости $Ts/(Ts+Tm)$, $Ts/(Ts+C30)$ и $C29Ts/(C29Ts+C29)$ основана на большей стабильности молекулярной структуры

новообразованных в геологических условиях неогопанов состава C27 и C29 (Ts – 18 α -22,29,30-триснорнеогопан C27 и C29Ts – 18 α -30-норнеогопан C29) по сравнению с соответствующими 17 α -гопанами. С повышением степени зрелости ОБ концентрации этих соединений должны увеличиваться. На исследованной коллекции битумоидов в скважинах, где отобраны образцы с разным генезисом ОБ, была отмечена обратная закономерность в зависимости от типа ОБ: при меньшей катагенетической преобразованности ОБ в битумоидах аквагенного генезиса содержания гопанов Ts и C29Ts выше, чем в битумоидах более зрелого ОБ смешанной и террагенной природы. Тогда как в битумоидах одного генезиса (террагенное ОБ) из нижней части яновстанской и сивговской свит происходит незначительное увеличение соотношений неогопанов и гопанов. Выявленная особенность изображена на рисунке 1.

Наличие весьма тесной корреляционной связи между гопановыми параметрами Ts/(Ts+Tm) и C29Ts/(C29Ts+C29) (R²=0,96) и ее отсутствие между ними и другими индексами зрелости (K² и T_{max}) указывают, что на образование неогопанов Ts и C29Ts помимо катагенеза влияют другие факторы. Проведенные ранее исследования показали, что отношение гопанов Ts и Tm зависит как от катагенеза, так и литологического состава пород, типа ОБ и окислительно-восстановительных условий в диагенезе [2, 3, 4, 5]. Для изученной коллекции установлено, что ОБ захоронялось в схожих субокислительных фациальных условиях (Pr/Ph=1,4-3,9, C35/C34<1, наличие диагопана C30), поэтому изменение окислительно-восстановительного режима во время диагенеза не могло являться основной причиной вариации концентраций неогопанов. Механизм формирования неогопанов может быть связан с перегруппировкой в присутствии каталитически активных глинистых минералов (или других типов катализаторов), которые приводят к ускорению химической реакции их преобразования [5]. Предложенный механизм образования неогопанов Ts и C29Ts в изученной коллекции образцов представляется наиболее вероятным, т.к. их высокие концентрации соответствуют уровням изученных разрезов с большей глинизацией по макроскопическому описанию керна. Для доказательства этого тезиса необходимо выполнить более детальное изучение литологического состава пород.

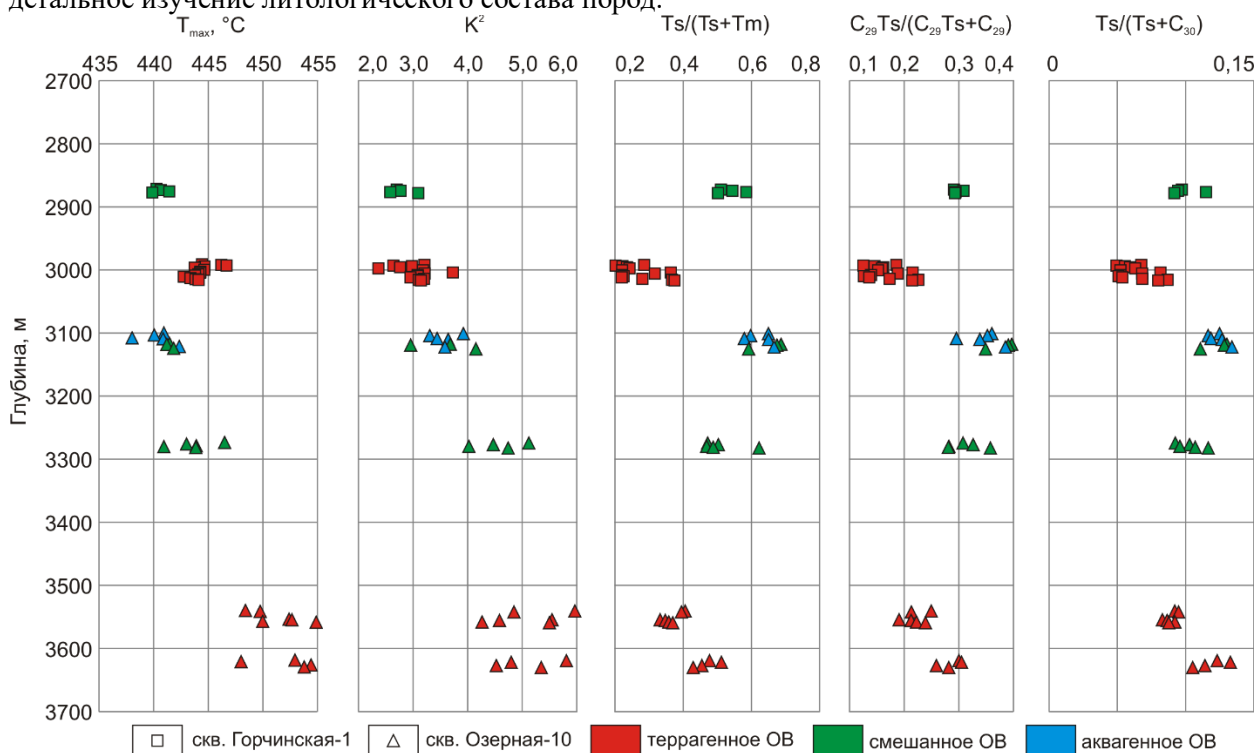


Рисунок 1 – Изменение параметров зрелости для различных типов ОБ с глубиной

Таким образом, результаты биомаркерного и пиролитического анализа в целом согласуются с углепетрографическими исследованиями и подтверждают нахождение верхнеюрских отложений в главной зоне нефтеобразования. Выявленную особенность распределения неогопанов следует учитывать при использовании параметров Ts/(Ts+Tm), Ts/(Ts+C₃₀) и C₂₉Ts/(C₂₉Ts+C₂₉) для определения степени зрелости ОБ. Их эффективное использование возможно только для пород, сформированных в схожих фациальных условиях и содержащих ОБ одного генетического типа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович, А.Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин и др. // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676-1693.
2. Moldowan, J. M. Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany / J.M. Moldowan, P. Sundararaman, M. Schoell // *Organic Geochemistry*, 1986. – V. 10. – № 4–6. – P. 915-926.
3. Peters, K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan – 2nd ed. New York: Cambridge University Press, 2005. – V. 2. – 1155 p.
4. Seifert, W.K. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils / W.K. Seifert, J.M. Moldowan // *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1978. – V. 42, № 1. – P. 77-95.
5. Wang, C. Geochemical characteristics and applications of 18 α (H)-neohopanes and 17 α (H)-diahopanes / C. Wang, J. Fu, G. Sheng et al. // *Chinese Science Bulletin*, 2000. – V. 45. – № 19. – P. 1742–1748.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕНОСНОСТЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ХАНТЕЙСКОЙ ГЕМИАНТЕКЛИЗЫ

Сайтов Рашид Маратович

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, SaitovRashid72@gmail.com

Фомин Михаил Александрович

кандидат геолого-минералогических наук, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.

Трофимука СО РАН, научный сотрудник

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, старший преподаватель,

FominMA@ipgg.sbras.ru

На основе электрического и радиоактивного каротажа проведено расчленение и корреляция разрезов верхней юры. В результате интерпретации каротажных диаграмм и построенной автором карты толщин этих отложений был проведен анализ геологического строения баженовской свиты. Для оценки перспектив нефтеносности ее классических разрезов в изучаемом регионе были проанализированы несколько основных условий: содержание органического углерода, катагенетическая преобразованность органического вещества и изолированность баженовской свиты нижележащим флюидоупором. На основе комплексного анализа критериев нефтеносности баженовской свиты были выделены земли трех категорий перспективности.

Ключевые слова: баженовская свита, катагенез, содержание органического углерода, подстилающий флюидоупор.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND OIL-BEARING CAPACITY OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE NORTHERN PART OF THE KHANTEYSKAYA HEMIANTECLISE

Saitov Rashid M.

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, SaitovRashid72@gmail.com

Fomin Mihail A.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Ph. D., Research Associate,

FominMA@ipgg.sbras.ru

Based on electrical and radioactive logging, the sections of the Upper Jurassic were dissected and correlated. As a result of the interpretation of the logs and map of the thickness of these deposits constructed by the author, an analysis of the geological structure of the Bazhenov formation was done. To assess the prospects for the oil content of its classical sections in the studied region, several basic conditions were analyzed: the content of organic carbon, the catagenetic transformation of organic matter, and the isolation of the Bazhenov formation by the underlying seal.

Based on a comprehensive analysis of the oil-bearing criteria of the Bazhenov formation, three types of prospects areas were identified.

Keywords: Bazhenov formation, catagenesis, organic carbon content, underlying seal.

Снижение темпов прироста запасов и добычи углеводородного сырья за счет открытия новых залежей нефти и газа в гранулярных коллекторах юрского и мелового возраста привлекло внимание геологов и нефтяников к нетрадиционному сложно построенному уникальному природному объекту – баженовской свите. Она является основной нефтематеринской толщей Западно-Сибирского осадочного бассейна. При этом в его центральной части баженовская свита является самостоятельным перспективным объектом для поисков и добычи нефти, что определяет актуальность настоящего исследования.

В качестве фактического материала были использованы каротажные диаграммы по 230 глубоким скважинам. Для расчленения и корреляции разреза, использовался комплекс геофизических методов исследований скважин, включающий: потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), электрический каротаж (зонды кажущегося сопротивления КС и индукционные ИК), кавернометрия (КВ), гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК). Результаты

корреляции были увязаны с 35 результатами определений микро- и макрофауны по 4 глубоким скважинам.

По данным каротажа баженовская свита представляет собой высокорadioактивную, высокоомную, плотную и низкопроницаемую толщу пород. Кривые КС сильно дифференцированы, запись трех-, четырехмасштабная. Значения КС пород баженовской свиты не выдержаны по площади, однако в среднем диапазон максимальных значений КС варьируется от 350 до 650 Ом. Повышенные значения каротажа кажущегося сопротивления связаны с высокой нефтенасыщенностью свиты. Баженовская свита – высокорadioактивная толща. Несмотря на большой диапазон значений естественной radioактивности этих пород (от 17 до 319 мкР/час), в среднем они изменяются от 60 до 100 мкР/час. Кривая ПС в баженовской свите, как правило, сохраняет спокойный характер, принятый для низкопроницаемых пород. В аномальных разрезах баженовской свиты отклонения кривой ПС от линии глин влево дает привнос алевритистого и песчаного материала.

Толщины классических разрезов баженовской свиты изменяются от 11 до 37 м, а среднее значение мощностей, по результатам просмотренных скважин, в пределах исследуемой территории составляет 25 метров.

В восточной части территории преобладающее количество притоков из горизонта Ю0 было получено из аномальных разрезов, однако в ходе работы было установлено, что классические разрезы на изучаемой территории также являются продуктивными. В данной работе были рассмотрены перспективы нефтеносности именно классических разрезов баженовской свиты.

В западной части исследуемой территории открыто большое количество промышленных залежей, многие из них разрабатываются. Высокая перспективность баженовской свиты в этой части изучаемого района была освещена в многочисленных публикациях. Именно поэтому, в настоящей работе основное внимание уделяется перспективам нефтеносности баженовской свиты в восточной части района – в зоне распространения георгиевской свиты.

Основным фактором, обуславливающим образование нефтяных залежей в баженовской свите считается процесс нефтегенерации, сопровождающийся автофлюидоразрывом, в результате которого и возникает коллектор. Таким образом, чем больше исходной органики и выше степень катагенеза, тем больше вероятность возникновения залежей, а мощные выше- и нижележащие флюидоупоры должны препятствовать миграции углеводородов из баженовской свиты и исчезновению залежей. Поэтому в данной работе были рассмотрены следующие критерии нефтеносности баженовской свиты: 1) толщины баженовской свиты с содержанием органического углерода более 7%; 2) значения отражательной способности витринита; 3) толщины нижележащего флюидоупора.

Наиболее мощные отложения свиты, содержащие больше 7% Сорг зафиксированы в пределах зигзагообразной зоны, расположенной в южной части территории. Салымская, Правдинская, Восточно-Правдинская, Западно-Усть-Балыкская, Усть-Балыкская, Солкинская, Южно-Сургутская, Восточно-Сургутская, Западно-Асомкинская, Асомкинская, Покамасовская, Западно-Покамасовская, Нивагальская и Кечимовская площади приурочены к этой зоне. Также, повышенные значения толщин зафиксированы на северо-восточном склоне Сургутского свода (Рускинская и Сорымско-Иминская площади).

Катагенез является одним из важнейших факторов, контролирующих формирование и сохранение залежей нефти и газа, поэтому выяснение уровня катагенетической зрелости органического вещества баженовской свиты является одним из важнейших критериев ее нефтеносности [1]. Для определения стадии катагенеза органического вещества была изучена карта отражательной способности витринита в кровле юрского комплекса, как показателя уровня зрелости органического вещества. На большей части территории отражательная способность витринита изменяется от 0.6 до 0.8%. В этой области органическое вещество преобразовано в достаточной степени, чтобы из него образовались жидкие углеводороды. Значениям отражательной способности витринита меньше 0,6% соответствует область, протягивающаяся от северо-западного склона Сургутского свода в юго-восточном направлении к северной части Нижневартовского свода, а также территории, прилегающие к периферии Юганской мегавпадины. В этой области органическое вещество еще не достигло зрелости, необходимой для генерации нефти [2].

В качестве третьего критерия нефтеносности была рассмотрена изолированность баженовской свиты нижележащим флюидоупором. Для этого по данным каротажа было изучено геологическое строение георгиевской свиты и построена карта её толщин. Мощность глинистого экрана, отделяющего баженовскую свиту от васюганских песчаников, в пределах изучаемой

территории в среднем изменяется от 2 до 4 м. Максимальные толщины георгиевской свиты зафиксированы в пределах центральной части Сургутского свода (Южно-Конитлорская, Северо-Юрьевская, Юрьевская, Мильтонская, Вачимская, Минчимкинская, Быстринская площади). Так, в скважинах Мильтонская-37 и Юрьевская-2 мощность георгиевской свиты достигает 20 м. Большие мощности свиты здесь приурочены к зоне фациального перехода георгиевской и васюганской свит к абалакской. Повышенные толщины георгиевской свиты (более 4 м) в основном зафиксированы в северо-восточной части изучаемого района (северные части Тевлинско-Русскинской и Когалымской площадей; Западно-Котухтинская и северная часть Ватьеганской площади; южная часть Тевлинско-Русскинской, Русскинская и Икилорская площади). Локальная зона повышенных толщин на юге территории приурочена к Западно-Асомкинской площади.

В пределах изучаемой территории находятся три скважины (Западно-Асомкинская-801, Западно-Асомкинская-807, Сорымско-Иминская-10) (рис. 1), в которых проводились испытания классических разрезов баженовской свиты.

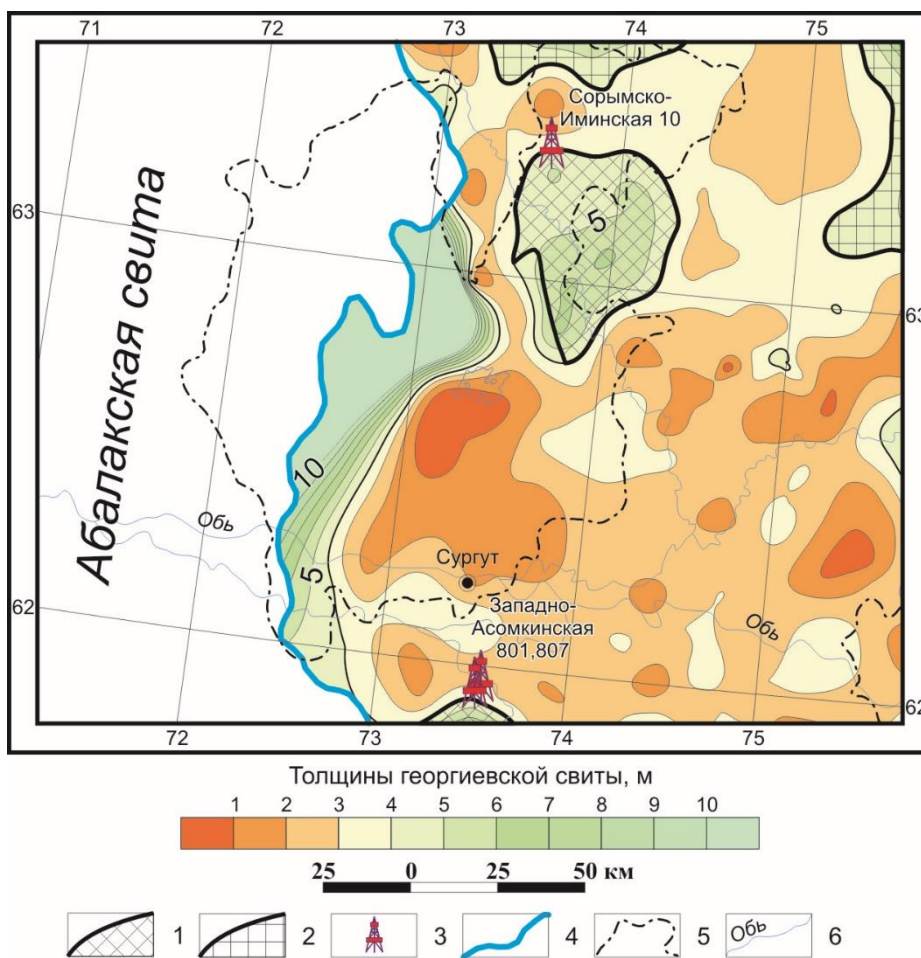


Рисунок 1 – Карта перспектив нефтеносности классических разрезов баженовской свиты.

Условные обозначения: 1 – высокоперспективные территории; 2 – возможно перспективные территории; 3 – зона отражательной способности витринита менее 0,6%; 4 – скважины с притоками нефти из классических разрезов баженовской свиты; 5 – граница абалакской и георгиевской свит; 6 – границы положительных структур I порядка; 7 – гидросеть.

Во всех трех скважинах были получены промышленные притоки нефти. Было установлено, что все три продуктивные скважины расположены в зонах толщин георгиевской свиты, превышающих 4 метра. Поскольку из этих скважин были получены промышленные притоки нефти, то мощность георгиевской свиты равная четырем метрам является достаточной для изолированности баженовской свиты от верхневасюганских песчаников.

На основе комплексного анализа указанных критериев была составлена карта перспектив нефтеносности классических разрезов баженовской свиты и выделены территории трех категорий перспективности: 1) высокоперспективные, 2) возможно перспективные, 3) малоперспективные.

Территории первой категории выделялись по совпадению максимальных значений всех выбранных критериев. Данные территории приурочены к области высоких содержаний органического углерода, больших толщин георгиевской свиты (4-6 м) и к зоне высокой степени катагенетической преобразованности органического вещества. В пределах этих территорий проводились скважинные испытания в интервале баженовской свиты и были получены промышленные притоки нефти. Таким образом, высокоперспективными зонами являются Западно-Асомкинская, Сорымско-Иминская площади и прилегающие к ним участки (рис. 1).

Тевлинско-Русскинская и Западно-Котухтинская площади приурочены к зонам высокого содержания органического углерода, высоких значений катагенеза (отражательная способность витринита больше 0,6%) и повышенных толщин нижележащего флюидоупора. Однако информация о результатах испытаний классических разрезов на этих площадях отсутствует. В связи с этим по результатам проведенного исследования эти площади были отнесены к возможно перспективным территориям.

Остальная часть исследуемого района (за исключением зоны распространения абалакской свиты) автором была отнесена к малоперспективным территориям, поскольку отсутствие одного из рассмотренных критериев является решающим при рассмотрении нефтеносности отложений свиты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т.50. – №11. – С. 1191 – 1200.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири, Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1994. – 201 с.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕЖОВСКОГО РАЙОНА (НОВОСИБИРСКАЯ И ТОМСКАЯ ОБЛАСТИ)

Садыкова Яна Владиславовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, к.г.-м.н., SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Глазунова Анастасия Сергеевна

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, Nastyha66315@yandex.ru

Рассмотрены особенности состава подземных вод и водорастворенных газов нижнего гидрогеологического этажа Межовского нефтегазоносного района. В разрезе преобладают подземные воды от солончатых до рассолов хлоридного натриевого типа. Анализ генетических коэффициентов показал преобладание древних седиментогенных и сильно метаморфизованных инфильтрогенных вод во всех комплексах. Выявлено развитие многочисленных гидрогеохимических аномалий, которые трассируют зоны развития межпластовых перетоков из палеозойского комплекса вверх по разрезу, кроме того выявлены участки развития литогенных и конденсатогенных вод. Несмотря на это, для района характерно преобладание прямой гидрогеохимической зональности в разрезе.

Ключевые слова: химический состав подземных вод и водорастворенных газов, латеральная и вертикальная гидрогеохимические зональности, генетические типы подземных вод, Западная Сибирь, палеозойский и юрские гидрогеологические комплексы.

HYDROGEOCHEMICAL FEATURES OF OIL-AND-GAS BEARING DEPOSITS OF MEZHOVKA PETROLEUM REGION (TOMSK AND NOVOSIBIRSK REGIONS)

Sadykova Yana V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Ph. D., Research Scientist, SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Glazunova Anastasia S.

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, Nastyha66315@yandex.ru

In this paper the chemical composition of groundwaters and the water-soluble gases of the Mezhovka petroleum region was analyzed, and results related to main macro- and microcomponents were presented. The hydrogeochemical zonation was retraced in the lateral as well as in the vertical sections. Sodium chloride type underground waters from saltish to brines prevails in all complexes. Analysis of genetic coefficients has shown domination of ancient sedimentogene and metamorphized infiltrogene waters. Numerous hydrogeochemical anomalies traced zones of cross-flows from Paleozoic to Jurassic complex were revealed. Moreover, the local areas of litogene and condensatogene groundwater types development were found. Generally, the direct vertical hydrogeochemical zonation prevails in the region.

Keywords: chemical composition of groundwaters and water dissolved gases, lateral and vertical hydrogeochemical zonalities, genetic types of underground waters, West Siberia, Paleozoic and the Jurassic hydrogeological complexes.

Межовский нефтегазоносный район (НГР) расположен на юго-востоке Западно-Сибирского артезианского бассейна, для него характерно сложное строение нижнесреднеюрского и верхнеюрского гидрогеологических комплексов: на ряде площадей отсутствуют надежные водоупорные горизонты, а коллектора часто замещаются непроницаемыми разностями по латерали. Вследствие этого в регионе развиты многочисленные геотермические, гидродинамические и гидрохимические аномалии.

Разрез осадочного чехла представлен юрскими, меловыми и кайнозойскими породами. На исследуемой территории выделяется два гидрогеологических этажа – верхний, относящийся к зоне активного водообмена, и нижний – затрудненного. Верхний гидрогеологический этаж представлен

слабосцементированными и рыхлыми осадками верхнемелового и кайнозойского возраста. Нижний гидрогеологический этаж надежно изолирован от зоны активного водообмена туронско-датским региональным водоупором. В его пределах выделяются пять гидрогеологических комплексов (сверху вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский и палеозойский.

Согласно данным нефтегазогеологического районирования район исследования приурочен к западной части Васюганской нефтегазоносной области. Всего в регионе открыто 21 месторождение углеводородов, которые содержат более 40 залежей. В стратиграфическом отношении залежи сосредоточены в юрских (пласты Ю1 – Ю7) и палеозойских (НГЗК) толщах, реже – в меловых. Большая их относится к категории мелких по запасам, исключением является газоконденсатная залежь в верхнеюрских отложениях на Нижнетабаганском месторождении, относящаяся к категории средних.

Для характеристики гидрогеохимических особенностей Межовского НГР была составлена и проанализирована база данных, включающая результаты химического анализа 378 проб подземных вод и 89 проб водорастворенных газов. В разрезе распространены подземные воды от солоноватых до рассолов с величиной общей минерализации от 3,7 до 86,6 г/дм³ (в среднем 30,9 г/дм³). По классификации С.А. Щукарева преобладают воды хлоридного натриевого типа (82 %). Также встречаются хлоридные кальцевые (8%), хлоридные кальциево - натриевые (6%), хлоридные магниевые-кальцевые (4%) воды.

Анализ изменения минерализации подземных вод палеозойского гидрогеологического комплекса по площади показал, что в пределах района распространены преимущественно соленые воды и рассолы хлоридного натриевого и хлоридного натриево-кальцевого состава с минерализацией от 5 до 100 г/дм³. При фоновом значении – 55-60 г/дм³. Содержания основных солеобразующих компонентов изменяются прямо пропорционально величине общей минерализации. Концентрации (г/дм³) Na⁺⁺K⁺ изменяются от 2,0 до 29,1, при среднем значении 12,1, Cl⁻ – от 2,8 до 51,8 (среднее 21). Средние содержания Mg²⁺ составляют 0,2, Ca²⁺ – 0,9, HCO₃⁻ – 0,6, микрокомпонентов (мг/дм³): I – 11, Br – 80, B – 10,5.

Подземные воды ниже-среднеюрского комплекса относятся к хлоридному натриевому, хлоридному натриево-кальцевому и хлоридно-гидрокарбонатному натриевому типам с минерализацией от 5 до 85 г/дм³, при фоновом значении – 15-25 г/дм³. Содержания (г/дм³) Na⁺⁺K⁺ изменяются от 1,3 до 25,9, при среднем 11,5, Cl⁻ – от 2,3 до 44,5 (16,0). Средние концентрации (г/дм³) Mg²⁺ составляют 0,17, Ca²⁺ – 0,7, HCO₃⁻ – 1,0, микрокомпонентов (мг/дм³): I – 6,5, Br – 6,5, B – 71,1.

В верхнеюрском комплексе преимущественно распространены воды от солоноватых до рассолов хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и хлоридного натриево-кальцевого типов, с минерализацией от 1,6 до 55,0 г/дм³, при фоновом значении – 20-25 г/дм³. Содержания (г/дм³) Na⁺⁺K⁺ изменяются от 1,3 до 17,5, при среднем 7,6, Cl⁻ – от 1,5 до 28,8 (12,5). Средние концентрации (г/дм³) Mg²⁺ составляют 0,1, Ca²⁺ – 0,7, HCO₃⁻ – 1,2, микрокомпонентов (мг/дм³): I – 5,5, Br – 61,5, B – 15,0.

Подземные воды неокомского комплекса относятся к хлоридному натриевому и хлоридному натриево-кальцевому типам, с величиной общей минерализации от 3 до 43 г/дм³, при фоновом значении – 20-25 г/дм³ (рис. 47 д). Содержания (г/дм³) Na⁺⁺K⁺ изменяются от 3,7 до 11,1, при среднем 6,1, Cl⁻ – от 5,9 до 20,8 (11,9). Средние концентрации (г/дм³) Mg²⁺ составляют 0,1, Ca²⁺ – 1,3, HCO₃⁻ – 0,3, микрокомпонентов (мг/дм³): I – 10,8, Br – 54,5, B – 16,7.

Анализ изменения общей минерализации с глубиной показал, что для Межовского НГР характерна прямая вертикальная гидрогеохимическая зональность, которая выражается в увеличении общей минерализации и содержания основных макро- и микрокомпонентов. Зональность осложнена развитием межпластовых перетоков и процессами смешения вод различных генетических типов (рис. 1).

Построение карт общей минерализации по комплексам позволило выявить латеральную гидрогеохимическую зональность. Во всех комплексах минерализация возрастает от структур обрамления к центральным районам Западно-Сибирского артезианского бассейна, что связано с увеличением роли элизионного водообмена и уменьшением инфильтрационного.

В палеозойском комплексе повышенные аномалии минерализации (от 60 г/дм³) приурочены к Северо-Тарской, Заречной и Кулгинской площадям. В нижнесреднеюрском комплексе аномалии тяготеют к восточной части района исследования, выявлены на Калиновой и Тай-Дасской площадях. В верхнеюрском комплексе зафиксированы многочисленные аномалии минерализации:

повышенные (на Ургульской, Нижне-Табганской, Северо-Калиновой и других площадях) связаны с наличием межпластовых перетоков из нижележащих палеозойского и ниже-среднеюрского комплексов.

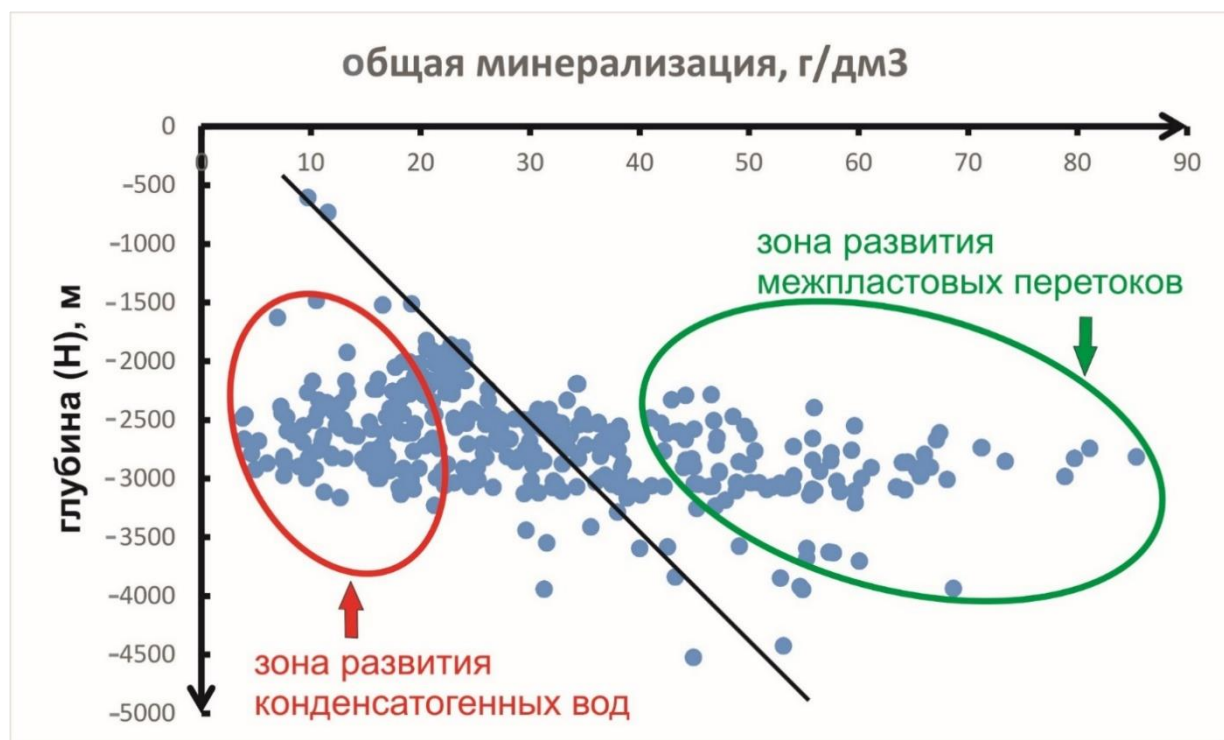


Рисунок 1 –Вертикальная гидрогеохимическая зональность Межевского НГР.

Пониженные значения минерализации выявлены на Витинской, Ракитинской, Пустоваловской и др. площадях. В пределах неокомского комплекса аномалии повышенной минерализации выявлены на Межовской, Восточно-Межовской, Веселовской и других площадях, пониженной – на Бергульской и Нижне-Табганской площадях.

Анализ генетических коэффициентов показал, что в пределах нижнего гидрогеологического этажа Межевского НГР развиты преимущественно сильно метаморфизованные седиментогенные и древние инфильтрационные воды, в различной степени смешанные между собой. Аномалии пониженной минерализации в регионе, вероятнее всего, связаны с развитием литогенного типа вод, приуроченного к повышенным толщинами глин верхнеюрского комплекса и конденсатогенными водами, локально развитыми вблизи контуров залежей углеводородов. Появление зон повышенной минерализации обусловлено наличием процессов восходящей миграции вод из нижележащих отложений, вследствие тектонических и геодинамических факторов.

Анализ состава водорастворенных газов позволил выявить в Межевском НГР увеличение содержания метана с глубиной (прямая вертикальная зональность), при этом на ряде площадей выявлены высокие концентрации углекислого газа и азота. Так в пределах палеозойского гидрогеологического комплекса в составе водорастворенных газов преобладает метан, среднее содержание которого составляет 87,8. Средние концентрации (об. %) CO_2 – 6,29, N_2 – 3,59, H_2 – 0,56 и He – 0,04. В ниже-среднеюрском комплексе отмечаются концентрации азота несколько выше, чем в палеозойском и составляют 9,56 об. %, содержания углекислого газа более низкие (1,21 об. %), содержания H_2 и He аналогичные. Преобладающим также остается метан (80,5).

Водорастворенные газы верхнеюрского комплекса характеризуются преимущественно метановым составом и, по классификации Л.М. Зорькина, относятся к углеводородному типу. В пределах Межевского района выявлены 2 класса углеводородного типа водорастворенных газов: полужирный ($\Sigma\text{TУ}=3-5$) и жирный ($\Sigma\text{TУ}>5$). По площади распространения доминирует жирный углеводородный тип. В редких случаях газы характеризуются метаново-азотным и азотно-метановым составом. Содержание метана колеблется от 55,0 до 95,0 об. %. На ряде площадей (Верх-Тарская, Веселовская, Межовская и др.), где верхнеюрский комплекс залегает непосредственно на

отложениях фундамента, в составе ВРГ наблюдается повышенное содержание углекислого газа. Средние содержания (об. %) углекислого газа в верхнеюрском гидрогеологическом комплексе составляют 1,10, N₂ – 8,57, H₂ – 0,19 и He – 0,03. Состав водорастворенных газов неокомского гидрогеологического комплекса отличается повышенным содержанием азота (9,56 об. %) и более низкими содержаниями углекислого газа (0,72 об. %). Содержания водорода и гелия незначительны.

Высокие концентрации CO₂ наблюдаются в подземных водах, попутных и свободных газах, приуроченных к юрским отложениям, залегающим в основании осадочного чехла, либо непосредственно на породах фундамента. Характерна также связь углекислых аномалий с зонами тектонических разломов. О генезисе углекислого газа Западной Сибири существуют различные представления, многие исследователи связывают их с разложением карбонатов палеозойского фундамента [1, 2].

Установленные особенности химического состава подземных вод и водорастворенных газов находятся в тесной связи с геологической эволюцией осадочного бассейна, генезисом, условиями залегания и движения вод. Проявление зон повышенной минерализации и повышенное содержание углекислого газа на ряде площадей связано с процессами восходящей миграции флюидов из нижележащих отложений палеозоя, вследствие тектонических и геодинамических факторов. Возникновение зон пониженной минерализации возможно связано с процессами формирования залежей углеводородов и элизионным водообменом.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научных проектов № 17-45-543249 и №17-45-540086.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Зорькин Л.М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) //Геоинформатика. – 2008. – №1. – С. 45 – 53.
2. Толстиков Г.А. Особенности формирования углекислых щелочных вод Шаимского месторождения нефти //Нефтегазовая геология и геофизика. –1963. – №6. – С 47 – 50.

ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ОСНОВНЫМИ ЮРСКИМИ НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИМИ ТОЛЩАМИ СЕВЕРО-ТАЗОВСКОГО ОЧАГА

Сафронов Павел Иванович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия,
младший научный сотрудник, SafronovPI@ipgg.sbras.ru*

Выполнено моделирование процессов генерации углеводородов основными юрскими нефтегазопроизводящими толщами Северо-Тазовского очага нефтегазообразования. Оценены масштабы генерации углеводородов с привязкой к стадиям катагенеза.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, юрские нефтегазопроизводящие породы, Западная Сибирь, Северо-Тазовская мегавпадина.

MODELING OF HYDROCARBON GENERATION IN JURASSIC SOURCE ROCK OF THE NORTH-TAZOVSKY SYNECLISE

Safronov Pavel I.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Junior Research Worker,
SafronovPI@ipgg.sbras.ru*

Based on North-Tazovsky syncline structure geological data development of sedimentary cover modeling was conducted and Jurassic petroleum systems hydrocarbon generation history was restored

Keywords: basin modeling, Jurassic source rock, West Siberia, North-Tazovsky syncline.

Северо-Тазовский очаг генерации углеводородов расположен в северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом плане он приурочен к одноименной мегавпадине, выделяемой в кровле верхнеюрского структурного яруса. В территорию исследования входят Пур-Тазовская, Надым-Пурская, Гыданская и Енисей-Хатангская НГО (рис. 1)

Целью исследования являлось восстановление динамики генерации углеводородов (УВ) основными нефтегазопроизводящими толщами Северо-Тазовского очага.

Была построена трехмерная модель территории, в которую входили восточная части Большехетской мегасинеклизы, южная часть Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, разделяющая их Мессояхская наклонная гряда и часть Предъенисейской мегамоноклизы. Моделирование истории формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла выполнено в программно-методическом комплексе Temis. Размер изучаемого полигона составил 360*340 км. В качестве основы для трехмерной модели осадочного чехла были использованы сеточные карты структурных поверхностей основных стратиграфических горизонтов с шагом 1 км. Модель содержит 24 слоя. Температурная история отложений восстановлена на основе сопоставления расчётной и фактической карты катагенеза органического вещества в кровле юрских отложений [2].

В качестве нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ) были рассмотрены обогащённые органическим веществом (ОВ) преимущественно глинистые отложения баженовского, малышевского, лайдинского, китербютского и зимнего горизонтов [3,4,5,6]. Выбор кинетических характеристик керогена осуществлялся как по данным литературных источников, так и по данным пиролитических и геохимических исследований, проведенных в ИНГГ СО РАН.

В соответствии со шкалой катагенеза [7], был построен набор карт времен прохождения НГПТ стадий катагенеза. Основные результаты представлены в Таблице 1. За время входа отложений в стадию катагенеза было принято время достижения подошвенной частью НГПТ требуемых значений отражательной способности витринита [2,7]. Максимальная расчетная стадия катагенеза АК2 была достигнута отложениями зимнего горизонта в наиболее погруженных частях территории исследования 65 млн. лет назад, в конце мелового периода, минимальная – МК31 36 млн лет назад, в конце эоцена.

Генерация жидких и газообразных углеводородов с делением на стадии катагенеза показана в Таблице 2. Наибольшее количество жидких и газообразных углеводородов всеми НГПТ было образовано на стадиях катагенеза МК31 и МК32. При этом органическим веществом баженовского горизонта максимальное количество нефти было образовано на стадии МК12, газа – МК2 МК31.

Максимальное количество жидких углеводородов было образовано органическим веществом китербютской и малышевской НГПТ – 38% и 33% соответственно, газообразных – китербютской НГПТ – 52%. ОВ баженовской НГПТ было образовано 20% жидких и 8% газообразных углеводородов.

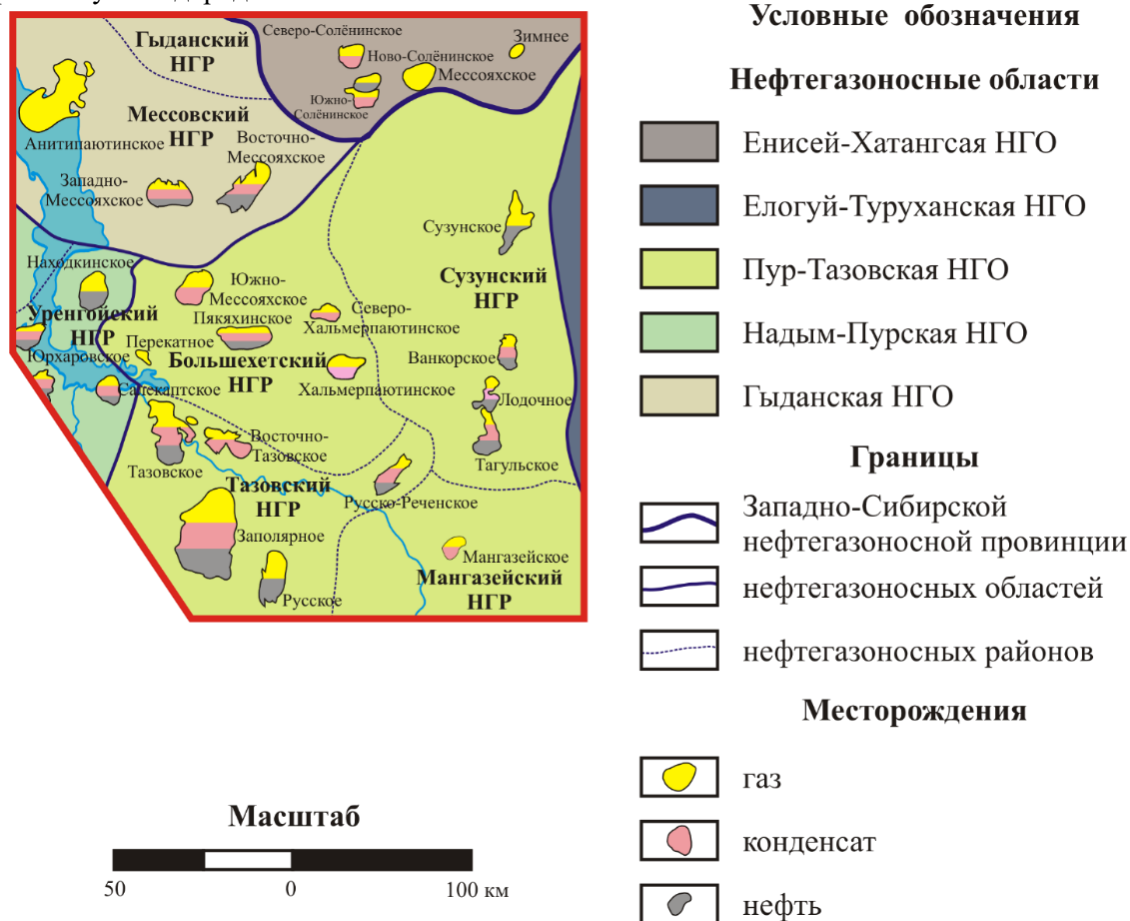


Рисунок 1 – Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]

Таблица 1 - Время (млн лет назад) прохождения нефтегазопроизводящими толщами стадий катагенеза.

Градации катагенеза	Зимняя НГПТ	Китербютская НГПТ	Зимняя НГПТ	Малышевская НГПТ	Баженовская НГПТ
ПК ₁	180	169	163	142	135
ПК ₂	175	168	161	142	134
ПК ₃	172	167	156	140	131
МК ₁ ¹	169	165	149	138	126
МК ₁ ²	160	150	135	127	100
МК ₂	139	134	116	99	71
МК ₃ ¹	126	119	91	74	36
МК ₃ ²	110	101	73	55	-
АК ₁	89	80	51	18	-
АК ₂	65	52	3	-	-
АК ₃	-	-	-	-	-

Таблица 2 – Генерация жидких (1) (тыс. тонн) и газообразных (2) (млн м3) УВ нефтегазопроизводящими толщами с привязкой к стадиям катагенеза.

Градация катагенеза	Зимняя НГПТ	Китербютская НГПТ	Змийная НГПТ	Мальшевская НГПТ	Баженовская НГПТ
ПК ₁					
ПК ₂					
ПК ₃					
МК ₁ ¹					11109
МК ₁ ²	1206	2472	1783	11657	53352
МК ₂	13814	104465	15759	64941	22390
МК ₃ ¹	1517	51249	2405	58936	1500
МК ₃ ²		8128		8822	
АК ₁					
АК ₂					
АК ₃					
ПК ₁					
ПК ₂					
ПК ₃					
МК ₁ ¹			1097		1395
МК ₁ ²	894	831	12106	10266	11204
МК ₂	24856	48432	11035	25191	13943
МК ₃ ¹	18821	55968	1388	11319	1316
МК ₃ ²	12427	42076		3065	
АК ₁	9022	34848			
АК ₂	4412	6657			
АК ₃	456				

■ – 1 □ – 2

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / под ред. И.И. Нестерова – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004, – 141 с.
2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
3. Гончаров И.В. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева, В.А. Кринин, В.А. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2010, – № 8, – С. 24—28.
4. Ким Н.С. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н.С. Ким, А.П. Родченко // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236-1252
5. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде/ А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, – № 8, – С. 972-1012.
6. Fjellanger E. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin / E. Fjellanger, A.E. Kontorovich, S.A. Barboza, L.M. Burshtein, M.J. Hardy, V.R. Livshits // Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers-Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series Vol. 7. – 2010. – С. 659-668
7. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. / Конторович А.Э. – М. Недра, 1976. – 248 с.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

Сесь Ксения Валерьевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, SesKV@ipgg.sbras.ru

Проведено геотермическое районирование и выявлены особенности нефтегазоносных отложений полуострова Ямал. Установлены границы трех геотермических зон: пониженных ($G_{cp} < 2,8$ °C/100 м), фоновых ($G_{cp} = 2,8-3,2$ °C/100 м) и повышенных ($G_{cp} > 3,2$ °C/100 м) значений геотермического градиента. Наиболее высокие геотермические градиенты контролируются Бованенковско-Харасавэйской зоной нефтегазонакопления и составляют от 3,9 до 5,2 °C/100 м. Большое влияние на структуру геотермического поля оказывает разломная тектоника, следствием которой является отепляющее влияние межпластовых перетоков подземных вод из более погруженных горизонтов вверх по разрезу.

Ключевые слова: геотермическое районирование, тепловой поток, геотермический градиент, нефтегазоносные отложения, полуостров Ямал.

GEOTHERMAL FEATURES OF OIL AND GAS BEARING DEPOSITS OF THE YAMAL PENINSULA

Ses Ksenija Valeriewna

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, junior research scientist, seskv@ipgg.sbras.ru

Geothermal zoning is performed and oil and gas bearing deposits features of the Yamal Peninsula are determined. Three geothermal zone borders are established. These are the zones of low geothermal gradients ($< 2,8$ °C /100 m), background ($2,8-3,2$ °C /100 m) and enhanced ($> 3,2$ °C / 100 m). The highest geothermal gradients are controlled by the Bovanenkovsko- Kharasaveyskoy zone of oil-and-gas accumulation, and range from 3,9 to 5,2°C/100 m. The main factor of geothermal field is fault tectonics which causes in heating effect of groundwater cross flow from the most submerged horizons upwards along the section.

Keywords: Geothermal zoning, thermal flux, geothermal gradient, oil and gas bearing deposits, Yamal Peninsula.

Геотермические исследования находят широкое применение при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений [1]. Исследования геотермического поля Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) ведутся уже более 50 лет. Большой вклад в изучение факторов формирования геотемпературного поля ЗСОБ внесли: Б.Ф. Маврицкий, А.Г. Череманский, В.А. Кошляк, Л.Н. Зорькин, Б.П. Ставицкий, Н.М. Кругликов, А.Э. Конторович, Г.Д. Гинсбург и другие. Изучением теплового потока занимались: Э.Э. Фотиади, А.Д. Дучков, Б.П. Ставицкий, И.И. Нестеров, А.Р. Курчиков и многие другие. Несмотря на многолетние региональные геотермические исследования, степень изученности и детальность исследований геотемпературного поля на севере ЗСОБ различна. Так, в настоящее время наиболее изучена южная часть бассейна, менее всего - северная. Кроме того, выявлена большая вариация параметров геотермического режима недр как по площади, так и в разрезе осадочного чехла [2].

Согласно нефтегазогеологическому районированию, регион исследования выделяется в составе Ямальской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Осадочный чехол Ямала имеет относительно простое строение. Большинство как положительных, так и отрицательных структур развивалось конседиментационно, с постепенным затуханием к более молодым литолого-стратиграфическим горизонтам. Окончательное формирование структуры чехла происходило в послеолигоценное время, в период инверсии тектонических движений [3].

Структура гидродинамического поля в пределах региона весьма сложная, наблюдается общая тенденция роста напряженности гидродинамического поля с юго-востока на северо-запад от Новопортовского месторождения к Харасавэйскому, как в меловых, так и в юрских резервуарах. Можно предполагать существование на протяжении длительного времени палеопьезомаксимумов

(очагов генерации) в пределах погруженных районов Карской мегасинеклизы и Антипаютинско-Тадобейхинской мегасинеклизы и латеральной миграции большого объема элизионных вод вместе с углеводородами (водуглеродной смеси) в направлении Бованенковско-Харасавэйской и Новопортовской зон нефтегазоаккумуляции [4]. Напряженность гидродинамического поля нарастает с глубиной.

Установленные гидродинамические особенности оказывают большое влияние на распределение геотермических параметров. Одним из факторов, влияющих на геотермический режим недр является возраст консолидации фундамента. Согласно структурно-тектонической карте докембрийского основания Западно-Сибирской плиты на Ямале выделяется несколько структурно-тектонических зон, связанных с проявлением каледонской, приуральской и герцинской складчатости [5].

А.Р. Курчиков выявил закономерность роста величин теплового потока (ТП) с северо-востока Ямала (40-45 мВт/м²) на юго-запад в направлении к структурам Нурминского мегавала, где ТП достигает 60-65 мВт/м², менее четкая тенденция роста ТП проявляется при движении с юга полуострова (45-50 мВт/м²) [6]. А.Д. Дучков характеризует Бованенковско-Харасавэйскую зону величинами ТП более 70 мВт/м², для центральных и южных районов характерны значения преимущественно от 60 до 70 мВт/м² [7].

Установленные В.С. Сурковым структурно-тектонические зоны хорошо проявляются в особенностях геотермического поля исследуемой территории (рис. 1, таблица 1).

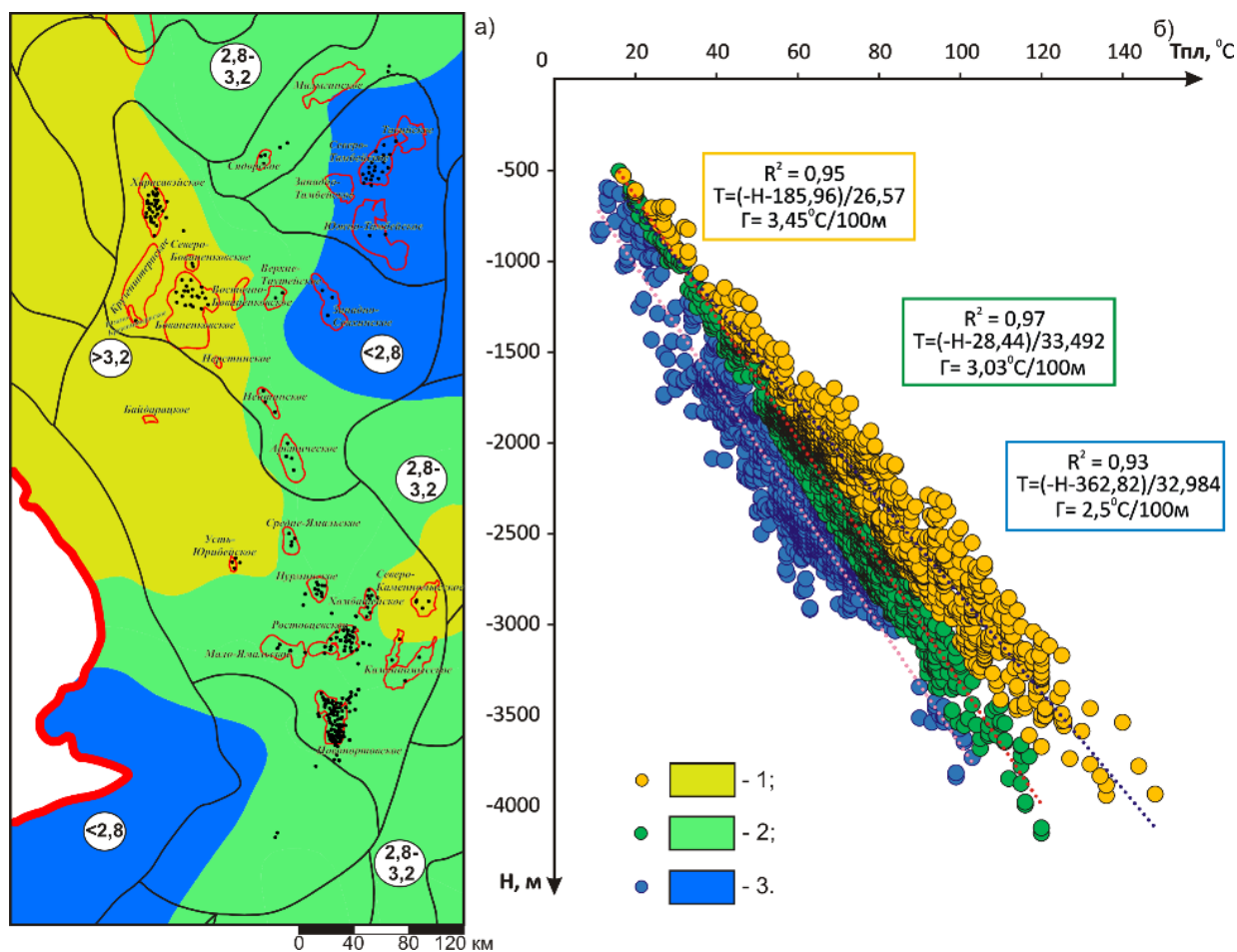


Рисунок 1 – Схема геотермического районирования Ямальской НГО (а) и. типы вертикальной геотермической зональности (б). Геотермическая зона: 1 – повышенных, 2 – фоновых, 3 – пониженных значений геотермического градиента.

Средние геотермические градиенты, составляют от 1,9 до 4,2 °C/100 м. Детальный анализ имеющихся геотермических материалов подтвердил и уточнил установленные ранее результаты геотермических исследований. Наиболее высокие геотермические градиенты контролируются Бованенковско-Харасавэйской зоной нефтегазоаккумуляции и составляют от 3,9 до 5,2 °C/100 м. Как

показали результаты исследований, большое влияние на структуру геотермического поля оказывает разломная тектоника, следствием которой является отепляющее влияние межпластовых перетоков подземных вод из более погруженных горизонтов вверх по разрезу. Проведенное геотермическое районирование позволило установить границы трех геотермических зон: пониженных ($G_{cp} < 2,8 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$), фоновых ($G_{cp} = 2,8-3,2 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$) и повышенных ($G_{cp} > 3,2 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$) значений геотермического градиента (рис. 1).

В целом в гидрогеологическом разрезе изучаемого района установлены (по классификации В.А. Богородицкого [8]) воды от холодных до перегретых с пластовыми температурами от 11 до 152 $^\circ\text{C}$. Выявлен рост пластовых температур с юго-запада на северо-восток от структур Внешнего тектонического пояса к Внутренним областям осевой части Западно-Сибирской геосинеклизы, что согласуется с особенностями структурного плана.

Таблица 1 – Геотермическая характеристика нефтегазоносных отложений Ямальской НГО

Зоны значений геотермического градиента	Параметр**			
	$T_{пл}, \text{ } ^\circ\text{C}$	$G_{cp}, \text{ } ^\circ\text{C}/100\text{м}$	$G, \text{ м}/^\circ\text{C}$	Кол-во замеров
пониженных	$\frac{11 - 103}{55,3}$ *	<2,8	$\frac{35,8 - 78,2}{40,3}$	930
фоновых	$\frac{16 - 120}{67,7}$	2,8-3,2	$\frac{31,2 - 35,8}{33,1}$	1162
повышенных	$\frac{17 - 152}{79,3}$	>3,2	$\frac{18,0 - 31,2}{29,0}$	898

Примечание: * Граничные значения в числителе, в знаменателе – средние. ** Параметры: $T_{пл}$ – значение температуры в пласте; G_{cp} – значение среднего геотермического градиента; G – значение геотермической ступени.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о весьма сложной структуре геотермического поля Ямальской НГО. Геотермические параметры зависят от нескольких факторов, в первую очередь от особенностей геологического строения фундамента, его вещественного состава, времени консолидации складчатости и т.д. Во-вторых, большое влияние оказывает разломная тектоника и как следствие отепляющее влияние межпластовых перетоков подземных вод из более погруженных горизонтов. Зона с наиболее высокими значениями среднего геотермического градиента (более 4 $^\circ\text{C}/100 \text{ м}$) приурочена к зоне сочленения Урала и Западной Сибири и контролируются максимумами гравитационного поля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур / под ред. академика АН СССР Г.В. Богомолова. – Минск: Наука и техника, 1975. – 239 с.
2. Курчиков А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири/ А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий. -М.: Недра, 1987.- 134 с.
3. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
4. Сесь К.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал / Сесь К.В., Новиков Д.А. // Бурение и нефть. – 2017. –№5. – С. 30-35.
5. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты /под. ред. Суркова В.С. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
6. Курчиков А.Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий //Геология и геофизика.-2001.-Т.42.-№11-12.-С.1846-1853
7. Дучков А.Д. Тепловое поле недр Сибири / А.Д. Дучков, С.В. Лысак, В.Т. Балобаев и др. - Новосибирск: Наука, 1987. -196 с.
8. Богородицкий К.Ф. Высокотермальные воды СССР / К.Ф. Богородицкий. – Москва: Наука, 1968. – 167 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕНДСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Скузоватов Максим Юрьевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, Skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

В статье проанализированы результаты геологоразведочных работ, проводившихся на территории Ангаро-Ленской ступени в течение последних двух десятилетий. Основные перспективы нефтегазоносности территории связаны с вендскими терригенными отложениями, в которых выявлены значительные скопления природного газа и конденсата. Новые данные о строении перспективных осадочных толщ и их коллекторских свойствах позволяют провести переоценку начальных ресурсов углеводородов, в том числе отдельно для каждого продуктивного горизонта.

Ключевые слова: Ангаро-Ленская ступень, вендские терригенные отложения, парфеновский горизонт, газовое месторождение, оценка ресурсов.

PETROLEUM PROSPECTS OF VENDIAN TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE ANGARA-LENA STEP (IRKUTSK REGION)

Skuzowatov Maksim Yu.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Research Scientist, Skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

In the article the results of geological exploration carried out on the territory of the Angara-Lena step during the last two decades were analyzed. The main oil and gas prospects of the territory are associated with Vendian terrigenous deposits, in which significant accumulations of natural gas and condensate have been discovered. New data on the structure of perspective sedimentary strata and their reservoir properties allow reassessment of initial hydrocarbon resources, including separated assessment for each productive horizon.

Keywords: Angara-Lena step, Vendian terrigenous deposits, Parphenovo horizon, gas field, resources assessment.

Перспективы увеличения разведанных запасов и создания крупных центров добычи газа в Восточной Сибири в значительной степени связаны с Ангаро-Ленской нефтегазоносной областью (НГО), расположенной на юге Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и включающей территорию одноименной тектонической структуры – Ангаро-Ленской ступени. С этой территорией связаны значительные запасы обогащенного гомологами метана C₂-C₄ и гелием конденсатного газа в вендском терригенном комплексе осадочного чехла. Основные ресурсы УВ в пределах Ангаро-Ленской НГО сосредоточены в вендском терригенном комплексе, перекрытом мощными карбонатными толщами венда и нижнего кембрия. По состоянию на начало 2015 г. запасы газа и конденсата по категориям С₁ и С₂ в этом комплексе составляли около 4 трлн. м³. За последние 15 лет в результате активизации геологоразведочных работ в Иркутском регионе был открыт ряд новых месторождений (Левобережное, Ангаро-Ленское, Хандинское и др.), большинство из которых приурочены к неантиклинальным ловушкам.

Особенности строения вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской НГО, в том числе спорадическое распространение улучшенных коллекторов, существенная постседиментационная преобразованность отложений создают значительные трудности при поисках и разведке залежей УВ. Важным фактором при этом выступает фациальная природа коллекторов, которая определяет как формы, так и размеры отдельных геологических тел, закономерности распределения внутри них фильтрационно-емкостных свойств. В этих условиях прогноз коллекторов должен опираться на результаты детальных палеогеографических реконструкций. В работах [1,2] с использованием этих материалов на основе данных сейсморазведки и ГИС уточнены зоны распространения коллекторов, что позволило выполнить переоценку запасов Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений. Основные перспективы горизонта связаны с зонами развития аллювиальных отложений руслового типа, которые в центральной части бассейна сменяются дельтовыми (Ковыктинское месторождение) и прибрежно-

морскими. Анализ материалов ГИС позволяет прогнозировать развитие русловых фаций на целом ряде площадей (Тыретская, Парфеновская и др.), где получены промышленные притоки газа (рис. 1).

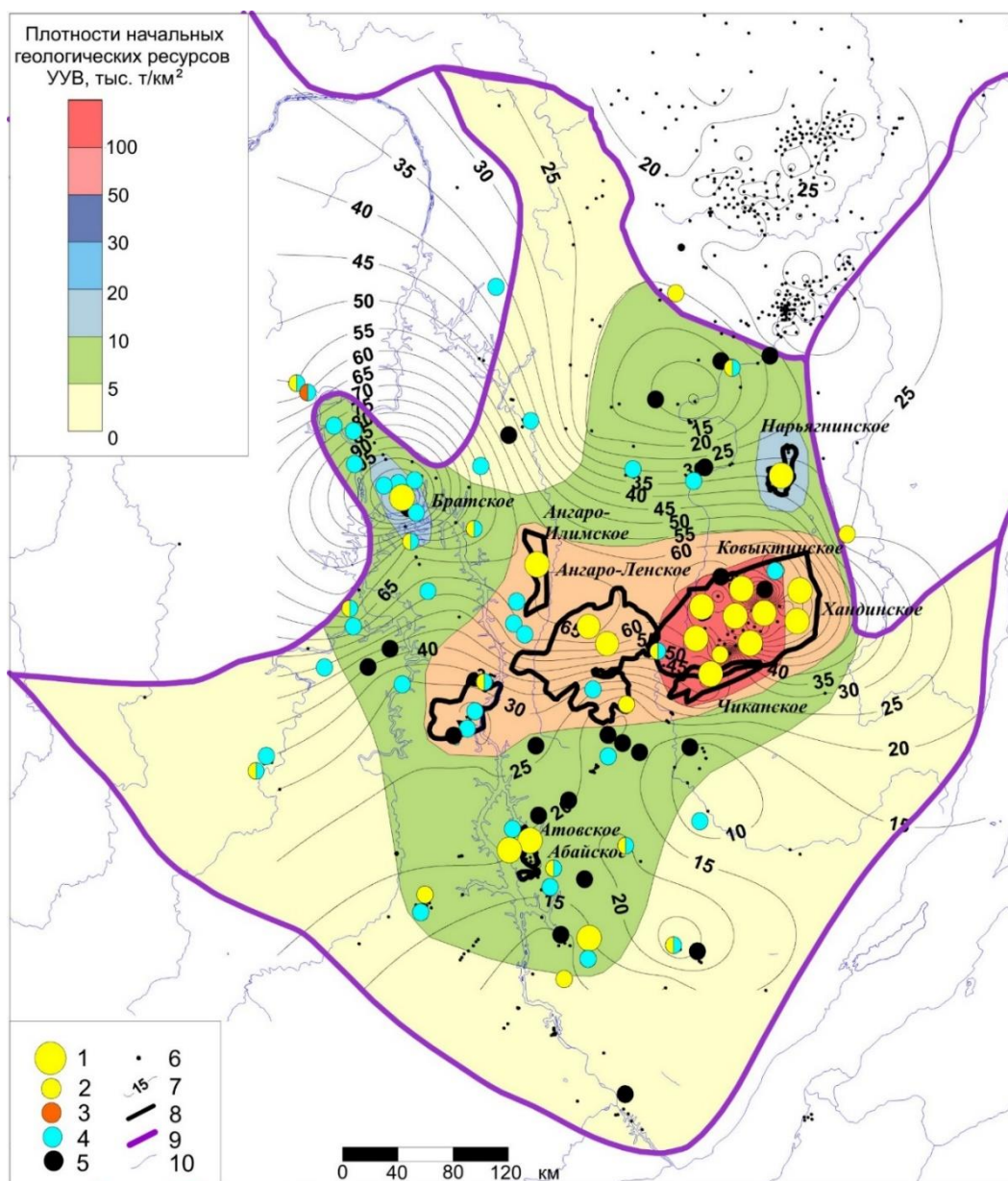


Рисунок 1 – Карта плотностей ресурсов УУВ в парфеновском горизонте вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской НГО

Условные обозначения: 1-5 - тип притока (1 - промышленный приток газа, 2 - непромышленный приток газа, 3 - приток нефти, 4 - приток пластовой воды, 5 - нет притока), 6 - скважины, 7 - толщины парфеновского горизонта, 8 - контуры месторождений УВ, 9 – границы НГО, 10 - гидросеть.

Анализ результатов последних сейсморазведочных работ позволяет также наметить целый ряд перспективных зон в терригенном венде. В частности, ряд перспективных объектов выделен в западной части НГО в зоне, прилегающий с востока и северо-востока к Братскому газоконденсатному месторождению. Песчано-алевритовые породы парфеновского горизонта на Братском месторождении, обладающие высокими значениями пористости и проницаемости, были сформированы в обстановках крупной аллювиальной системы [3], что существенно повышает вероятность выявления перспективных объектов на смежных площадях. По результатам испытаний

парфеновский горизонт газонасыщен в скв. № 127 Южной площади, водонасыщен в скв. Родионовской № 1, Мамырской № 166.

Улучшенный коллектор прогнозируется по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных на северо-востоке Ангаро-Ленской НГО, в зоне сочленения Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы (Верхнекатангская, Катская, Нижнеилимская площади).

В этом районе залежи УВ могут быть выявлены в горизонте В5 (парфеновском), который нефтеносен на Марковском месторождении. Коллектор в этом горизонте, вероятно, сформирован в обстановках прибрежных баров.

Изученность боханского горизонта геолого-геофизическими (в том числе литолого-фациальными и петрофизическими) методами остается на текущий момент низкой, а базального горизонта – крайне низкой. Коллектор в боханском горизонте прогнозируется на ряде площадей южной части НГО (Знаменская, Тутурская, Христофоровская и др. площади), где получены притоки газа вплоть до промышленных. В центральной части НГО коллектор установлен на Чиканском месторождении, по данным ГИС также прогнозируется на территории Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений. Распространение базальных песчаников доказано глубоким бурением в северной части территории (южный склон Непско-Ботуобинской антеклизы) и центральной (Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения). Зоны отсутствия отложений прогнозируются в районах развития палеоподнятий фундамента, протягивающихся от Братского выступа до зоны сочленения Ангаро-Ленской ступени с Предпатомским прогибом. Анализ керна скважин Левобережного месторождения показал, что в разрезе горизонта, несмотря на значительные глубины залегания (до 3500 м), выделяются прослой разуплотненных пород, в которых пористость достигает 18-20 %, проницаемость до 50 мД. Наиболее качественный коллектор связан с палеоводотоками, в меньшей степени – с баровыми отложениями. Промышленные притоки газа получены на Левобережном месторождении.

Уточненные модели распространения коллекторов позволили выполнить обоснованную переоценку ресурсного потенциала вендских терригенных отложений. Для этого использовалась традиционно применяемая в ИНГГ СО РАН методика, включающая как элементы метода количественных геологических аналогий, так и вероятностного подхода [4-6]. Впервые выполнена оценка ресурсов по отдельным компонентам (метан и его гомологи С₂-С₄, конденсат, гелий) для каждого продуктивного горизонта в отдельности. Суммарная оценка получена с применением имитационного моделирования по методу Монте-Карло на основе 1000 реализаций.

С вероятностью 0,9 величина начальных ресурсов газа более 4115 млрд. м³, с той же вероятностью их величина менее 5225 млрд. м³, медианная оценка начальных ресурсов газа равна 4605 млрд. м³. С той же вероятностью величина ресурсов метана более 4050 млрд. м³ и менее 4995 млрд. м³, медианная оценка начальных ресурсов метана равна 4445 млрд. м³.

С вероятностью 0,9 величина начальных извлекаемых ресурсов конденсата в терригенном комплексе Ангаро-Ленской НГО более 215 млн. т, с той же вероятностью их величина менее 270 млн. т., медианная оценка начальных извлекаемых ресурсов конденсата в области равна 235 млн. т.

С вероятностью 0,9 величина начальных геологических ресурсов гелия в нефтегазоносной области более 5885 млн. м³, с той же вероятностью их величина менее 12370 млн. м³, медианная оценка ресурсов гелия равна 8720 млн.м³.

Согласно выполненной оценке наибольшие объемы начальных геологических ресурсов природного газа и гелия, а также наибольшие массы конденсата содержатся в ловушках парфеновского горизонта. Полученные результаты говорят о благоприятных предпосылках для существенного укрупнения при проведении геологоразведочных работ сырьевой базы и формирования на юге Иркутской области крупного центра газовой промышленности, ориентированного на Азиатско-Тихоокеанский регион.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Скузоватов М.Ю. Критерии оценки перспектив газоносности парфеновского горизонта центральных районов Ангаро-Ленской ступени / Скузоватов М.Ю. // Геология нефти и газа. – 2014. - № 1. - С. 101-109.
2. Скузоватов М.Ю. Применение комплекса геолого-геофизических данных при прогнозе газоносности вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской зоны газонакопления /

Скузоватов М.Ю. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 6. – С. 26-33.

3. Хабаров Е.М. Обстановки осадконакопления и фильтрационно-емкостные свойства парфеновского горизонта венда Ангаро-Ленской ступени / Хабаров Е.М., Вараксина И.В., Пушкарева М.М., Кугаколов С.А., Родякин С.В., Черныш П.С. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2С. – С. 66-75.
4. Методы оценки перспектив нефтегазоносности / Под ред. Н.И. Буялова и В.Д. Наливкина. – М: Недра, 1979. – 336 с.
5. Конторович А.Э. Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Растегин. – М: Недра, 1981. – 350 с.
6. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ЯМАЛЬСКОЙ И ГЫДАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Солмин Александр Евгеньевич

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, SolminAE@ipgg.sbras.ru

Сурикова Екатерина Сергеевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена сравнительной характеристике осадочного комплекса Ямальской и Гыданской НГО: стратиграфии, тектонического строения и нефтегазоносности. Проведена корреляция основных отражающих сейсмических горизонтов на ряде региональных сейсмических профилей, построены палеоразрезы по каждому из них. Опираясь на выполненные построения, выполнена реконструкция истории тектонического развития всех положительных структур 2 и 3 порядков, лежащих в пределах разрезов. Построен набор структурных карт по основным отражающим сейсмическим горизонтам, карт толщин сейсмогеологических мегакомплексов. На базе выполненных построений приведена структурная характеристика района и проанализирована история тектонического развития района исследования.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Ямал, Гыдан, месторождения углеводородов, отражающий горизонт, сейсмогеологический комплекс, тектоника, нефтегазоносность, палеоструктурный и палеотектонический анализ.

COMPARATIVE SEISMIC AND GEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE SEDIMENTARY COMPLEX OF THE YAMAL AND GYDAN OIL AND GAS REGIONS

Solmin Alexander Evgenyevich

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, SolminAE@ipgg.sbras.ru

Surikova Ekaterina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Officer, SurikovaES@ipgg.sbras.ru

The present work is devoted to the comparative characteristic of the sedimentary complex of the Yamal and Gydan NGO: stratigraphy, tectonic structure and oil and gas content. Correlation of the main reflecting seismic horizons on a number of regional seismic profiles was made, pale cuts for each of them were constructed. Based on the constructions performed, reconstruction of the history of tectonic development of all positive structures of 2 and 3 orders lying within the limits of the cuts has been carried out. A set of structural maps for the main reflecting seismic horizons, thickness maps of seismogeological megacomplexes was constructed. On the basis of the completed constructions, the structural characteristics of the area are presented and the history of the tectonic development of the study area is analyzed.

Keywords: West Siberia, Yamal, Gydan, hydrocarbon deposits, reflecting horizon, seismogeological complex, tectonics, oil and gas content, paleostructural and paleotectonic analysis.

В настоящее время одной из важнейших задач, стоящих перед геологами геофизиками и нефтяниками, является изучение геологического строения арктических регионов Западной Сибири. На них сосредоточен в последние годы особый интерес как ученых-геологов, так и добывающих компаний, так как перспективы нефтегазоносности Арктики оцениваются чрезвычайно высоко. На территории исследования на полуостровах Ямал и Гыдан открыт ряд месторождений углеводородов. Геологоразведка продвигается все дальше на север, в акваторию Карского моря, где уже открыто два уникальных по запасам газоконденсатных (Русановское и Ленинградское) и одно нефтегазоконденсатное (Победа) месторождения.

Геологической информации по континентальной части гораздо больше, чем по шельфовой. Таким образом, хорошо изученные месторождения континентальной части севера Западной Сибири - Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей, могут служить эталонами при изучении

перспективных структур на шельфе. Это поможет предположить состав углеводородов, время их накопления, тип ловушек, время их формирования. В связи с этим, настоящая работа, целью которой являлась структурная характеристика и изучение истории формирования положительных структур 2 и 3 порядков на территории полуостровов Ямал и Гыдан по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей, весьма актуальна.

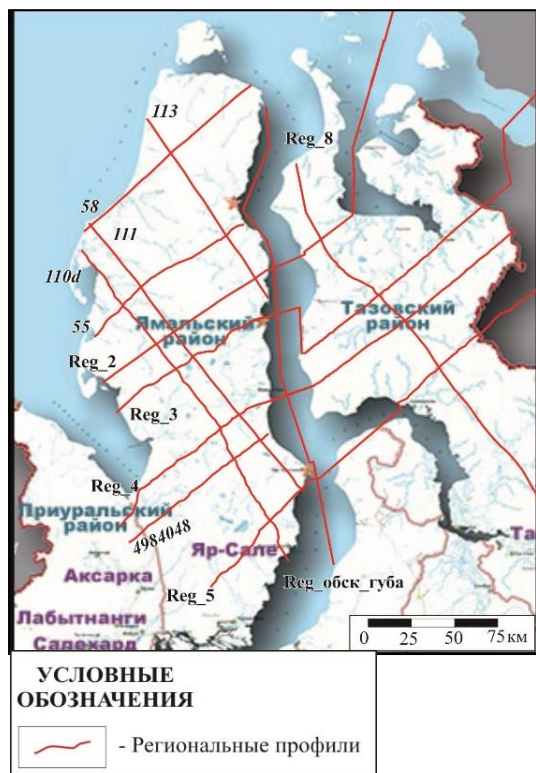


Рисунок 1 – Район исследования

В административном плане территория исследования расположена в пределах Ямалского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1).

Основой для выполнения работы послужили региональные сейсмические профили МОГТ общей протяженностью 6311 км и данные разбивок по скважинам района. В ходе работы была выполнена корреляция основных отражающих горизонтов: А` (подошва осадочного чехла), Кт (китербютская свита; тоар), Б (кровля баженовской свиты; берриас), М (нейтинская пачка танопчинской свиты; апт), Г (кузнецовская свита; турон), которые представляют собой регионально выдержанные по мощности глинистые пачки, распространенные на территории всей Западно-Сибирской плиты, накапливающиеся в эпохи тектонического покоя, обладающие аномально низкими относительно вмещающих пород характеристиками [Конторович, 2009]. Данные отражающие горизонты в кровле и подошве ограничивают сейсмогеологические комплексы: палеозойский, юрский, берриас-аптский, апт-туронский, посттуронский, которые по объему соответствуют нефтегазоперспективным.

Выполнено построение структурных карт по отражающим горизонтам А, Б, М, Г, а также карт изопахит сейсмокомплексов. В результате анализа

структурных карт можно сделать следующие выводы:

- Структура осадочного чехла полуострова Ямал по всем отражающим сейсмическим горизонтам представляет собой моноклизу, осложненную высокоамплитудными положительными структурами 2 и 3 порядков.
- Структура осадочного чехла полуострова Гыдан по отражающим горизонтам юры и нижнего мела представляет собой мегасинеклизу, осложненную Гыданским КП, Геофизическим мезовалом и Мессояхскими поднятиями; по отражающим горизонтам верхнего мела и кайнозоя – моноклинальное залегание.
- Анализируя изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади, проведено восстановление истории тектонического развития исследуемой территории. Интерпретация карт толщин проводится, основываясь на том факте, что увеличение толщин на каком-либо этапе развития территории соответствует относительному прогибанию, а уменьшенные толщины говорят об относительном воздымании структур.
- В результате анализа карт изопахит можно сделать следующие выводы:
- Положительные структуры в пределах полуострова Ямал на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития испытывают тенденцию к относительному росту, при этом интенсивный рост положительных замкнутых структур наблюдается в берриас-апте и кайнозое, когда они приобретают современный вид. Стоит отметить, что практически все эти структуры являются корневыми.
- Территория в пределах полуострова Гыдан до конца юры испытывает тенденцию к относительному прогибанию, в апт-туронском времени южная часть Гыдана начинает

испытывать тенденцию к росту, в посттуронское время – вся территория п-ова испытывает тенденцию к росту.

- Мессояхская наклонная гряда испытывала тенденцию к относительному росту на протяжении всей истории тектонического развития.

В результате анализа карт изопахит и палеоразрезов по всем региональным сейсмическим профилям для территории исследования были выделены несколько различных моделей формирования положительных структур третьего и второго порядка, к которым приурочены месторождения (рис. 2).

Первый тип структур – структуры, сформированные над выступами домезозойского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые приобрели современный вид в рельефе кровли баженовской свиты уже к апту, в апт-альб-сеномане наблюдается спокойное их развитие, а в посттуронское время амплитуды и размеры могут как уменьшиться, так и увеличиваться.

Примеры структур: Нурминский мезовал; Северо-Тамбейский мезовал; Бованенковско-Нурминский наклонный мезовал; Восточно-Зеленомысовский вал; Пэкседское кп; Геофизический мезовал; Гыданское кп; Нижнемессояхский мезовал; Среднемессояхский мезовал; Западно-Зеленомысовский вал.

Второй тип структур - структуры, сформированные над выступами домезозойского основания, интенсивно разбитыми разрывными нарушениями, которые начинают испытывать рост в раннем мелу, вплоть до турона наблюдается спокойное развитие, а в посттуронское время происходит скачек в росте структур.

Примеры структур: Малыгинский вал; Южно-Тамбейское куполовидное мезоподняtie; Харасавэйское кп; Бованенковское кп; Северо-Арктический вал; Новопортовский вал.

Третий тип структур - бескорневые структуры, не приуроченные к поднятиям фундамента, их формирование начиналось в апт-туронское время, и наиболее активно протекало в посттуронское, когда происходили значительные увеличения амплитуд структур.

Примеры структур: Южно-Арктический вал; Трехбугорное кп; Южно-Гыданское кп.

В итоге, второй и третий тип структур с наибольшим вкладом в развитие структур посттуронского этапа развития характерен для положительных структур, находящихся на п-ове Ямал, а первый тип с постепенным ростом характерен для структур п-ова Гыдан.

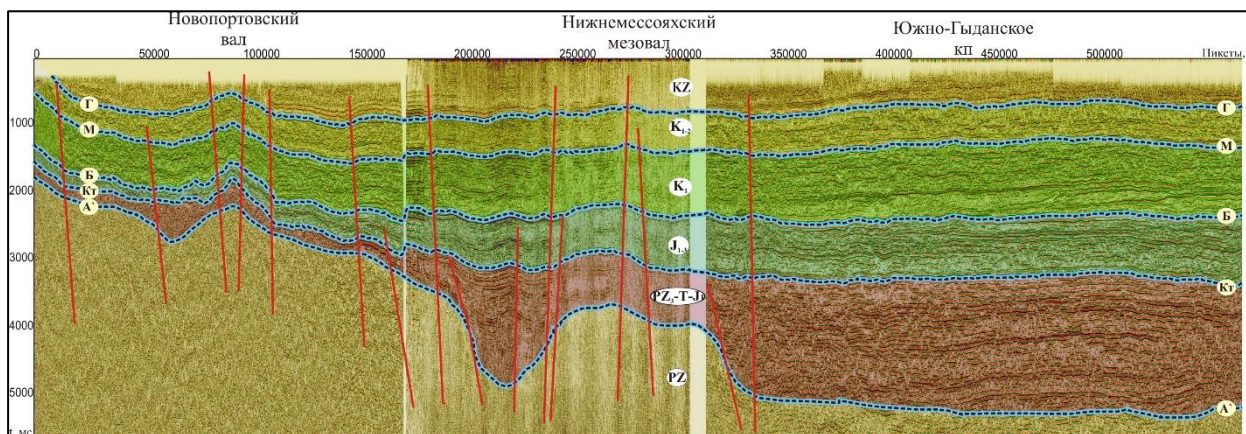


Рисунок 2 – Временной разрез по региональному сейсмическому профилю Reg_5

Условные обозначения: Отражающие горизонты: А` – подошва осадочного чехла, Кт – кровля китербютской свиты, Б – кровля баженовской свиты, М – нейтинская пачка танопчинской свиты, Г – кровля кузнецовской свиты; Сейсмогеологические комплексы: PZ – палеозойский, PZ₃-T-J₁ – позднемезозойско - нижнеюрский, J₁₋₃ – юрский, K₁ – берриас-аптский, K₁₋₂ – апт-туронский, KZ - посттуронский.

Исходя из сравнения структурной характеристики и истории тектонического развития осадочных комплексов Ямальской и Гыданской НГО, можем сделать следующие выводы:

1. В пределах обоих НГО прослеживаются одни и те же юрские, меловые и кайнозойские отражающие горизонты. На территории Гыданской НГО ниже тоарских отложений (сейсмогоризонт Кт) можно выделить еще 3-4 хорошо прослеживаемых отражающих горизонта.

2. В пределах Гыданской НГО общая временная мощность отложений осадочного чехла значительно больше, чем в пределах Ямальской НГО за счет мощного комплекса осадочных отложений дотоарового возраста. Можно предположить, что на п-ове Ямал они представлены осадочными отложениями триасового возраста, а на п-ове Гыдан, возможно, отложения триаса подстилает верхнепалеозойская осадочная толща.

3. Структуры Ямальской НГО более контрастны по кайнозойским отражающим горизонтам, по сравнению со структурами Гыданской НГО. Структуры п-ова Гыдан выполаживаются вверх по разрезу, так как кайнозойские процессы структурообразования в пределах Гыданской НГО проходили менее интенсивно. Амплитуды положительных структур 2-3 порядка п-ова Ямал вверх по разрезу увеличиваются.

4. До раннего мела территория Гыданской НГО испытывала тенденцию к относительному погружению по сравнению с территорией Ямальской НГО. В мел-кайнозойское время п-ов Гыдан испытывает тенденцию к относительному воздыманию. Территория Ямальской НГО на протяжении всей истории развития испытывает тенденцию к относительному воздыманию, причем максимальный рост и формирование современного облика антиклинальных структур наблюдается в кайнозое.

5. Формирование глубинной депрессии, разделяющей структуры полуостровов Ямал и Гыдан, началось в среднем триасе и продолжается до сих пор.

6. На территории исследования месторождения УВ приурочены практически ко всем положительным структурам II и III порядков, для которых было выделено три модели формирования.

7. При анализе мезозойско-кайнозойских тектонических процессов автором были выделены четыре основных этапа тектонической активизации, сопровождавшихся формированием разрывных нарушений: доюрский, раннеюрский, раннемеловой и посттуронский (кайнозойский), которые позволяют выделить пять основных классов разломов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика, 2009, т. 50, № 4, 461-474 с.
2. Сурикова Е.С., Калинина Л.М. Структурная характеристика и анализ истории тектонического развития северных районов Западно-Сибирской геосинеклизы и мезозое и кайнозое (по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей 27, 32) // Геология нефти и газа, 2011, № 5, 101-109 с.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КАРСТОВЫХ ВОД ЛАГОНАКСКОГО НАГОРЬЯ (ЗАПАДНЫЙ КАВКАЗ)

Сомченко Полина Вячеславовна

Кубанский Государственный Университет, г.Краснодар, Россия, студент, PV_Som@mail.ru

Крицкая Оксана Юрьевна

Кубанский Государственный Университет, г.Краснодар, Россия, доцент, к.г.-м.н., Oksana_krit@mail.ru

Закарстованные карбонатные породы часто характеризуются высокой проницаемостью и большими эксплуатационными запасами, что определяет благоприятные условия формирования крупных месторождений подземных вод. На Кубани данные воды мало эксплуатируются. В то же время, наблюдается нехватка воды для водоснабжения расширяющейся туристской инфраструктуры. Проведены полевые наблюдения за особенностями формирования карстовых вод, описаны отдельные карстовые источники, отмечены участки поглощения поверхностных вод, выявлены предположительные области питания и разгрузки. На основании исследований, сделан вывод о перспективности использования подземных вод для нужд водоснабжения (на территории исследования сложились весьма благоприятные условия для формирования больших запасов вод трещинно-карстового генезиса).

Ключевые слова: карбонатные породы, карстовые источники, пещеры, коллекторы.

CONDITIONS FOR FORMATION OF KARST WATERS ON HIGHLAND LAGONAKI (WESTERN CAUCASUS)

Somchenko Polina Vyacheslavovna

Kuban State University, Krasnodar, Russia, student, pv_som@mail.ru

Krickaya Oksana Yrievna

Kuban State University, Krasnodar, Russia, associate professor, Ph.D. in Geography, Krasnodar, Russia, oksana_krit@mail.ru

Carbonate rocks in the field of karst development have high water permeability and contain large reserves of groundwater. This determines the favorable conditions for the formation of large deposits of groundwater. In the Kuban region, these waters are in minor usage. At the same time, there is a shortage of water for water supply to the growing tourist infrastructure. Observations were conducted for karst water, karst springs and supposed areas of feeding and discharge have been identified. Based on the studies, was made a conclusion about the using groundwater for the needs of water supply.

Keywords: carbonate rocks, karst springs, caves, collectors.

Трещинные и карстовые подземные воды широко распространены на территории России. Закарстованные карбонатные породы часто характеризуются высокой проницаемостью и большими эксплуатационными запасами, что определяет благоприятные условия формирования крупных месторождений подземных вод [1]. Но на Кубани данные воды мало эксплуатируются. Известен лишь один водозабор подобного типа.

В то же время в некоторых районах края с широким развитием карста, в том числе на Лагонакском нагорье, наблюдается нехватка воды для водоснабжения расширяющейся туристской инфраструктуры.

Представленная работа проводилась на основе материалов полевой практики и анализа соответствующей литературы. В результате были сделаны следующие выводы.

На территории исследований важное значение для развития карстовых процессов имеет геологическое строение. Здесь на поверхность выходят преимущественно чистые и доломитизированные известняки верхней юры [2]. Региональным водоупором являются аргиллиты тоарского яруса нижней юры, на которых несогласно с размывом залегают карстующиеся верхнеюрские известняки герпегемской свиты, к которым и приурочены исследуемые участки.

Проникновению вглубь массива поверхностных вод способствуют разрывные нарушения различных направлений: преимущественно с северо-востока на юго-запад, а также с северо-запада на юго-восток, в большинстве случаев отчетливо выраженные в рельефе.

Одним из главных факторов широкого распространения карста на данной территории, наряду с геологическим строением, является наличие пологих и почти горизонтальных структурно-денудационных поверхностей, что связано с особенностями тектонического строения Лагонакского нагорья. Для таких поверхностей характерно площадное распространение и высокая плотность группировок воронок различных типов, что обеспечивает большую интенсивность инфильтрационного питания подземных вод на задернованных поверхностях и инфлюационного питания на участках голого карста.

По климатическим условиям территория относится к влажной западной подобласти высокогорной климатической области Кавказа [3].

Годовое количество осадков составляет от 1100 (Гузерибль) до 2600 мм (приют Фишт) и более [4]. В распределении осадков наибольшую роль играют орографические особенности.

Вся территория находится на высотах более 1000 м и снежный покров здесь устойчив. Наибольшую роль в развитии карста играют снежники, сохраняющиеся в течение лета и являющиеся постоянным источником агрессивной влаги. Примеры коррозионного воздействия на обнажённые поверхности известняков отмечаются практически повсеместно на хр. Каменное море.

Полевые наблюдения за особенностями формирования карстовых вод проводились в ходе геологической практики и охватывали восточную и юго-восточную часть Лагонакского нагорья (хр. Каменное море, Абадзеш-Мурзикао, г. Оштен). Были описаны отдельные карстовые источники, отмечены участки поглощения поверхностных вод, выявлены предположительные области питания и разгрузки (рис. 1).

На территории исследований представлены два типа карста: голый и задернованный.

В пределах поверхностей с задернованным карстом большая часть атмосферных осадков, за вычетом испарения, расходуется на формирование инфильтрационного питания трещинно-карстовых вод, что является более благоприятным для стабильного дебита карстовых источников и качества вод.

На значительной части территории представлен активный голый карст с широким развитием глубоких карстовых воронок, рвов, карровых полей и пещер различной морфологии. Здесь преобладает инфлюационное питание карстово-водоносных систем.

Пещеры обычно приурочены к разрывным нарушениям и являются главными коллекторами карстовых вод. Так, например, в пещере Абсолютная формируется водоток с примерным дебитом около 500 л/с.

Воды данных участков разгружаются в виде источников с относительно стабильным расходом. В летнее время дебит изученных источников составлял около 20–40 л/с. Температура воды 3,5–4° С.

Таким образом, можно сделать предварительный вывод о перспективности использования подземных вод данного района для нужд водоснабжения. Карстовые воды являются стабильно пресными, гидрокарбонатными. Источники имеют достаточно стабильный дебит и удобное расположение. Однако существуют и отрицательные факторы. Для данной территории это, прежде всего, возможность загрязнения карстовых вод из-за большой доли инфлюационного питания.

Также необходимо отметить, что на территории исследования сложились весьма благоприятные условия для формирования больших запасов вод трещинно-карстового генезиса. Отмечаются обширные по площади области питания с множеством карстовых форм, концентрирующим поверхностный сток. Известные источники имеют температуры воды, близкие к среднегодовой температуре воздуха, что говорит о ее длительном прохождении от области питания к месту разгрузки.



Рисунок 1 – Территория исследований

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Боровский Б.В. Разведка и оценка эксплуатационных запасов месторождений подземных вод в трещинно-карстовых пластах / Боровский Б.В., Хордикайнен М.А., Язвин Л.С. – М: Недра, 1975. – с.248.
2. Лагонакское нагорье / Лозовой С.П. – Краснодар, 1984. – с. 160.
3. Физическая география Краснодарского края: учебное пособие / под ред. Погорелова А.В. Краснодар, 2000. – с. 188.
4. Лурье П.М. Река Кубань: гидрография и режим стока. / Лурье П.М., Панов В.Д., Ткаченко Ю.Ю. – СПб: Гидрометеиздат, 2005. – с. 498.

ВОЗМОЖНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН С УЛУЧШЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРСКИМИ СВОЙСТВАМИ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА МИРНИНСКОГО ВЫСТУПА

Спиридонова Анастасия Игоревна

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г.Тюмень, Россия, геофизик 1-ой категории, aspid@ingeos.info

Мартынова Елена Владимировна

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г.Тюмень, Россия, руководитель группы отдела сейсмической интерпретации, emartynova@ingeos.info

Задоев Лариса Анатольевна

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г.Тюмень, Россия, начальник геологического отдела, lzadoen@ingeos.info

В работе рассмотрен пример использования результатов сейсморазведочных исследований 3D, в частности атрибутного и сейсмофациального анализа, для прогнозирования распространения баровых тел ботуобинского горизонта на одном из месторождений Мирнинского выступа.

Ключевые слова: сейсморазведка 3D, Мирнинский выступ, ботуобинский горизонт, баровые тела, коллектор, газ, атрибутный и сейсмофациальный анализ.

3D SEISMIC CAPABILITIES FOR FORECASTING ZONES WITH IMPROVED RESERVOIR PROPERTIES OF THE BOTUOBIN HORIZON OF THE MIRNINSKY PROTRUSION

Spiridonova Anastasiya Igorevna

INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russia, geophysicist 1st category, aspid@ingeos.info

Martynova Elena Vladimirovna

INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russia, Head of the Seismic Interpretation Group, emartynova@ingeos.info

Zadoenko Larisa Anatolevna

INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russia, Head of Geological Department, lzadoen@ingeos.info

An example of the use of 3D seismic results is considered in this paper. Particularly the attribute and seismic facies analysis, which are used to predict the distribution of bar bodies of the botuobin horizon at one of the field of the Mirninsky protrusion.

Keywords: seismic 3D, Mirninsky protrusion, botuobin horizon, bar bodies, reservoir, gas, attribute and seismic facies analysis.

Несмотря на хорошую разбуренность зоны развития ботуобинских песчаников на территории Мирнинской и Среднеботуобинской групп месторождений, перспективы открытия новых залежей остаются достаточно высокими. Резкое преобладание песчаных пород принципиальным образом сказалось на эффективной толщине горизонта, составляющей в большинстве разрезов скважин до 85% от общей толщины. Большинство скважин с эффективной толщиной горизонта больше 1 м, как правило, оказываются продуктивными. Можно предположить развитие коллекторов в зоне толщин ботуобинских песчаников больше 5 м и отсутствие – в зонах толщин меньше 2 м.

Ботуобинский горизонт на территории Мирнинского выступа имеет широкое распространение и является базовым объектом поисково-разведочных работ. Большинство исследователей считают, что формирование песчаных тел ботуобинского горизонта происходило в условиях морского побережья барового типа. В региональном плане выделяется пять крупных баровых тел [1].

Продуктивность ботуобинского горизонта месторождения доказана во всех скважинах, за исключением одной, пробуренной на северо-восточной части площади. Максимальные дебиты газа

достигают 1242,3 тыс. м³/сут, нефти – до 35 м³/сут. В основном, общие толщины ботубобинского горизонта составляют 10-20 м, в юго-восточной части до 30-40 м.

По результатам проведенных исследований положение песчаных тел ботубобинского горизонта контролируется как погружением палеосклона в южном направлении, так и характером распространения общих толщин ботубобинского горизонта. Опираясь на данные ГИС (ГК) по форме кривой можно сделать вывод, что основную массу ботубобинских отложений можно отнести к фации бара (хорошо отсортированные песчаники), что, в принципе, и соответствует сделанным ранее выводам [2]. Сложность строения песчаных тел подтверждается и по разрезам кубов пористости и плотности. На рисунке 1 представлена сейсмогеологическая характеристика ОГ КВ. По данным мультиатрибутного динамического анализа выявлена достаточно хорошая корреляционная связь с эффективными толщинами. Полученная карта показывает, что максимальные эффективные толщины продуктивного горизонта тяготеют к южной и юго-восточной части отчетных исследований. В то время как в северном направлении происходит их уменьшение, вплоть до выклинивания пласта.

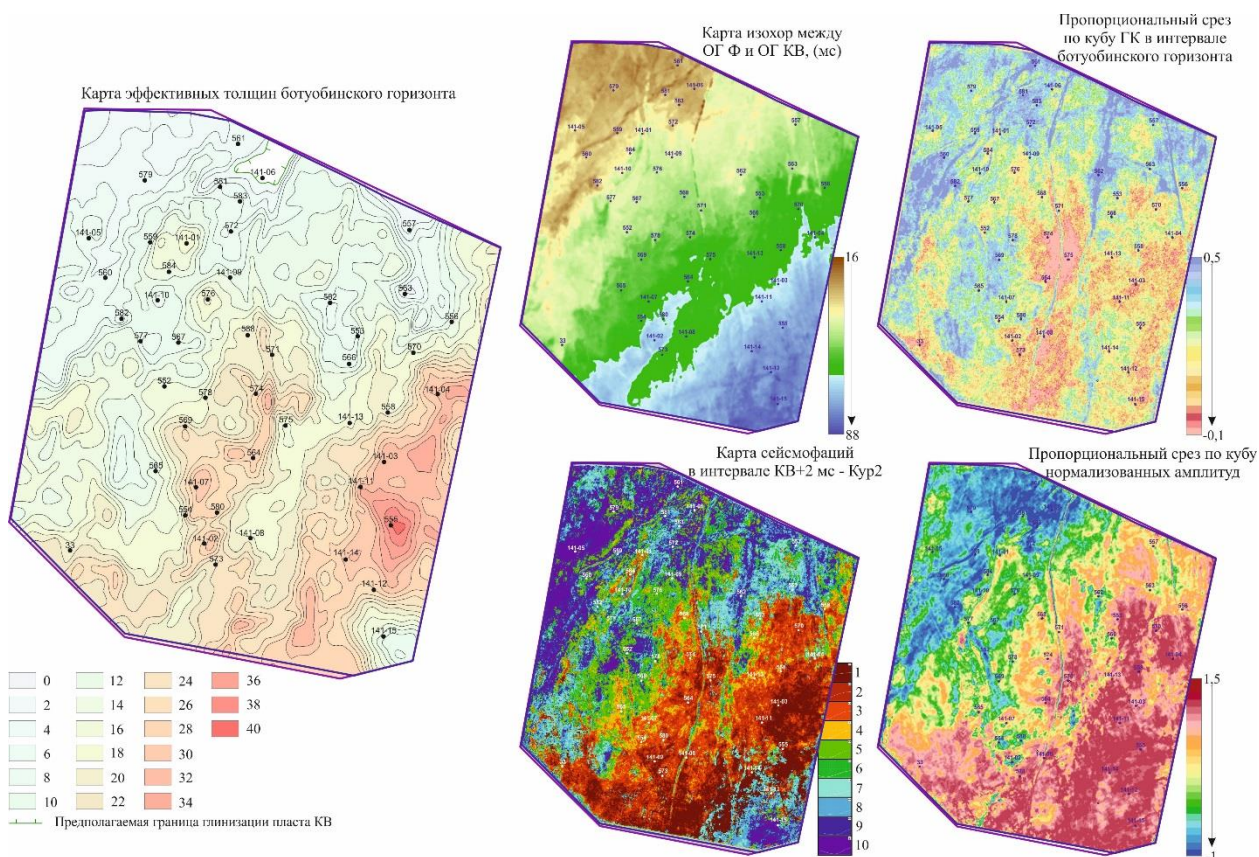


Рисунок 1 – Сейсмогеологическая характеристика ботубобинского горизонта

По данным сейсморазведочных исследований МОГТ 3D на одном из месторождений Мирнинского выступа можно говорить о выделении как минимум трех баровых тел (рис. 2). В восточной части было выделено первое баровое тело, второе распространено в центральной части месторождения и частично перекрывает первое. Следует отметить, что зоны перекрытия негативно сказываются на коллекторских свойствах горизонта. Вторая баровая постройка перекрывается песчаником, который имеет преимущественно плащеобразную форму своего залегания. Согласно карте сейсмофазий это соответствует 7, 8 и 9 классам. Третье баровое тело имеет локальное распространение на западе месторождения.

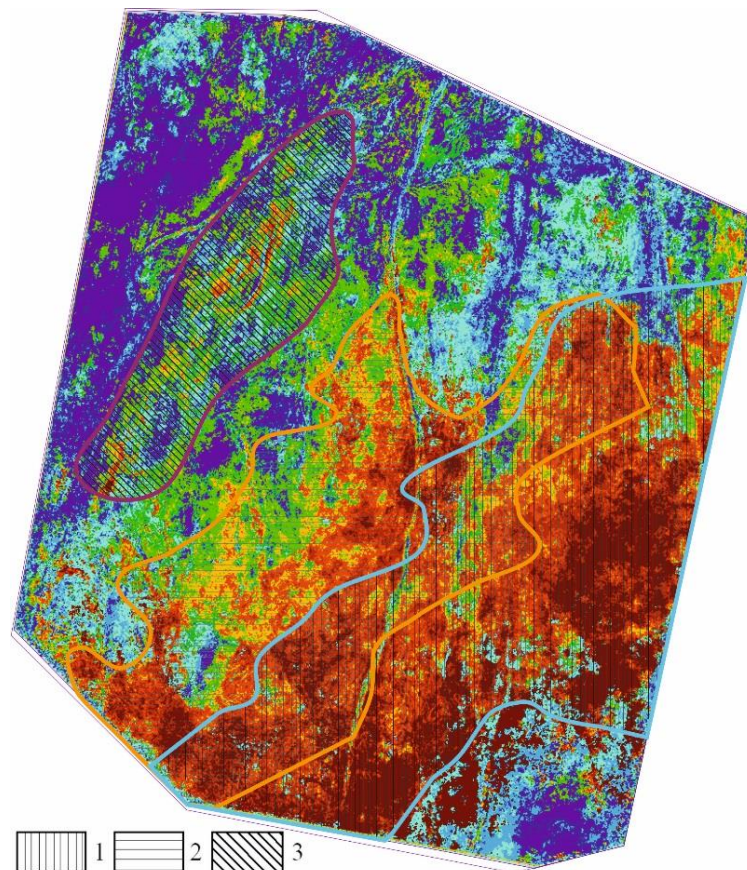


Рисунок 2 – Схема распространения баровых тел ботубинского горизонта в пределах Тас-Юряхского месторождения (1 – первая баровая постройка, 2 – вторая баровая постройка, 3 – третья баровая постройка).

Хотелось бы отметить, что построения, которые были основаны преимущественно на данных бурения, вполне удовлетворительно согласуются с данными сейсмофациальных исследований (рис. 3). Выделенные палеогеографические построения могут являться основой для прогноза распространения коллекторов ботубинского горизонта на месторождении.

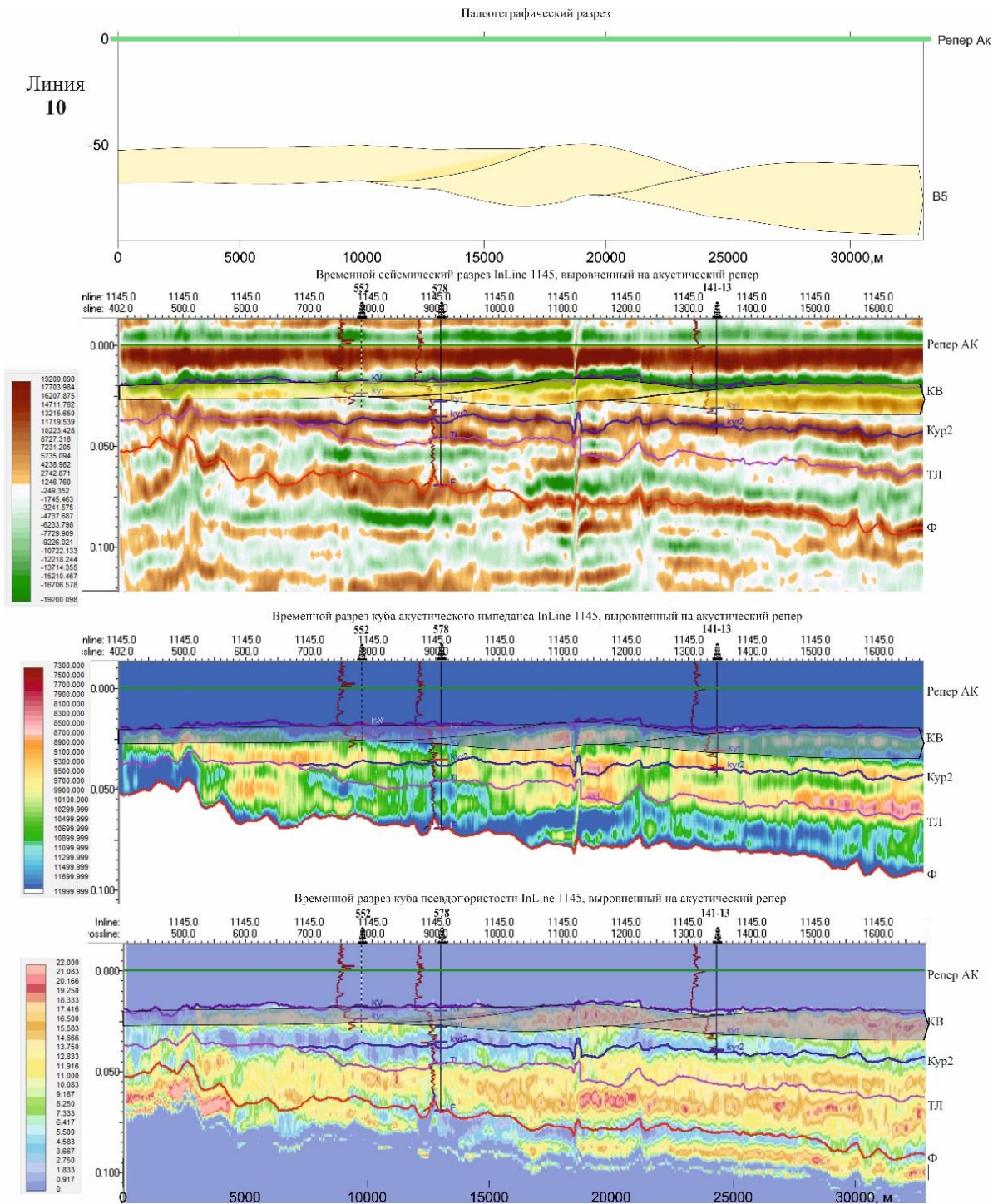


Рисунок 3 - Пример распространения баровых тел по сейсмическим данным

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Моисеев С.А. Геологическое строение и особенности оценки и разведки месторождений нефти и газа северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы : автореф. дис. канд-та .геол.-минерал. наук / Моисеев С.А. – Новосибирск: ИГиГ, 1996. – 16 с.
2. Лебедев М.В. Результаты детальной корреляции терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / Лебедев М.В., Моисеев С.А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - № 8. – С. 4-13.

ЗОНЫ НАРУШЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОГО ФОНА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ НА О.САХАЛИН ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ, УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, ГЕЛИЯ И ВОДОРОДА

Сырбу Надежда Сергеевна

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Владивосток, Россия, научный сотрудник, к.г.-м.н., syrbu@poi.dvo.ru

Литосферные источники метана заслуживают особого внимания и представлены двумя большими группами: источники литосферного масштаба (метаморфизм, зоны серпентинитизации, зоны спрединга и др.) и залежи органического топлива в земной коре. Объемы естественной эмиссии метана из литосферных источников изучены недостаточно. В пределах острова Сахалин расположены месторождения углеводородов, грязевые вулканы, геотермальные системы и минеральные источники.

Изучаемые объекты приурочены к крупным тектоническим разломам: Южно-Сахалинский и Главный Пугачевский грязевые вулканы – Центрально-Сахалинский разлом, Шахтерское каменноугольное месторождение – Западно-Сахалинский, Дагинская геотермальная система и рассматриваемые месторождения нефти и газа – Хоккайдо-Сахалинский разлом. Газоопасные районы также выделены вдоль тектонических разломов и связаны с непосредственными выходами газов на поверхность. Особенностью населенных пунктов Сахалина является их размещение вблизи разломных зон. Поэтому проблема газобезопасности населения приобретает первостепенное значение.

Ключевые слова: остров Сахалин, газогеохимические поля, грязевые вулканы, метан, гелий, сейсмо-тектоническая активность

FRACTURED ZONES OF NATURAL GAS-GEOCHEMICAL BACKGROUND UNDER THE INFLUENCE OF NATURAL FACTORS ON SAKHALIN ISLAND ACCORDING TO HYDROCARBON GASES, CARBON DIOXIDE, HELIUM AND HYDROGEN MEASUREMENTS

Syrbu Nadezhda Sergeevna

Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia, research officer, Ph.D. in Geology, syrbu@poi.dvo.ru

Lithospheric sources of methane deserve special attention and are presented by two groups: sources of lithospheric scale (metamorphism, zones of serpentinization, spreading zone, etc.) and deposits of organic fuel. Volumes of methane natural emission from lithospheric sources are studied insufficiently. Within Sakhalin Island hydrocarbon deposits, mud volcanoes, geothermal systems and mineral sources are located.

The studied objects are associated with the tectonic faults: Yuzhno-Sakhalinsky and Pugachevsky mud volcanoes – the Central Sakhalin fault, Shakhtersky coal field – West Sakhalin, Darginsky geothermal system and considered oil and gas fields – Hokkaido-Sakhalinsky fault. Gas hazardous areas are also allocated along tectonic faults and connected with gas exits to surface. Sakhalin settlements are located close the fault zones. Therefore the problem of gas poisoning prevention of population gains primary importance.

Keywords: Sakhalin Island, gas geochemical fields, mud volcanoes, methane, helium, seismo-tectonic activity

При геологической съемке и поисковых работах гелий и водород являются признанными индикаторами полезных ископаемых, глубинных разломов, сейсмической активности и наличия восходящего глубинного флюида. Аномальные концентрации этих газов также служат маркерами метаморфических процессов. Гелиеметрические исследования применяются для трассирования глубинных разломов земной коры и картирования проницаемых зон. В работе отражены первые результаты применения газогеохимической съемки в морских осадках и воде для выявления особенностей распределения гелия и водорода и их взаимосвязи с сейсмической активностью

некоторых геологических структур в юго-западной части Охотского моря и северной части Японского.

Основными «поставщиками» газов в атмосферу, как известно, являются активный вулканизм, многолетнемерзлые породы, гидротермальная деятельность, месторождения нефти, газа, угля, газогидратов, микробные источники углеводородных газов. Сахалин находится в составе Азиатско-Тихоокеанской зоны перехода от континента к океану и представляет собой область интенсивной сейсмо-тектонической активности [1]. Остров контролируется трансформной границей литосферных плит, которая выражается в системе глубинных разломов секущих его в продольном направлении. По разломам осуществляется газо-флюидный перенос, интенсивность которого регулируется также сейсмической активностью.

В 2012-2014 гг. на акватории было выполнено 60 литологических станций и 44 станции STD. На содержание гелия и водорода лично автором проанализировано 900 пробы морской воды и 1000 проб донных осадков.

Активная вертикальная разгрузка флюидов в пределах региона обнаруживается в виде скоплений углеводородов, грязевых вулканов и термальных источников. Скопления углеводородов приурочены к разломным зонам различной проницаемости, что доказывает вертикальную миграцию флюидов по флюидопроводящим системам. Основными путями миграции служат проницаемые зоны разрывных нарушений и узлы пересечений разрывов.

Газогеохимические особенности о. Сахалин отражают различия в геологическом строении северо-восточной и юго-западной частей острова. Основные нефтегазопроявления расположены в пределах Северо-Сахалинского прогиба и приурочены к кайнозойским отложениям (средний и верхний миоцен, плиоцен) накопленных в морских условиях. Расположение месторождений углеводородов в районе Сахалинской складчатой системы контролируется субмеридиональными разломами сдвигового типа, которые служат основными каналами для миграции газов и флюидов. Современная активная миграция вдоль разломов подтверждается многочисленными нефтегазопроявлениями, минеральными источниками и газовыми аномалиями. Во время сейсмо-тектонической активности происходит увеличение миграции флюидов и потоков газа.

Кириинский лицензионный участок расположен на северо-восточном шельфе о. Сахалин и примыкает к северной части острова Сахалин, в районе Лунского залива. Концентрация гелия в пробах газа в воде и пузырьках близка к его концентрации в воздухе. Содержание водорода в свободном газе превышает его фоновое значение на 2 порядка (13-15 ppm), что говорит о том, что в районе скважины проходит тектонически активный разлом, по которому мигрирует поток газа. Разлом не имеет глубокого заложения, так как подтока гелия и углекислого газа почти нет [2]. На Дагинском и Лунском месторождениях термальных вод, контролируемых Восточно-Сахалинской системой разломов, выявлено почти полное отсутствие водорода в свободном газе при концентрациях гелия (до 12 ppm).

Южная и юго-западная часть острова сложены преимущественно континентальными терригенными отложениями нижнемелового, верхнемелового и палеоген-неогенового возраста. В этой части острова к зонам разломов приурочены разновозрастные интрузии. Повышенная сейсмичность, а также наличие в этом районе активных грязевых вулканов и минеральных источников свидетельствует об активности разломов [3].

В районе южного Сахалина были опробованы Синегорское и Волчанское месторождения мышьяковистых углекислых вод. В газе месторождений наблюдается высокое содержание гелия - до 105 ppm. Синегорское месторождение прилежит к пересечению разломов, где разведочной наклонной скважиной на глубине 25 и 41 м были вскрыты дайки диабазов [4]. Волчанское месторождение приурочено к зоне разрывного нарушения, сложено передробленными осадочными породами аракайской свиты верхнего палеогена. Формирование месторождения обусловлено поступлением по разлому глубинных флюидов, обогащенных углекислым газом, бором, йодом.

Для грязевых вулканов о. Сахалин в результате многолетних наблюдений установлен средний химический состав свободных газов (табл. 1). Совпадают по компонентному составу газы Пугачевского вулкана и с газами нефтяных месторождений Северного Сахалин.

Таблица 1 – Химический состав свободных газов грязевых вулканов Сахалина

Объект	Год отбора проб	CO ₂ , %	O ₂ +Ar, %	N ₂ , %	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , ppm	C ₃ H ₈ , ppm	i-C ₄ H ₁₀ , ppm	n-C ₄ H ₁₀ , ppm	He, ppm	H ₂ , ppm
Южно-Сахалинский	2001	69.2-83.9	0.2-7.4	02.05.2002	12.4-28.4	1.6-371	7.5-426	6.9-90.5	0.6-108.7	-	-
грязевой вулкан	2005	58.6-86.7	0.1-0.9	1.2-6.9	11.8-33.3	0.16-2855	0.04-581	0.005-128	0.005-125	-	-
	2007	68.3-78.8	0.1-3.2	1.1-3.3	12.7-35.6	0.07-0.2	0.02-0.05	0.005-0.01	0.006-0.01	11.8-40.9	06.03.2015
	2009	67.3-84.1	0.2-1.2	1.5-4.6	13.3-29.8	0.1-0.25	0.03-0.1	0.005-0.1	0.005-0.1	-	-
	2011	68.4-92.5	0.1-0.3	1.24-2	6.6-29.5	0.06-0.27	0.01-0.058	0.003-0.01	0.005-0.01	16.8-43.7	0.2-1.6
	2013	72.2-87	0.15-4.8	1.4-17.5	10-23.5	0.12-0.24	0.02-0.05	0.0007-0.009	0.0009-0.002	12-31.7	0.4-5.7
Пугачевский	2001	8.6	18.4	60.4	12.6	92.8	не определено	не определено	не определено	-	-
грязевой вулкан	2005	06.04.2027	2.7-21.8	не измерялось	63-83	0.5-5.6	0.3-0.9	не определено	не определено	-	-
	2009	18.8	5.3	12.6	63.3	0.02-0.03	не определено	не определено	не определено	-	-

Примечание. Анализы выполнили – к.г.-м.н Мальцева Е.В., Верещагина О.Ф., д.г.-м.н. Шакиров Р.Б., к.г.-м.н Сырбу Н.С. (лаб. газогеохимии ТОИ ДВО РАН)

Особенности геологического развития области образования грязевых вулканов вполне определенно указывают на большую вероятность нахождения в осадочных отложениях в области Пугачевского вулкана залежей углеводородов [5].

Рассматриваемые природные объекты на острове Сахалин, контролируются линейными структурами – глубинными разломами, вдоль которых закономерно изменяются концентрации природных газов. Вероятно, газы на различных участках одного разлома будут иметь схожий генезис. По своему генезису шельф Хоккайдо-Сахалинской складчатой области является непосредственным продолжением суши. Условия, определяющие газогеохимическую специализацию окраинных акваторий и их обрамления, вероятно, определяются геодинамическим режимом территории. Гелий, как правило, концентрируется в углеводородных флюидах, циркулирующих в зоне разломов. Поэтому тектонические нарушения, особенно глубинные разломы, фиксируются аномалиями гелия в поверхностных осадках и водах. Это справедливо даже в тех случаях, когда разломы перекрыты мощным чехлом осадочных отложений. В наиболее проницаемых зонах – каналах быстрой вертикальной миграции эндогенных газов – свободные водород и гелий (кроме корового радиогенного гелия, состоящего в основном из изотопа ^4He и продуцируемого радиоактивным распадом урана и тория) мигрируют в виде газовых струй или в растворе с ювенильными водами. Из глубинных разломов максимально проницаемыми и наиболее перспективными на водород и гелий будут активизированные в неотектонический этап и особенно новейшие, ограничивающие зоны интенсивного современного тектонического прогибания (впадины типа трогов или грабенов) с сокращенной мощностью земной коры. Совпадение аномалий гелия, метана и водорода свидетельствует об активности геологической структуры, в пределах которой происходит перенос термогенных и глубинных газов.

При наличии интенсивного восходящего потока природного газа создаются благоприятные условия для развития микробных процессов, и изотопное соотношение $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ термогенного метана маскируется добавлением значительной доли микробного газа из верхних горизонтов осадка. В таких случаях попутные измерения гелия и водорода необходимы для распознавания природы газового потока.

Исследование выполнено в рамках Гранта Президента Российской Федерации МК-2286.2017.5 «Генезис потоков природных газов и условия формирования газогеохимических полей в районе сахалинского сегмента Хоккайдо-Сахалинской складчатой области и их связь с залежами нефти, газа и газогидратов».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов // М.: Научный мир, 2010. - 276 с.
2. Сырбу Н.С. Газогеохимические поля и их источники на о. Сахалин и в западной части Охотского моря: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / Н.С. Сырбу // Владивосток: ТОИ ДВО РАН, 2015. – 24 с.
3. Аверьев В.В. Углекислые мышьяковистые Синегорские воды на Южном Сахалине / В.В. Аверьев // Геология. - 1975. - Т. XXXII (3). - С. 143-149.
4. Веселов О.В., Строение осадочного чехла Пугачевского грязевулканического района (о. Сахалин) по данным геофизического моделирования / О.В. Веселов, П.Ф. Волгин, Л.М. Лютая // Тихоокеанская геология. - 2012. - Т.31. - №6. - С. 4-15.
5. Рождественский В.С. Роль сдвигов в формировании структуры Сахалина, месторождений углеводородов и рудоносных зон / В.С. Рождественский // Геодинамика тектонической зоны сочленения Тихого Океана с Евразией. Геология и геодинамика Сихотэ-Алинской и Хоккайдо-Сахалинской Складчатых областей. 1997. - Т. 1. - С. 80-109.

ФОРМИРОВАНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПАЛЕЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

Титов Иван Владимирович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, студент, marmotsrt@yandex.ru

Ваганова Екатерина Сергеевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, студент, sanika@tpu.ru

Ковешников Александр Евгеньевич

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, доцент; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Томский филиал, г. Томск, Россия, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., Kovesha@mail.ru; koveshnikovay@ipgg.sbras.ru

Карбонатные образования палеозойского возраста Западно-Сибирской геосинеклизы от ордовика до карбона формируют карбонатные платформы и перспективны для формирования пород-коллекторов при проявлении следующих процессов: гипергенеза, проявившегося при длительном континентальном стоянии региона в перми-триасе. Такие зоны в карбонатных образованиях проявлены незначительно. При формировании юрско-палеогенового моря палеозойские карбонатные образования испытали погружение и были преобразованы вторично-катагенетическими трещинно гидротермально-метасоматическими процессами, ведущими к формированию пород-коллекторов, ввиду проявления таких процессов, как гидротермальная доломитизация и гидротермальное выщелачивание с формированием трещинных зон доломитов замещения. При наложении этих трещинных зон за зоны проявления гипергенных процессов, сформировались единые геолого-поисковые объекты, к которым приурочены все открытые месторождения нефти и газа в карбонатных образованиях.

Ключевые слова: карбонатные платформы, Западно-Сибирская геосинеклиза, гипергенез, вторичный катагенез, породы-коллекторы, породы-неколлекторы, трещинные зоны.

FORMATION OF RESERVOIR ROCKS IN PALEOZOIC CARBONATE FORMATIONS OF THE WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE

Titov Ivan V.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, student, marmotsrt@yandex.ru

Vaganova Ekaterina S.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, student, sanika@tpu.ru

Koveshnikov Alexander E.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, associate professor, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Senior Research Officer, Tomsk, Russia, koveshnikovay@ipgg.sbras.ru

Carbonate formations of Paleozoic age West Siberian geosyneclise from Ordovician to Carboniferous carbonate platforms formed and promising for the formation of reservoir rocks in the manifestation of the following processes: supergene manifested in long-standing continental region in the Permian-Triassic. Such zones in carbonate formations manifest is negligible. In the formation of the Jurassic-Paleogene seas of the Paleozoic carbonate formation experienced a dip and was converted secondary catagenetic of fracture hydrothermal-metasomatic processes leading to the formation of reservoir rocks, because of such processes as hydrothermal dolomitization and hydrothermal leaching with the formation of fracture zones Dolomites of substitution. When applying these fracture zones for areas manifestations of supergene processes have formed a common prospecting objects, to which it dedicated all open deposits of oil and gas in carbonate formations.

Keywords: carbonate platform, West Siberian geosyneclise, hypergenesis, secondary catagenesis, reservoirs, non-reservoir rocks, fracture zone.

Карбонатные образования палеозойского возраста на территории Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) или карбонатные платформы формировались, начиная с конца венда заканчивая концом карбона. В карбонатных породах, развитых на территории ЗСГ открыт ряд месторождений нефти и газа. Вся территория ЗСГ (рис. 1А) подразделяется на 23 структурно-фациальных района (СФР). На рис. 1А показаны карбонатные платформы, сформированные на территории ЗСГ в среднем девоне.

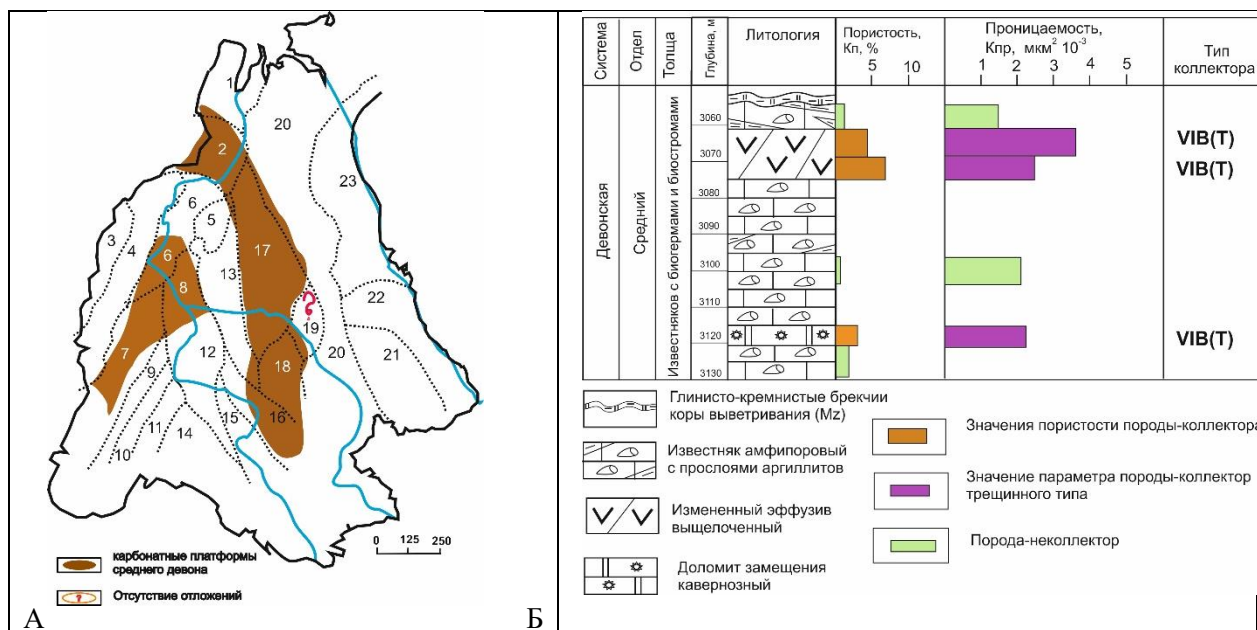


Рисунок 1 - А. Схема структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы с участками формирования карбонатных платформ в среднем девоне [1].

Структурно-фациальные районы (СФР): 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 – Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 7 – Шаимский; 8 – Красноленинский; 9 – Тюменский; 10 – Косолаповский; 11 – Уватский; 12 – Салымский; 13 – Усть-Балыкский; 14 – Ишимский; 15 – Тевризский; 16 – Туйско-Барабинский; 17 – Варьеганский; 18 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский.

Б. Разрез скважины 24, Северо-Калиновой, вскрывшей известняки амфиоровые доломитизированные (до формирования доломитов замещения и пород-коллекторов) с телами измененных эффузивов основного состава.

Согласно общепринятой точки зрения на формирование пород-коллекторов в палеозойских образованиях ЗСГ в период континентального стояния региона в перми-триасе после осуществления герцинской складчатости, породы, выходящие на доюрскую поверхность подвергались воздействию процессов гипергенеза, что привело к формированию по значительной площади палеозойских пород кор выветривания, в том числе переотложенных, которые в литературе получили наименование нефтегазонасного горизонта зоны контакта (НГТЗК) палеозойских пород и перекрывающих их образований юрского возраста [2].

Формирование пород-коллекторов в палеозойских карбонатных образованиях наиболее детально изучено нами на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления [1, 2, 3], что соответствует территории Нюрольского структурно-фациального района (СФР), в пределах которого бурением вскрыты два типа разреза: рифогенно-аккумулятивный (разрез преимущественно карбонатный) и депрессионный (разрез, обогащенный кремнисто-глинистыми образованиями) [1]. Бурением на территории Нюрольского СФР вскрыты следующие свиты и толщи (снизу вверх): павловская, ларинская, межовская, армичевская, солоновская, надеждинская, герасимовская, лугинецкая, табаганская преимущественно карбонатного состава, относимые к рифогенно-аккумулятивному типу осадконакопления. Параллельно, на части территории Нюрольского СФР и некоторых соседних СФР формировалась зона депрессий, в пределах которой

накапливались образования (снизу вверх): майзасская свита (накапливались параллельно с породами межовской свиты карбонатного комплекса). Выше залегают породы лесной, мирной, чузикской, чагинской и кехорегской свиты. Стратиграфически выше дифференциация дна бассейна не установлена, происходило накопление образований средневасюганской и елизаровской свит терригенного и вулканогенного состава. Породы-коллекторы и сформированные в них месторождения нефти и газа приурочены к карбонатным, кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым образованиям, из которых мы рассмотрим карбонатные породы и формирование по ним пород-коллекторов.

Территория Нюрольского СФР с начала ордовика до конца раннего карбона представляла собой серию мелководных участков, где накапливались карбонатные породы, переходящие в участки относительно глубоководные, в пределах которых накапливались глинисто-карбонатные образования, а те, в свою очередь, сменялись депрессионными зонами.

В известняках, сформированные в пределах Нюрольского СФР, пустотный потенциал мог быть заложен в три этапа: в диагенезе и раннем прогрессивном катагенезе при общем погружении территории при формировании осадков палеозойского моря, осуществилась частичная доломитизация пород [3]. Пустотное пространство, здесь, если и было сформировано в раннем катагенезе, то было нивелировано при воздымании территории при осуществлении герцинской складчатости сопровождаемой процессом регрессивного катагенеза (изменение пород ввиду снятия нагрузки вышележащих пород) и все сформированные до этого поры и каверны были заполнены новообразованными кальцитом, доломитом и кварцем стадии прогрессивного катагенеза. В перми – триасе при проявлении поверхностного выщелачивания известняки интенсивно разрушались [3], и формирование пустотного пространства здесь связано с повышенными значениями ФЕС, исчезающими при удалении от доюрской поверхности.

Главным же фактором формирования пород-коллекторов в палеозойских известняках Нюрольского СФР и прилегающих районов ЗСГ является проявление процессов вторичного катагенеза, которые проявились как трещинные зоны гидротермальной проработки, заложенные при формировании юрско-палеогенового комплекса отложений и сопутствующего погружения дна бассейна седиментации, при котором палеозойские породы представляли дно этого юрско-палеогенового моря. Процессы вторичного катагенеза проявились вдоль трещинных зон в виде процессов гидротермального выщелачивания и гидротермальной доломитизации с формированием участков развития пор и каверн, формирующих породы-коллекторы. Эти участки не имеют связи с доюрской поверхностью и отделены от нее участками развития пород-неколлекторов.

Известняки, попавшие в зону НГТЗК, приобрели некоторый пустотный потенциал, связанный с проявлением процессов гипергенеза, затем, при погружении под весом накапливающихся образований юрско-палеогенового моря, вновь были подвержены воздействию процесса катагенеза, первичного для юрских и меловых пород и вторичного для палеозойских пород, попавших в это катагенетическое преобразование уже сформированными породами. Вот этот **вторично-катагенетический процесс**, по нашему мнению, и сформировал тот облик пустотного пространства, который мы наблюдаем по скважинам, вскрывшим карбонатные образования различного возраста.

На примере изучения скважин 24 и 25 Северо-Калиновой площади (рис. 1Б и 2А), вскрывшей известняки среднедевонского возраста (классификация К.И. Багринцевой) мы видим, что породы-коллекторы в зоне гипергенной проработки в известняках сформировались по скважине 25, а по скважине 24 повышенные значения пористости вблизи доюрской поверхности не сопровождаются соответствующими значениями проницаемости, хотя ниже этих известняков установлены измененные эффузивы основного состава, в которых породы-коллекторы сформировались. В скважине 24 на значительном удалении от доюрской поверхности в зоне развития вторичного доломита установлен участок развития пород-коллекторов VIB(T) класса, что соответствует породам-коллекторам 6 класса трещинной природы. В случае же развития доломитов замещения по всему вскрытому разрезу скважины, как это мы имеем дело по скважине Северо-Останинской 5, вскрывшей доломиты замещения, развитые по известнякам силура-нижнего девона, зоны трещиной проработки могут накладываться на зону проявления гипергенных процессов и формировать единый геолого-поисковый объект (рис. 2Б).

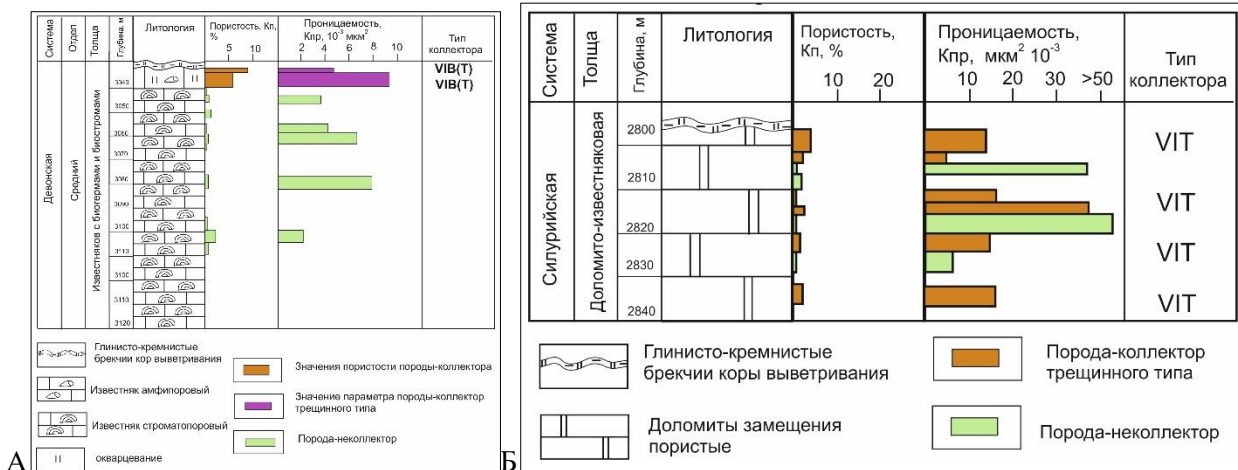


Рисунок 2 - А. Разрез скважины Северо-Калиновой 25, вскрывшей известняки амфиפורовые окварцованные, подстилаемые известняками строматопоровыми. Б. Разрез скважины Северо-Останинская 5, вскрывшей доломиты замещения.

ВЫВОДЫ:

1. В известняках, вскрытых бурением на территории Западно-Сибирской геосинеклизы, установлено развитие пород-коллекторов, приуроченных в зоне проявления гипергенных процессов, сформированных при континентальном стоянии региона в перми-триасе.
2. Установлено развитие пород-коллекторов в виде трещинных зон развития вторичных доломитов, которые отделены от зоны проявления процессов гипергенеза участками развития пород-неколлекторов.
3. Породы-коллекторы, сформированные в зоне проявления гидротермальной проработки, могут накладываться на породы-коллекторы, сформированные в зоне проявления гипергенных процессов, в результате чего формировался единый геолого-поисковый объект.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1999. – 80 с.
2. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиковско-Чижалпской зоны нефтегазоаккумуляции) / Конторович В.А. // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
3. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы / Ковешников А.Е. // Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 323. - № 1. - С. 148-151.

ЛИТОЛОГИЯ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ АНАБАРО-ЛЕНСКОЙ ЗОНЫ ЛЕНО-АНАБАРСКОЙ НГО

Тумашов Игорь Викторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, к.г.-м.н., Tumashoviv@ipgg.sbras.ru

Шаваров Роман Дмитриевич

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, rshavarov@mail.ru

В работе представлены результаты проведенных литологических исследований кернового материала верхнерифейских отложений, вскрытых глубокими скважинами в пределах Анабаро-Ленской зоны Лено-Анабарской НГО. Выявлены состав, строение и обстановки формирования отложений. Установлены закономерности чередования терригенных и карбонатных комплексов в рассматриваемой части разреза.

Ключевые слова: Рифейские отложения, Анабаро-Ленская зона, Лено-Анабарская НГО, Восточная Сибирь.

LITHOLOGY OF THE RIPHEAN DEPOSITS OF THE SOUTHERN PART OF THE ANABAR-LENA AREA OF LENA-ANABAR OIL AND GAS AREA

Tumashov Igor V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Ph. D., Researcher, tumashoviv@ipgg.sbras.ru

Shavarov Roman D.

Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia, student, Rshavarov@mail.ru

The article deals with the results of the lithological investigations of core material of the upper Riphean sediments, uncovered by deep boreholes within the Anabar-Lena area of Lena-Anabar oil and gas area. Also the article considers composition, structure and sedimentary conditions. The text provides the reader with some information on the regularity of alternation of clastic and carbonate complexes in the studied part of the section.

Keywords: Riphean deposits, Anabar-Lena area, Lena-Anabar oil and gas area, East Siberia.

Осадочный чехол Лено-Анабарской НГО сложен преимущественно рифейскими, вендскими, кембрийскими и пермскими отложениями [1]. Породы рифея в пределах Анабаро-Ленской зоны вскрывают скважины Бурская-3410, Хастахская-930 и Дьяпальская-1 (рис. 1).

Разрезы скв. Бурская-3410 и Хастахская-930 хорошо коррелируются по данным ГИС и результатам изучения керна (рис. 2). Породы представлены *тукуланской*, *куладинской*, *хастахской* и *таймыльерской* свитами. В разрезе скв. Дьяпальская-1 выделяются *эсэлекская*, *нэлэгерская* и *сиэтачанская* свиты [2].

В Бурской-3410 скважине карбонатные породы выполняют основную часть разреза - верхнюю часть *тукуланской* и *куладинской* свит, а также полностью *таймыльерскую* свиту. Терригенные отложения приурочены к нижним частям этих свит и *хастахской* свите.

Тукуланская свита делится на две подсвиты. В нижней - развиты аргиллиты темно-зеленовато-серые, часто оскольчатые и плитчатые. Для них характерна субгоризонтальнослоистая, реже косослоистая текстура, за счет тонких (до 3 см) слоев песчаников мелко- и мелко-среднезернистых. В верхней подсвите отмечаются доломиты светло-серые микрит-спаритовые (размеры кристаллов 0,01-0,2 мм), перекристаллизованные, сильно кавернозные. В скв. Хастахская-930 разрез представлен только верхней подсвитой, имеющей аналогичный состав скв. Бурской-3410.



Рисунок 1 – Схема расположения скважин на территории исследования.

Скв. Бурская-3410

Скв. Хастахская-930

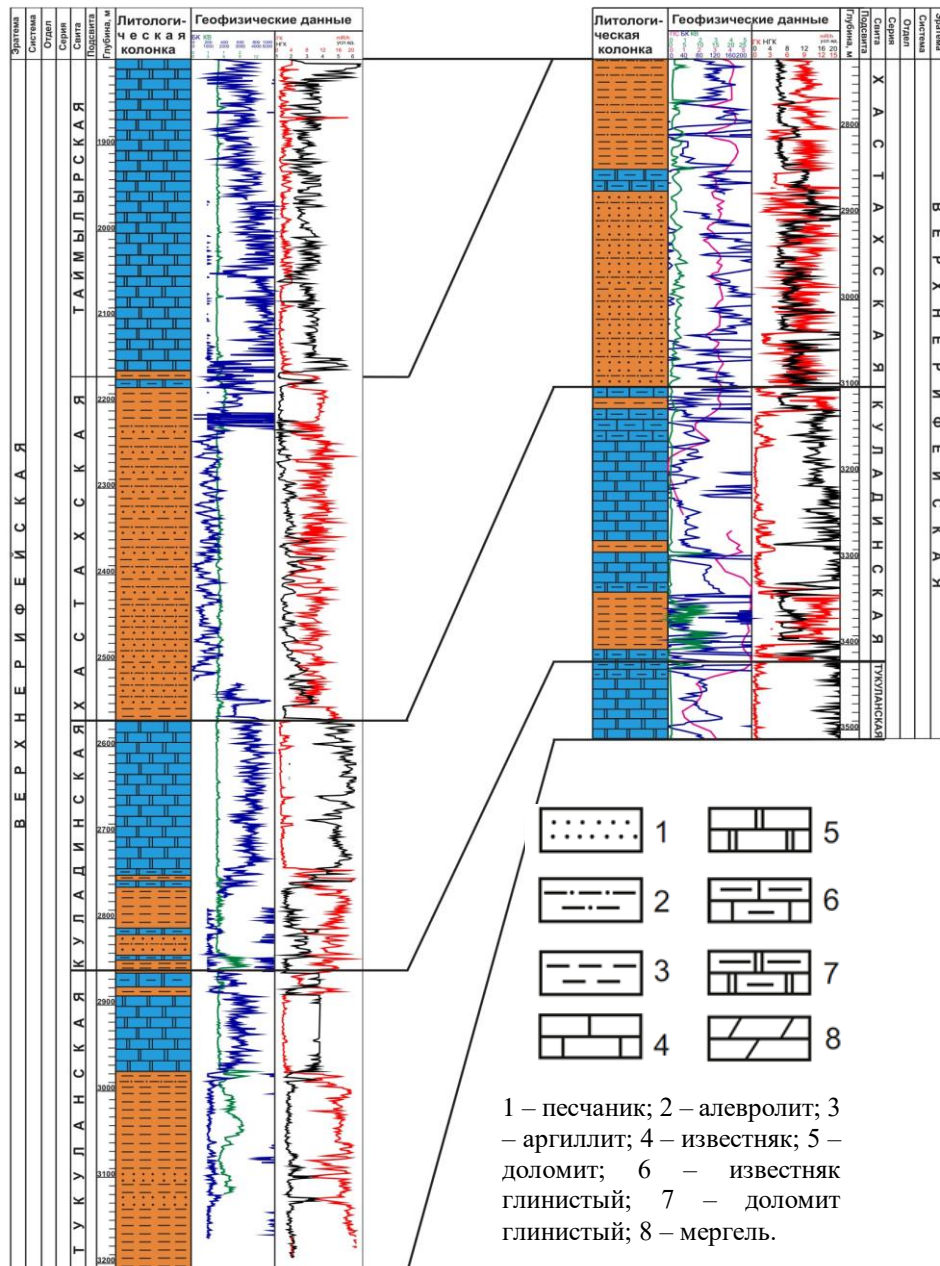


Рисунок 2 – Литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция рифейских отложений скв. Бурская-341 и Хастахская-930.

Куладинская свита в обеих скважинах, так же как и нижележащая, имеет двучленное строение. Нижняя часть сложена преимущественно песчаниками мелко- и мелко-среднезернистыми, с однородно-массивной текстурой, изредка с тонкой горизонтальной и косою слоистостью, за счет микрослойков темных аргиллитов. Песчаники полевошпатово-литокластитово-кварцевые с глинисто-кварцевым контактово-поровым, карбонатно-железистым пленочно-поровым, карбонатным и реже регенерационным кварцевым цементами. В средней части свиты отмечается переслаивание темно-зеленовато-серых аргиллитов, тонкогоризонтальнослоистых, часто оскольчатых, трещиноватых, с известняками микрит-спаритовыми, редко окремненными, с тонкими слойками аргиллитов. Верхняя часть свиты сложена светло-серыми известковистыми доломитами иногда окремненными, с реликтами зернистой и реже строматолитовой (ламинитовой) структуры.

Хастакская свита сложена терригенными отложениями, которые представлены пластами песчаников (до первых метров) среди серых и буроватых аргиллитов и алевролитов. Песчаники преимущественно мелкозернистые, часто алевроитовые, с прослоями мелко-среднезернистых и крупнозернистых разностей, преимущественно полевошпатово-литокластитово-кварцевые, с глинистым и карбонатно-глинистым поровым, контактово-поровым и порово-базальным цементами. В породах отмечаются широкое разнообразие текстур: однородно-массивные, тонкослоистые, линзовидные, горизонтально- и косослоистые. Алевролиты часто слюдистые с тонкими горизонтальными и косыми слойками мелкозернистых песчаников. Аргиллиты распространены в кровле и в подошве свиты. Они представлены серыми, зеленовато-серыми и бурыми разностями, часто слюдистые на поверхностях напластования. В скв. Хастакская-930 отложения, аналогично Бурской, представлены тонкопереслаивающимися, линзовидно-волнистыми слоями красновато- и зеленовато-серых песчаников, аргиллитов и мергелей доломитовых с более мощными прослоями серых тонкозернистых песчаников и светло-коричневых аргиллитов.

Таймыльрская свита на территории исследования вскрыта только в скв. Бурская-3410. Отложения, в отличие от нижележащих, сложены целиком из карбонатных пород, они представлены доломитами светло-серыми, часто известковыми и окремненными, битуминозными, трещиноватыми и кавернозными. По типу породы - микриво-зернистые и биоморфные, отмечаются микрит-микробияльные и строматолитовые разности.

Эзлехская свита самая нижняя в разрезе скв. Дьяпальская-1. Породы здесь представлены переслаиванием доломитов серых с массивной и брекчиевидной текстурой и аргиллитов темно-серых, иногда алевроитистых. Отложения вышележащей *нэлэгерской* свиты почти полностью сложены зернистыми известняками, в которых широко проявлена субвертикальная и субгоризонтальная стилолитизация, и приуроченная к ней битуминизация. В керне на свежем скеле ощущается характерный, резкий запах УВ. *Сизтачанская* свита преимущественно состоит из бурых аргиллитов, часто алевроитистых, доломитистых и известковистых, редко наблюдаются прослойки известняков и доломитов, мощностью до 1-2 м, темно-серых, битуминозных.

На основании проведенного анализа были интерпретированы обстановки осадконакопления. Вся территория исследования в позднерифейское время представляла собой мелководный бассейн, с цикличным, поочередным накоплением карбонатных и терригенных отложений. Так *тукуланская* свита накапливалась в относительно глубоководной части, в обстановках открыто шельфовых фаций. Для нижней части *куладинской* свиты отмечается постепенное углубление бассейна - от мелководных обстановок карбонатного шельфа с накоплением силикокластического материала к глубоководным, с карбонатно-глинистой седиментацией. Для верхней части этой свиты характерно накопление оолитово-интракластических баровых комплексов и водорослевых строматолитовых покровов литоральной зоны карбонатного шельфа. *Хастакская* свита имеет полностью терригенный состав. Отложения соответствуют фациям распределительных каналов дельт, приливно-отливных баровых протоков и песчаных баров, которые свидетельствуют о процесс осадконакопления в дельтовых обстановках. *Таймыльрская* свита сложена породами, которые соответствуют литоральной части карбонатного шельфа. Отложения, вскрытые в разрезе скв. Дьяпальская-1, также подтверждают предположение, что рифейский комплекс пород формировался в широких условиях мелководного карбонатного бассейна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович В.А. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны / В.А. Конторович, А.Э. Конторович, И.А. Губин, А.М. Зотеев, В.В. Лапковский, Н.А. Малышев, М.В.Соловьев, Г.С. Фрадкин // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1253-1274.
2. Мельников Н.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин и др. // Новосибирск: Академическое издательство "Гео", 2005. - 428 с.

МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПОЗДНЕРИФЕЙСКО-НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ОКОНЧАНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Шабурова Мария Евгеньевна

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», г. Санкт-Петербург, Россия, аспирант, maria_shaburova@mail.ru

Истощение традиционных продуктивных нефтегазоносных горизонтов палеозойского возраста севера европейской части России, обуславливает поиск и разведку залежей углеводородов в верхнепротерозойских-нижнепалеозойских отложениях. Геологическое строение и история развития этих комплексов в пределах северо-западного окончания Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна на сегодняшний день является важной проблемой. Создание геологической модели строения региона на основании региональных сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения позволит сделать выводы о истории развития Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в позднем протерозое – раннем палеозое, а так же о перспективах поиска углеводородов в низкопроницаемых рифей-вендских толщах.

Ключевые слова: позднепротерозойские осадочные комплексы, кристаллический фундамент, платформенные образования, Восточно-Европейская платформа, Тимано-Печорский осадочный бассейн, Мезенская синеклиза, низкопроницаемые коллекторы, перспективы нефтегазоносности.

GEOLOGICAL MODEL OF LATE PROTEROZOIC- EARLY PALEOZOIC FORMATIONS OF THE NORTHWESTERN EDGE OF THE TIMAN-PECHORA SEDIMENTARY BASIN

Shaburova Mariya E.

Saint-Petersburg Mining University, All-Russian Petroleum Research Exploration Institute, Ph.D. Student, engineering geology, maria_shaburova@mail.ru

The depletion of conventional Paleozoic productive oil and gas horizons in the north of the European Russia, determines the search and exploration of hydrocarbon deposits in Upper Proterozoic – Lower Paleozoic deposits. The geological structure and history of the development of these complexes within the northwestern edge of the Timan-Pechora sedimentary basin is an important problem today. Modeling of the geological structure, which is based on a regional seismic and deep drilling data, will allow to draw conclusions about the geological evolution of the Timan-Pechora oil and gas basin in the Late Proterozoic-Early Paleozoic, as well as the prospect of hydrocarbons exploration in the low-permeability Riphean-Vendian strata.

Keywords: Late Proterozoic sedimentary sequences, crystalline basement, platform formations, the East-European platform, Mezen syncline, Timan-Pechora sedimentary basin, Mezen syncline, low-permeability reservoirs, petroleum potential prospects

Вопрос о происхождение докембрийских комплексов северо-восточного окончания Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и прилегающего с востока Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТП НГБ) на сегодняшний день является актуальным. Традиционно, многие исследователи (Н.С. Шатский, В.И. Богацкий, А.Я. Кремс, В.С. Журавлёв и др.) считали, что ТП НГБ представляет собой молодую платформу, которая граничит с древней Восточно-Европейской платформой по Тиманскому поднятию. При этом рифей-вендские комплексы ТП НГБ относят к сложно дислоцированным и метаморфизованным образованиям фундамента.

Другая группа исследователей считает, что кристаллический фундамент в пределах ТП НГБ имеет архейско-нижнепротерозойский возраст, о природе рифей-вендских толщ существует два предположения: согласно первому, позднепротерозойский осадочно-метаморфический комплекс относится к верхней части фундамента, согласно второму – к платформенным образованиям, в таком случае западную часть ТП НГБ рассматривают как окраину Восточно-Европейской платформы. Широкомасштабные геофизические исследования последних десятилетий в пределах ТП НГБ выявили признаки рифейских комплексов, характерные для платформенных областей, при этом были установлены и признаки складчатых областей, на основании чего было сделано

предположение о том, что эти толщи относятся к промежуточным комплексам, сформировавшимся в авлакогенах и грабенообразных прогибах ВЕП [1].

Истощение традиционных продуктивных нефтегазоносных горизонтов верхнедевонско-пермского возраста севера европейской части России обуславливает поиск и разведку залежей углеводородов в верхнепротерозойских-нижнепалеозойских отложениях. В северо-восточной части ВЕП находится Мезенская синеклиза, разрез которой представлен, в основном, рифей-вендскими вулканогенно-осадочными толщами. Со структурной точки зрения, она представляет собой депрессию, имеющую общий региональный наклон по поверхности фундамента с юго-запада на северо-восток, и ограниченную на западе и юго-западе склонами Балтийского щита, а на северо-востоке – Тиманской грядой [1]. Геологическое изучение Мезенской синеклизы началось ещё в 60-х годах XX века, однако наиболее представительные результаты были получены по итогам региональных исследований, проводимых с 1998 г. совместным Альянсом компаний-недропользователей (ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ОАО «Татнефть», ОАО «Роснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз») [2]. В пределах Мезенского осадочного бассейна пробурено 16 глубоких скважин. В результате анализа геологических и геофизических данных по скважине Средне-Няфтинская-21 группой исследователей (С.В. Аплонов, Б.А. Лебедев, Н.В. Тимошенко и др.), была дана литолого-стратиграфическая характеристика средне-верхнерифейских отложений Мезенской синеклизы, выделены основные формационные ряды, обоснованы коллекторские свойства [3] (рис. 1).

Формационный состав рифейских комплексов Мезенской синеклизы изменяется от глинисто-карбонатного с преобладанием мергелей до карбонатного. При этом в скважине Кельтменская, в верхней части мощной карбонатной рифейской толщи выявлены строматолиты, а все известные промышленные скопления в докембрийских толщах приурочены именно к карбонатным органогенным постройкам [2]. Таким образом, Мезенская синеклиза может рассматриваться в качестве объекта, перспективного на поиски углеводородов. Однако, приток углеводородов не в одной из скважин Мезенской синеклизы получен не был. Это объясняется отсутствием флюидоупоров, при этом необходимо отметить, что все скважины Мезенской синеклизы были заложены в своде антиклинальных структур, где эрозионные процессы на много существеннее, поэтому потенциальные флюидоупоры в этих зонах могли быть разрушены [4].

Вышеперечисленные факты обуславливают актуальность выбранной темы исследования. Целью работы является уточнение модели строения и геологического развития позднерифеско-палеозойских образований зоны сочленения Мезенской синеклизы, Тиманской гряды и Печорской синеклизы на основе региональных сейсморазведочных материалов, анализа данных глубокого бурения и геологического моделирования. Это позволит развить представления о развитии северо-восточного обрамления Восточно-Европейской платформе в позднем протерозое - раннем палеозое, а также о перспективах поиска углеводородов в низкопроницаемых рифей-вендских толщах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Айзберг Р.Е. Докембрий Восточно-Европейской платформы: геология и нефтегазоносность / Р.Е. Айзберг, Н.В. Аксаментова, М.Д. Белонин и др. – СПб: ВНИГРИ, 2002. – 391 с.
2. Аплонов С.В. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности Мезенского бассейна / С.В. Аплонов, Б.А. Лебедев, Н.В. Тимошенко // Доклады академии наук. – 2004. – Т. 395. – №2. – С. 1 – 6.
3. Геодинамика и возможная нефтегазоносность Мезенского осадочного бассейна / Под ред. С. В. Аплонов, Д. Л. Фёдоров. – СПб. : Наука, 2006. – 319 с.
4. Аплонов С.В. Литостратиграфический метод при определении возраста рифейских отложений (на примере Мезенского бассейна) / С.В. Аплонов, Б.А. Лебедев, Н.В. Тимошенко // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2007 – Сер. 7. – Вып. – 2. – С. 3 – 15.

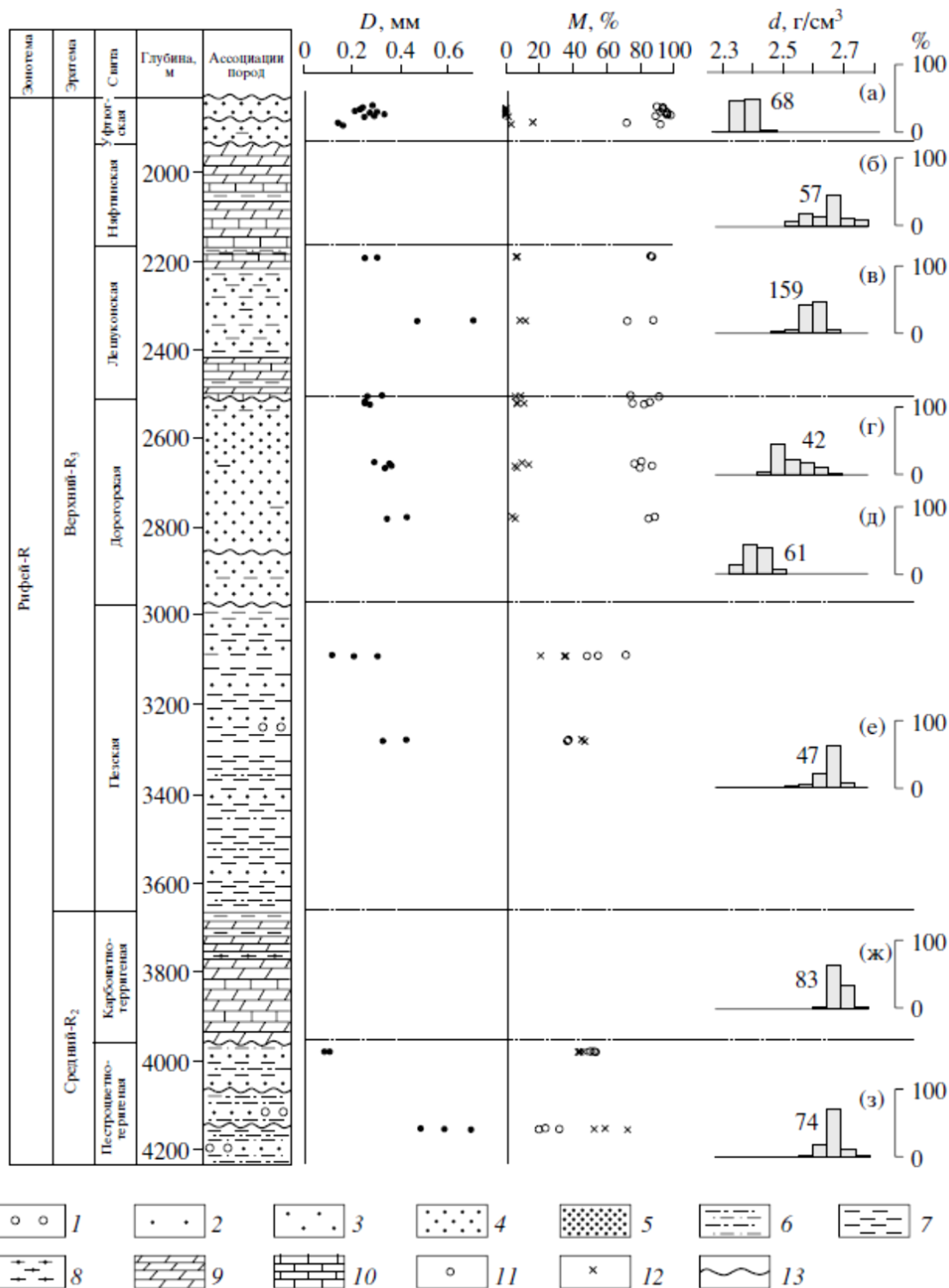


Рисунок 1 – Литолого-стратиграфический разрез и коллекторские характеристики рифейских отложений по Средне-Няфтинской скважине[2]

1 – песчаники крупнозернистые и гравелиты, 2 – песчаники крупно-среднезернистые, 3 – песчаники среднезернистые, 4 – песчаники средне-мелкозернистые, 5 – песчаники мелкозернистые и алевритовые, 6 – алевролиты, 7 – глинистые породы, 8 – чёрные сланцы, 9 – мергели, 10 – известняки и доломиты, 11, 12 – минералы (на диаграммах): кварц, полевые шпаты, 13 – перерывы, D – средний размер зёрен (мм), M – содержание минералов (%), d – плотность (г/см³)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ДЕТАЛЬНОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Шмелев Никита Евгеньевич

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, nikitashmelev94@mail.ru

Верхнеюрский комплекс отложений – один из главных нефтегазоносных мегакомплексов на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Залежи большинства месторождений юго-востока Западной Сибири расположены именно в этих осадках. Для верхнеюрского комплекса отложений Нюрольской мегавпадины была выполнена детальная корреляция разрезов скважин и построен набор структурных карт, позволившие провести анализ истории геологического развития территории.

Ключевые слова: нефтегазоносность, Нюрольская мегавпадина, верхнеюрские отложения, горизонт Ю₁, геофизическое исследование скважин (ГИС), корреляция, сейсморазведочный профиль, структура, горизонт

GEOLOGICAL STRUCTURE AND OIL-AND-GAS CAPACITY OF UPPER JURASSIC SEDIMENTS OF NUROLSKAYA MEGADEPRESSION IN ACCORDANCE BY INTERPRETATION OF SEISMIC DATA AND DETAIL WELL-LOGGING CORRELATION

Shmelev Nikita Evgenyevich

Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, nikitashmelev94@mail.ru

Upper-Jurassic sedimentation complex is one of the main petroleum mega-complexes in territory of Western Siberian Petroleum Reservoir. Deposits of majority fields in South-East of Western Siberia are locates in this sediments.

Keywords: Oil-and-gas-bearing Capacity, Nurolskaya megadepression, upper Jurassic sediments, horizon J₁, geophysical well logging (GWL), correlation, seismic line, structure, horizon

Томская область является одним из основных центров добычи углеводородов на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Добыча углеводородов ведется из верхнеюрских отложений Нюрольской мегавпадины со второй половины XX века.

Нюрольская мегавпадина расположена на месте древнего рифта. Здесь в верхнеюрское время море проникало в глубь территории [2, 8]. В пределах морского бассейна происходило обильное накопление осадков, в том числе и богатых органическим веществом отложений баженовской свиты [1].

На данной территории история тектонического развития реконструирована на основе построения и анализа структурных карт по основным отражающим горизонтам [7]. Изучение верхнеюрского комплекса, в составе которого выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты [6], производилось по каротажным диаграммам. После выделения границ свит была произведена детальная межскважинная корреляция по выбранному комплексу каротажных кривых с последующим построением структурных карт перспектив нефтегазоносности и процессов седиментогенеза [3, 5]. Пример детальной межскважинной корреляции представлен на рисунке 1.

Выделение кровли баженовской свиты происходит по резкому увеличению кажущегося сопротивления (КС) и естественной радиоактивности горных пород (ГК). Подошвой баженовской свиты на части территории является кровля георгиевской свиты, которая характеризуется резким уменьшением значения КС при увеличении индукционного каротажа (ИК). Всему разрезу георгиевской свите характерны высокие значения ИК. Подошвой баженовской свиты также может служить кровля васюганской свиты, где отсутствуют отложения георгиевской свиты. Ее выделяют по резкому отклонению значений самопроизвольной поляризации (ПС) от линии глин и

уменьшению ГК. Васюганская свита имеет в своем составе верхнюю и нижнюю подсвиты. Верхняя подразделяется на надугольную, межугольную и подугольную пачки. Особенностью межугольной пачки является наличие пластов углей. Кровля межугольной пачки – верхняя граница первого пласта углей, которая выделяется по уменьшению значений ГК и нейтронно-гамма каротажа (НГК), когда одно отрицательное отклонение «вкладывается» в другое. Подошва межугольной пачки, аналогично кровле, проводится по второму пласту углей, но уже по его подошве. Кровля нижневасюганской подсвиты выделяется по приближению ПС к линии глин (увеличение значений). Всему разрезу нижневасюганской подсвиты характерны высокие значения ПС и низкие КС. Только в самом основании встречаются песчаные слои, характеризующиеся отклонением значений ПС и увеличением КС. Подошва верхнеюрского комплекса (кровля тюменской свиты) выделяется главным образом по акустическому каротажу (АК).

Детальная межскважинная корреляция производилась по КС, ПС, ГК и НГК, причем для разных видов задавались разные весовые значения и критерии корреляции (по значению и изменению формы кривой). В результате получился набор структурных карт, которые отражают рельеф каждого горизонта, в т.ч. кровли баженовской, георгиевской, васюганской и тюменской свит.

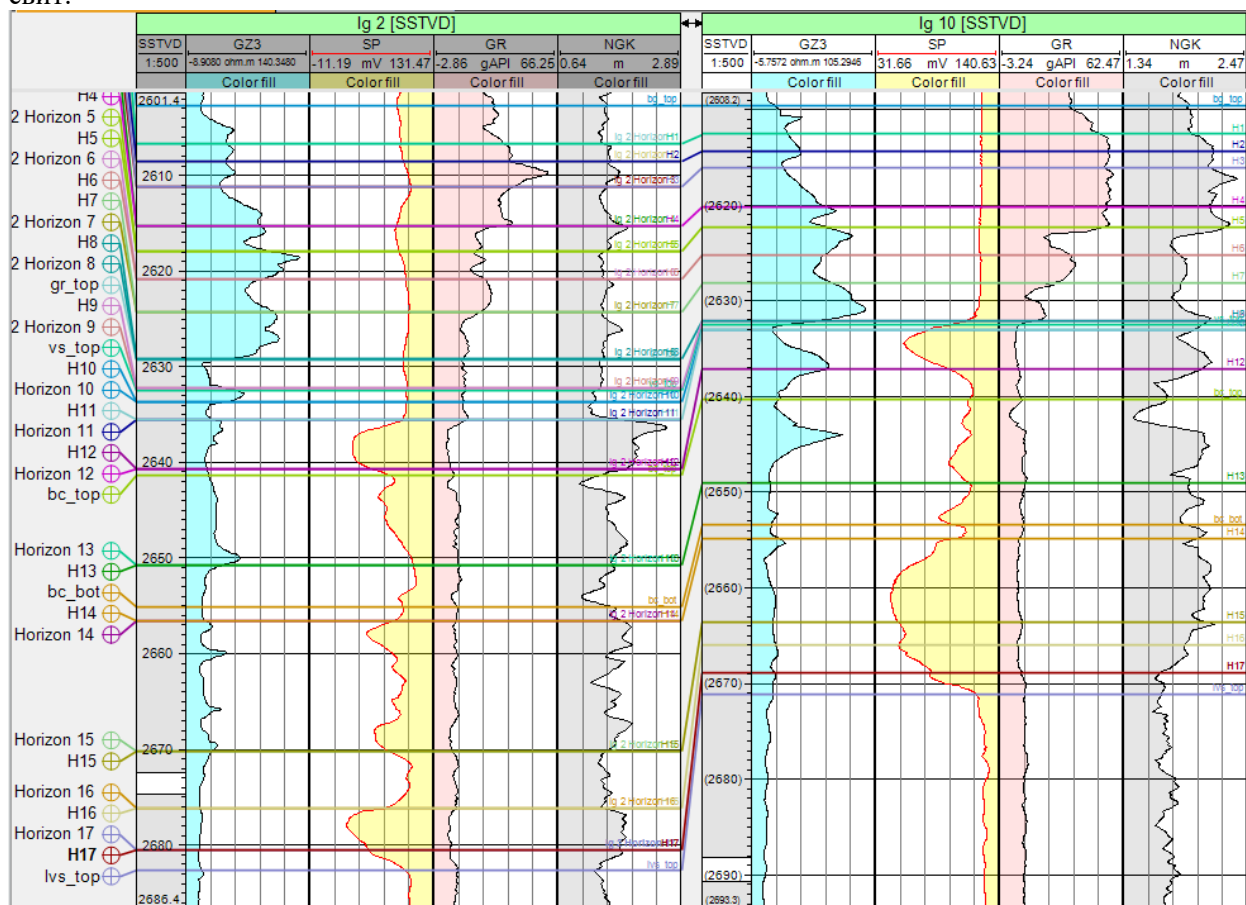


Рисунок 1 - Фрагмент корреляционной схемы верхнеюрских отложений

Структурные карты по полученному набору горизонтов позволили проследить историю тектонического развития территории исследования, совместно с анализом скважинных данных позволили оценить углеводородный потенциал [4]. Проведено детальное изучение Игольско-Талового месторождения по данным сейсморазведки и комплекса ГИС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Брудучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.

2. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Гришкевич В.Ф. Изложение задачи корреляции большого числа скважин в терминах теории расчлененных алгоритмов. // Методы математического моделирования при решении прикладных задач нефтяной геологии. Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 192. – Тюмень, 1984. – с. 15-19.
4. Кропачев Н.М. Реконструкции литолого-фациальных моделей горизонта Ю1 васюганской свиты по данным сейсморазведки и бурения / Н.М. Кропачев, К.Г. Скачек, отв. ред. Г.Г. Шемин; ОАО «СибНАЦ», ЗАО «Научн.-произв. центр «СибГео»», ООО «Лукойл – Западная Сибирь», ТПП «Когалымнефтегаз». – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2008. – 137 с. + 5 вкл.
5. Лапковский В.В., Истомин А.В., Конторович В.А., Бердов В.А. Корреляция разрезов скважин как многомерная оптимизационная задача // Геология и геофизика, 2015, том. 56, с. 624-630.
6. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточный районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.
8. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972-1012.

СТРУКТУРА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ЮЖНО-ЯМАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Юдин Сергей Валерьевич

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, sergeyyudin@gmail.com

Сесь Ксения Валерьевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, SesKV@ipgg.sbras.ru

Установлены особенности структуры гидродинамического поля Южно-Ямальского нефтегазоносного района. Рассчитаны коэффициенты аномальности пластовых давлений, построены карты приведенных пластовых давлений и напряженности гидродинамического поля. Выявлена четкая гидродинамическая зональность, выраженная в увеличении пластовых давлений с глубиной.

Ключевые слова: гидродинамическое поле, коэффициент аномальности пластовых давлений, нефтегазоносные отложения.

HYDRODYNAMIC FIELD STRUCTURE OF THE SOUTH YAMAL OIL AND GAS BEARING REGION

Yudin Sergey Valerievich

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, sergeyyudin@gmail.com

Ses Ksenija Valeriewna

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, junior research scientist, seskv@ipgg.sbras.ru

The features of the hydrodynamic field structure of the South Yamal oil and gas bearing region are established. The anomalous pressures are calculated, the maps of the reduced reservoir pressures and hydrodynamic field strength are plotted. A direct hydrodynamic zonality is revealed, is shown in increasing reservoir pressures with depth.

Keywords: hydrodynamic field, anomalous pressures, oil-and-gas bearing deposits.

Гидродинамические исследования нефтегазоносных отложений Западной Сибири были начаты в середине пятидесятых годов прошлого века. Их результаты отражены в работах многих исследователей: И.В. Гормонова, В.И. Дюнина, С.В. Егорова, Ю.Г. Зими́на, А.Э. Конторовича, В.А. Кошляка, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, Б.Ф. Маврицкого, В.М. Матусевича, В.В. Нелюбина, А.Д. Резника, А.А. Розина, Ю.К. Смолянцова, В.В.Трушкина, В.К. Федорова, Л.И. Швыдковой, О.Н. Яковлева [1 – 3]. При этом изученность гидродинамических условий Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) неоднородна. Детальных гидродинамических исследований практически не проводилось.

Гидродинамические исследования широко применяются при нефтегазопроисследовательских работах. Наибольшая вероятность открытия промышленных скоплений углеводородов связана с эллипсоидной геодинамической водонапорной системой, которая широко развита в пределах южных районов Ямальской НГО.

Для анализа гидродинамических условий территории исследования были обобщены результаты испытания и гидрогеохимического опробования 373 объектов. При анализе использованы результаты петрографических исследований керна и интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Была проведена оценка достоверности фактического материала. В соответствии с имеющимися методическими приемами гидродинамических исследований были рассчитаны основные гидродинамические параметры. Коэффициенты аномальности гидродинамического поля были посчитаны по формуле, предложенной М.Б. Букаты с соавторами [4]:

$$Ka = P_{пл} / P_{уг},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{уг}$ – условное гидростатическое давление на глубине замера $P_{пл}$.

Расчеты сведены в таблицу 1. Градации по коэффициенту аномальности [4]: пониженные (0,8 – 0,95); нормальные (0,95 – 1,05); повышенные (1,05 – 1,15); аномально высокие (более 1,15) пластовые давления (АВПД).

Отложения апт–альб–сеноманского гидрогеологического комплекса представлены переслаиванием песчаных и глинистых пород маррессалинской, яронгской и верхней частью танопчинской свит. Пластовые давления изменяются от 6,4 до 21,7 МПа. Для комплекса характерны нормальные и повышенные пластовые давления (рис. 1).

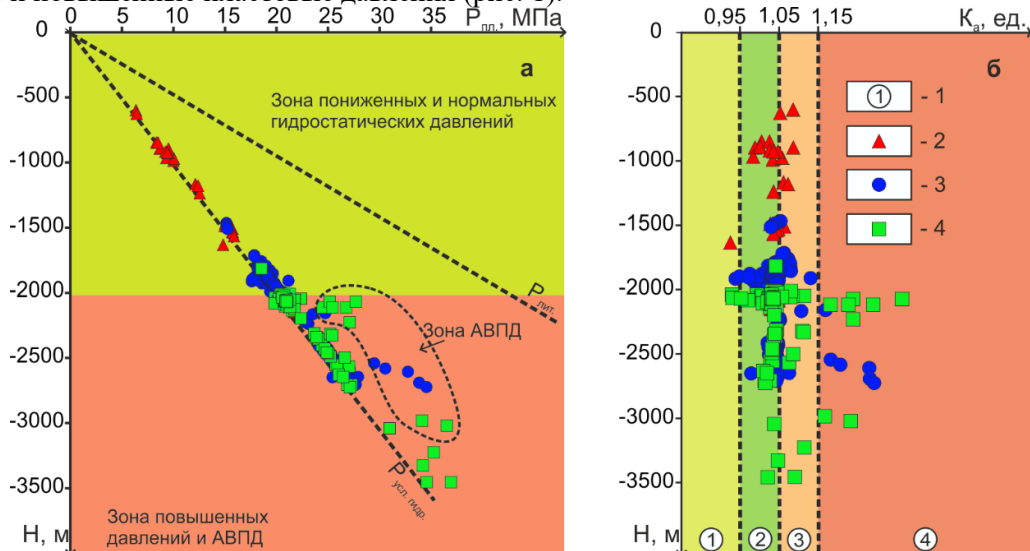


Рисунок 1 – Изменение пластовых давлений (а) и коэффициента аномальности (б) с глубиной.

1 – зоны давлений (K_a) по М.Б. Букаты, В.А. Зуеву [4]: 1-пониженные, 2-нормальные, 3-повышенные, 4-аномально высокие пластовые давления; 2 – апт-альб-сеноманский, 3 – неокомский, 4 – юрский гидрогеологический комплекс.

Пониженные пластовые давления ($K_a=0,93$) получены в скв. №5 Нурминского месторождений из интервала 1478-1787 м. Коэффициент аномальности в среднем составляет 1,0 (табл. 1). Неокомский гидрогеологический комплекс представлен чередованием песчаных и глинистых толщ. Для него характерны нормальные и повышенные пластовые давления от 12,7 до 34,6 МПа с коэффициентом аномальности от 0,9 до 1,3. На этом фоне выделяются замеры, проведенные в скв. №102 Новопортовского месторождения и скв. №60 и 66 Ростовцевского месторождения, где выявлены АВПД с коэффициентом аномальности, вплоть до 1,3 (табл. 1).

Таблица 1 – Гидродинамическая характеристика Южно-Ямальского НГР

Название комплекса	$P_{пл},$ МПа	$K_a,$ ед.	$K_{п},$ %
Апт-альб-сеноманский	6.4-21.7*	0.9-1.1	9.3-22.0
	16,1 (49)	1,0 (49)	19,3 (12)
Неокомский	12.7-34.6	0.9-1.3	13.4-28.8
	21,8 (209)	1,0 (209)	22,4 (139)
Юрский	9.2-36.9	0.9-1.4	9.0-25.9
	22,5 (115)	1,0 (115)	18,4 (154)

* в числителе: предельные значения; в знаменателе: средние значения (количество замеров).

Отложения юрского гидрогеологического комплекса на исследуемой территории представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин, с доминирующей долей песчаного материала в составе. Проницаемая часть верхнеюрского комплекса заглинизирована в пределах Южно-Ямальского НГР. Пластовые давления изменяются от 9,2 до 36,9 МПа. Для комплекса характерны нормальные и повышенные давления (рис. 1). Пониженные давления были получены в скв. №79, 102, 115, 188 и 131 Новопортовского месторождения. АВПД выявлены в скв. №88, 92, 104, 113, 137 и 178 Новопортовского месторождения. Коэффициент аномальности изменяется от 0,9 до 1,4. Отложения палеозойского комплекса слабо изучены и их гидрогеологическое расчленение невозможно (табл. 1). Таким образом, в гидрогеологическом разрезе Южно-Ямальского НГР проявляется четкая гидродинамическая зональность, выраженная в увеличении пластовых давлений с глубиной (рис. 1).

Согласно построенным картам приведенных пластовых давлений и напряженности гидродинамического поля в пределах неокомского комплекса наблюдается тенденция к увеличению пластовых давлений от Байдарацкого, Средне-Ямальского и Северо-Каменномысского месторождений к Новопортовскому (рис. 2 А). Максимальное давление достигает 75 МПа в скв. №5 Нурминского месторождения, в интервале 2235-2240 м, минимальное – 17,9 МПа на Усть-Юрибейском месторождении, в интервале 1709-1715 и 1714-1723 м, скв. №30. Наблюдается рост напряженности гидродинамического поля в северо-западном направлении (рис. 2 В).

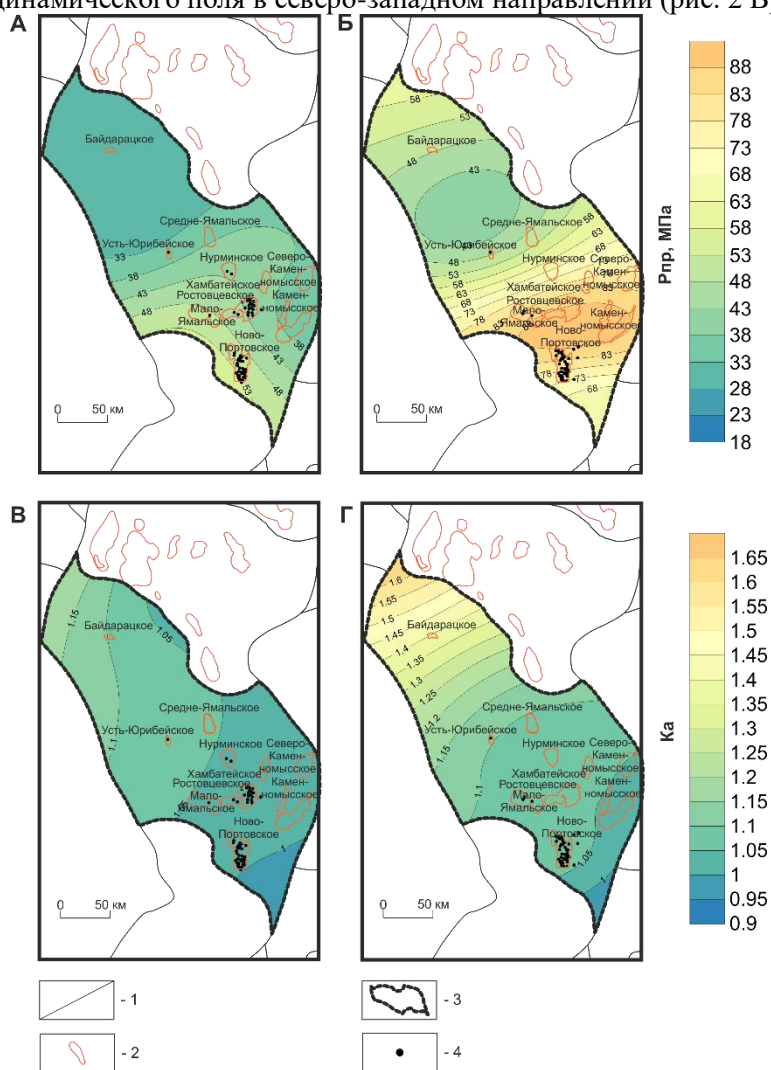


Рисунок 2 – Карты приведенных пластовых давлений и напряженности гидродинамического поля для неокомского (А, Б) и юрского (В,Г) комплексов.

1 – границы НГР, 2 – Южно-Ямальский НГР, 3 – границы месторождений, 4 – скважины.

В юрском комплексе наблюдается латеральная гидродинамическая зональность, которая проявляется в закономерном увеличении пластовых давлений в северо-западном направлении от Усть-Юрибейского месторождения к Байдарацкому и в юго-восточном направлении от Усть-Юрибейского месторождения к Новопортовскому (рис. 2 Б). Пластовые давления достигают значений до 118 МПа в скв. №98 Новопортовского месторождения. Для данного месторождения характерны и наиболее низкие пластовые давления – 9,2 МПа (скв. № 115). Наблюдается рост напряженности гидродинамического поля в северо-западном направлении Новопортовского месторождения к Байдарацкому (рис. 2 Г). Кроме того, в пределах Новопортовского месторождения встречены пониженные давления с коэффициентом аномальности от 0,91 до 0,93.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов / Дюнин В.И., Корзун В.И. – М.: Научный мир. – 2005. – 524 С.
2. Кругликов Н.М. Вопросы динамики подземных вод севера Западной Сибири / Кругликов Н.М., Яковлев О.Н. // Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР. – Л.: Недра. – 1967. – С. 143-181.
3. Курчиков А.Р. Гидродинамические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра. – 1992. – 230 С.
4. Букаты М.Б. Обработка и интерпретация данных в нефтегазопроисковой гидрогеологии: учебное пособие / Букаты М.Б., Зуев В.А. – Томск: ТПУ. – 1990. – 96 С.

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПЕРИКРАТОННОГО ПРОГИБА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ НОВЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Якупова Елена Маратовна

*ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г.Москва, Россия,
научный сотрудник, emyakupova@vniigni.ru.*

Мигурский Феликс Анатольевич

*ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г.Москва, Россия,
заведующий отделом, к.г.-м.н., fam@vniigni.ru.*

Перикратонные прогибы являются масштабными зонами генерации и локализации углеводородов. Это подтверждает мировой опыт открытия подобных зон - поля битумов Атабаски и бассейна Ориноко, газонефтяные месторождения Персидского залива. Изучением и прогнозированием нефтегазоперспективных зон в пределах Предверхоаянского перикратонного прогиба занимались многие исследователи [1,2,3,4,5]. Кроме того, нефтегазоперспективность прогиба доказывают проявления битумов и углеводородов, среди которых встречаются и полупромышленные притоки углеводородов. Степень геолого-геофизической изученности прогиба крайне слаба, соответственно, геологическое строение весьма слабо исследовано. В 2014-2016 гг. в рамках государственных контрактов № 7Ф-14 и 12Ф-14 на территории Предверхоаянского перикратонного прогиба были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D в объеме 1800 пог.км. Произведено уточнение структурного плана горизонтов осадочного чехла Предверхоаянского перикратонного прогиба. Уточнено геологическое строение некоторых антиформных объектов северной части Предверхоаянского прогиба, выделенных ранее по геологической съемке. Новые данные получены по глубинному строению Сетасской структуры и Кютингдинского грабена. В пределах северной части Предверхоаянского перикратонного прогиба рекомендуется проведение дальнейших геологоразведочных работ с целью оценки перспектив нефтегазоносности и подготовки объектов для параметрического бурения.

Ключевые слова: перикратонный прогиб, сейсмические исследования, горючие сланцы, структурный план.

REFINEMENT OF GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE PREDVERHOYANSKY FOREDEEP NORTHERN PART AS A RESULTS OF THE NEW GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL WORKS

Yakupova Elena Maratovna

*Federal State Budget Institution «All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute», Moscow, Russia,
Research Officer, emyakupova@vniigni.ru.*

Migursky Feliks Anatolievich

*Federal State Budget Institution «All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute», Moscow, Russia,
Head of department, Ph.D. in Geology, fam@vniigni.ru.*

Foredeeps are large areas of generation and localization of hydrocarbons. This fact is confirmed by the world experience of the discovery of such zones as the bituminous fields of the Athabasca and Orinoco basins, oil and gas fields of the Persian Gulf. Studying and forecasting oil and gas perspective zones within Predverhoayansky foredeep have been studied by many researchers. In addition, the oil and gas potential of Predverhoayansky foredeep is proved by symptoms of bitumens and hydrocarbons, among which there are also semi-commercial inflows of hydrocarbons. The degree of geological and geophysical study of the foredeep is very weak, accordingly, the geological structure is very poorly studied. In 2014-2016 years for the state contracts No. 7F-14 and 12F-14 in the territory of Predverhoayansky foredeep was carried out 2D seismic surveys in a volume of 1800 km. The structural plan of the horizons of the sedimentary cover of Predverhoayansky foredeep has been refined. The geological structure of some antiform objects of the northern part of Predverhoayansky foredeep, previously identified by geological survey, has been specified. New data was obtained according to data of the deep structure of Setascaya structure and Cutungdinsky Graben. Within the Predverhoayansky foredeep northern part it is recommended to conduct further exploration work to assess the petroleum potential and preparation of objects for parametric drilling.

Keywords: foredeep, seismic surveys, oil shale, structural plan.

Предверхоаянский перикратонный прогиб расположен на восточной окраине Сибирской платформы и протягивается от низовий Лены до субширотного нижнего течения Алдана. На востоке граничит с надвинутыми на него северным и средним сегментами Верхоянской складчатой области. Дорифейский фундамент погружен на глубины от 5 до 15-20 км. Прогиб выполнен отложениями палеозоя - юры платформенного типа и мощными (до 4-5 км) тонкообломочными угленосными толщами нижнего и верхнего мела. На большей части площади прогиба они залегают полого моноклинально и лишь во внутренней зоне смяты в линейные складки, осложненные надвигами. Эта внутренняя зона прогиба выделяется в качестве самостоятельного Предверхоаянского надвигового пояса [6]. По нефтегазогеологическому районированию, Предверхоаянский прогиб расположен в северной части Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции (НГП) и входит в Предверхоаянскую нефтегазоносную область (НГО). В работе рассматривается северная часть Предверхоаянского перикратонного прогиба.

Основные перспективы нефтегазоносности района исследования связаны с отложениями палеозоя, нижнего мезозоя и, возможно, верхнего протерозоя. Первоочередными объектами исследования являются терригенные отложения пермо-триасового и юрского возраста, промышленная продуктивность которых подтверждена открытием месторождений в пределах Вилуйской гемисинеклизы и в средней части Предверхоаянского прогиба (Средневилуйское, Толонское, Матахское, Соболах-Неджелинское, Бадаранское, Усть-Вилуйское, Собо-Хаинское, Среднетюнгское газоконденсатные и Нижневилуйское газовое месторождения).

Вследствие крайне слабой изученности северной части прогиба многие вопросы геологического строения приходится решать, основываясь преимущественно на материалах геологических съемок. На севере Предверхоаянского краевого прогиба пробурено всего пять глубоких скважин, а качество и плотность сети сейсмических профилей не позволяет уверенно подготовить перспективные объекты.

С 2014 по 2016 год в рамках государственных контрактов 7Ф-14 и 12Ф-14 в северной части прогиба были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D (рис.1). Качество новых сейсмических разрезов существенно выше, чем материала, полученного в начале 80-х годов.

Одним из новых профилей является профиль №140304А. В результате привязки основных отражающих горизонтов сейсмических профилей 140304А, 140308, 140307, 140305 по каротажу и разбивкам скважин Дьяпальская-1 и Говоровская-1 нами выполнена интерпретация сейсмического временного разреза Сетасской антиклинальной структуры, ранее выявленной геологической съемкой. Уточнено глубинное строение возможных ловушек углеводородов, подсчитаны локализованные ресурсы перспективных палеозойских и мезозойских отложений категории Дл, а также даны рекомендации по бурению параметрической скважины.

Геолого-геофизический разрез Сетасской структуры, построенный на основании сейсмических данных и результатов бурения Говоровской и Дьяпальской скважин показывает, что эта антиклиналь имеет принадлежность к характеру и аналогична принадлежностью к структуре Соболах-Маянского вала, частично изученного Алысардахской скважиной 2480. Наиболее перспективная часть структуры, с которой может быть связана антиклинальная ловушка с резервуарами в горизонтах кембрия, пермо-триаса и нижней юры расположена намного выгоднее, всякого крыла Соболах-Маянского вала, вскрытого Алысардахской скважиной. Она расположена в лежащем крыле структуры. Соответственно, ФЕС гранулярных коллекторов ловушки, расположенной в этом блоке могут быть сохранены от динамического уплотнения в большей степени.

Кроме того, важными результатами сейсмических работ можно считать уточнение строения Кютингдинского грабена пересеченного сейсмическими профилями 140309 и 140306. Интерпретация новых сейсмических профилей показала более высокие перспективы нефтегазоносности, чем это представлялось ранее. В пределах Кютингдинского грабена по сейсмическим данным установлена большая мощность осадочного чехла (свыше пяти километров). До получения результатов интерпретации новых профилей она оценивалась величиной до 1500 м. Новые данные свидетельствуют о возможном широком развитии ловушек УВ, типичных для рифтовых структур и достаточно хорошей их закрытости.

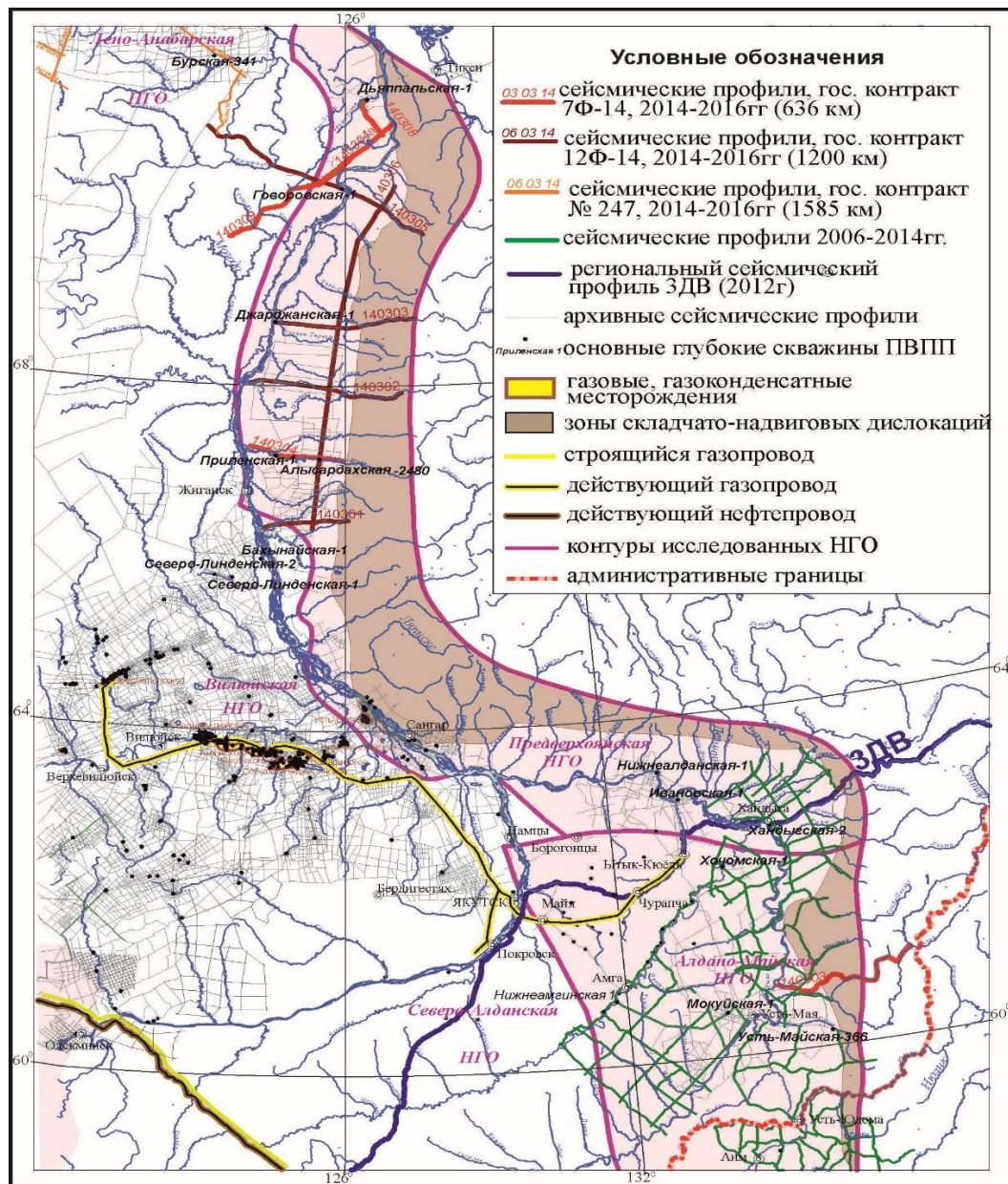


Рисунок 1 – Схема изученности востока Сибирской платформы сейсморазведкой и глубоким бурением.

Можно предположить другие благоприятные факторы наличия в районе Кютингдинского грабена высоких перспектив нефтегазоносности. Грабен мог выполнять роль транзитной зоны для выноса хорошо отсортированных осадков, создавая качественные коллекторы. Кроме того, имея трансформный по отношению к фронту складчатости характер, Кютингдинский грабен создавал условия для формирования присдвиговых антиклинальных ловушек при перемещении. Подобные ловушки являются наиболее перспективными для формирования резервуаров, по аналогии с месторождениями Сибирской платформы (Бысыхтахское, месторождения Ангарской зоны складок). Весьма вероятно, что в пределах грабена от размыва должны были сохраниться богатые органическим веществом кембрийские отложения, фациальные аналоги нефтематеринских пород куонамской свиты. По результатам геологической съёмки установлено, что для данного района характерно наличие горючих сланцев не только в нижнем-среднем кембрии, но и в верхнем. Осадочный чехол грабена может содержать ловушки различного типа. При ширине более 50 км. Кютингдинский грабен может рассматриваться в качестве перспективной зоны нефтегазовой аккумуляции. Таким образом, Кютингдинский грабен представляет собой перспективный объект для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ.

В заключении, следует отметить, что до получения качественного сейсмического материала основная часть геологических построений была выполнена на основании данных геологических съемок и требует существенных уточнений и пересмотра. Последние сейсмические данные позволяют по-новому взглянуть на перспективы обнаружения промышленных скоплений в первую очередь нефти в северной части Предверхооянского перикратонного прогиба. Сложность геологического строения при все еще недостаточной плотности сейсмических профилей и скважин указывает на необходимость проведения дальнейших геологоразведочных работ в рассматриваемом районе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Сафронов А.Ф. Тектонические условия нефтегазоносности древних платформ / Сафронов А.Ф. – М.: ВНИГНИ, 1981.
2. Сафронов А.Ф. Геология и перспективы нефтегазоносности северной части Предверхооянского прогиба. / Сафронов А.Ф. – Новосибирск: «Наука», 1974. - 112 с.
3. Микуленко К.И. Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы. / Микуленко К.И., Паршин А.В., Хмелевский В.Б. – Новосибирск, 1984. - С. 81-88.
4. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1:1000000 (новая серия) / под ред. Пук П.С. Нефть и горючие газы // Объяснительная записка. Лист R-(50)-52 – Тикси. – Л.: ВСЕГЕИ, 1984. – С. 15-26.
5. Гайдук В.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. / Гайдук В.В., Прокопьев А.В. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1999.
6. Прокопьев А.В. Деформационные структуры складчато-надвиговых поясов. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). / Прокопьев А.В., Дейкуненко А.В. – М.: МАИК "Наука/Интерпериодика", 2001.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ДИНАМИКИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ КУОНАМСКИМ КОМПЛЕКСОМ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО ДАННЫМ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ярославцева Екатерина Сергеевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, YaroslavtsevaES@ipgg.sbras.ru

Курейская синеклиза – крупнейший слабоизученный объект на континентальной территории России, перспективный на нефть и газ. Основная нефтегазовая система этой территории включает куонамскую нефтегазопроизводящую толщу и клиноформный комплекс майского века. На основании фактических материалов проведена реконструкция динамики генерации углеводородов в отложениях куонамского комплекса Курейской синеклизы методами бассейнового моделирования.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, куонамская нефтегазопроизводящая толща, Курейская синеклиза, Восточная Сибирь.

RECONSTRUCTION OF HYDROCARBON GENERATION DYNAMICS IN KUONAMKA FORMATION OF KUREYKA SYNCLINE BY THE RESULTS OF BASIN MODELING

Yaroslavtseva Yekaterina Sergeevna

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, YaroslavtsevaES@ipgg.sbras.ru

Kureyka syncline is the largest petroleum basin of continental area of Russia. Nowadays the opportunity appeared to specify geological structure of the area and to compose source rock evolution pattern using the methods of basin modelling. Reconstruction of the hydrocarbon generation dynamic in Kureyka syncline Kuonamka formation is realized using the structural data of sedimentary cover and potential source rock features of the area.

Keywords: basin modeling, Kuonamka source rock, Kureyka syncline, Eastern Siberia

Курейская синеклиза представляет собой надпорядковую отрицательную структуру, которая занимает обширную территорию севера Сибирской платформы. Ее площадь составляет около 660 тыс. км² [1]. Осадочный чехол на этой территории представлен отложениями позднего протерозоя, палеозоя, триаса и четвертичной системы. [2]

Куонамская нефтегазопроизводящая толща (НГПТ) нижнего-среднего кембрия сформировалась в условиях открытого моря, распространенного в северной части Сибирской платформы. Толща представлена кремнисто-карбонатно-глинистыми породами, чрезвычайно обогащенными рассеянным органическим веществом (РОВ) [3]. К югу от открытого моря располагался солеродный бассейн, в котором накапливались галогенно-карбонатные осадки [4]. Солеродный бассейн отгораживался от моря полосой барьерных рифов, в разрезе представленных органогенными карбонатами [5]. В начале майского века в связи со снижением уровня моря рифовый барьер вышел на дневную поверхность, а на территории некогда солеродного бассейна сформировалась суша. Обширная территория на юге исследуемого района подверглась разрушению и денудации, что привело к формированию мощных клиноформных комплексов осадочных пород [2, 5].

Отложения куонамской НГПТ наиболее детально изучены по материалам из обнажений [6]. Изученный разрез представлен переслаиванием высокоуглеродистых и углеродистых пород, обогащенных аквагенным органическим веществом. Генерированные им нафтиды могли стать источником крупных залежей нефти и газа [6].

Проблема изучения динамики нафтидогенеза в бассейнах, в которых, как на территории Курейской синеклизы, проявился трапповый магматизм, связана с тем, что внедрение траппов приводит к аномальному прогреву пород и существенно меняет условия нефтегазообразования и сохранности скоплений углеводородов [7]. Поэтому целесообразно проводить исследование динамики генерации углеводородов (УВ) в два этапа: 1. реконструировать динамику генерации УВ

на период до начала траппового магматизма и 2. оценить влияние траппов на характер нефтегазоносности. В настоящей работе для куонамского генерирующего комплекса было выполнено вычислительное моделирование динамики и масштабов генерации УВ на дотрапповый период.

Основой для работы послужили результаты структурных, литологических, палеогеографических и других построений, выполненных в ИНГГ СО РАН, в том числе данные о толщинах потенциальной нефтегазопроизводящей толщи, начальных содержаниях в ней органического углерода, степени катагенеза РОВ, значение нефтегазогенерационного потенциала куонамской нефтегазопроизводящей толщей (НГПТ), основанные на рабочих материалах ИНГГ СО РАН и открытых литературных источников. Средняя мощность генерирующей части куонамской свиты была принята равной 10 м, начальное содержание $C_{орг}$ 15% и начальное значение генерационного потенциала 750 мг УВ/г $C_{орг}$ [6].

По результатам моделирования на территории Курейской синеклизы отчетливо выделяются два очага нефтеобразования, соответствующие депрессионным зонам осадочного чехла: Ламско-Хантайский и Туринский (рис. 1). Отложения куонамского комплекса в Туринском очаге начали входить в главную зону нефтеобразования 475-450 млн лет назад, в ордовике. В позднем ордовике и силуре площадь, на которой куонамский комплекс вошел в главную зону нефтеобразования, расширилась и начал формироваться крупный очаг генерации углеводородов. Одновременно начал зарождаться Ламско-Хантайский очаг. К концу силура и в девоне интенсивность генерации УВ в Туринском очаге достигла максимума, а в конце девона и раннем карбоне в Туринском очаге отложения куонамского комплекса достигли глубин и температур, при которых интенсивность генерации начали снижаться.

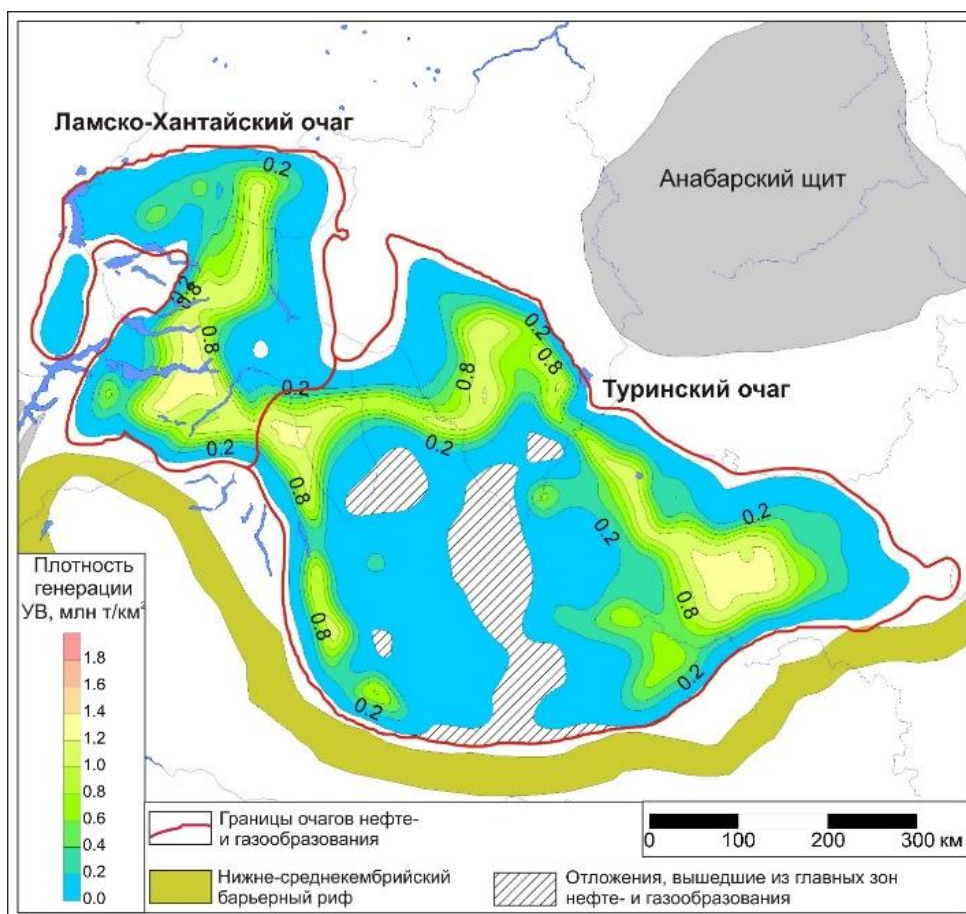


Рисунок 1 – Схема распределения плотности генерации углеводородов в куонамском комплексе за период 350-325 млн лет - ранний карбон. (С использованием материалов ИНГГ).

В это время в Ламско-Хантайском очаге отложения куонамской свиты постепенно входили в главную зону нефтеобразования. К концу позднего карбона в центральной части Туринского очага генерация УВ полностью прекратилась. В это время в Ламско-Хантайском очаге интенсивность генерации УВ достигла максимума. Распределение очагов генерации на конец анализируемого

периода определяется тем, что в центральных частях депрессионных зон генерационный потенциал отложений уже реализован, а периферийные более приподнятые части еще не вошли в фазу интенсивной генерации. Таким образом, очаги интенсивной генерации УВ на этом этапе в основном приурочены к склонам палеовпадин.

Следует заметить, что, согласно результатам моделирования, в Туринском очаге значительная часть генерационного потенциала куонамского комплекса к началу перми была реализована. Скорее всего, к началу внедрения траппов основная часть залежей была сформирована за счет УВ, генерация которых имела место в девоне, позднем карбоне и ранней перми. Таким образом, внедрение интрузий траппов в тело куонамской свиты в конце перми – начале триаса в Туринском очаге генерации уже не могла существенно сказаться на ее генерационном потенциале. Несколько большим такое влияние могло быть в Ламско-Хантайском очаге. В нем активная генерация углеводородов могла продолжаться до конца карбона включительно. Массу генерированных к началу перми куонамской НППТ УВ на рассматриваемой территории можно оценить величиной 570 млрд т. Отметим, что формирование определенной части ресурсов УВ могло быть и, несомненно, было связано с нефтегазопроизводящими толщами другого возраста: рифеем, силуром (граптолитовые сланцы) и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А. Э. Тектоническая карта венд-палеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович, В.С. Старосельцев, М.М. Мандельбаум, А.В. Мигурский, С.А. Моисеев, А.Ф. Сафронов, В.С. Ситников, Ю.А. Филиппов, А.В. Хоменко, Ю.Г. Еремин, О.В. Быкова // Геология и геофизика. 2009. – Т.50. – №8. – С. 851 – 862.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К., С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Ли Году, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т.40. – №11. – С. 1676 – 1693.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников; Мин-во природ. Ресурсов РФ, Сиб. Науч.-исслед. Ин-т геологии, геофизики и минерального сырья – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. – 148 с. + 3 цв. вкл.
5. Филиппов Ю.А. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопроисковых работ / Ю.А. Филиппов, Н.В. Мельников, А.С. Ефимов, В.И. Вальчак, Н.А. Горюнов, А.А. Евграфов, Е.В. Смирнов, В.А. Щербаков, Култышев В.Ю. // Нефтегазовая геология. – 2004. – Т.2. – №7. – С. 25-35.
6. Парфенова Т.М. Кероген куонамской свиты / Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Л.С. Борисова, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 2010. – Т.51. – №3. – С. 353 – 363.
7. Конторович А.Э. Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1987.

ПОДСЕКЦИЯ 2. НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ДВУХ РЕЖИМОВ

Афанаскин Иван Владимирович

Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, г.Москва, Россия, заведующий лабораторией, к.т.н., Ivan@Afanaskin.ru

Штейнберг Юрий Михайлович

Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, г.Москва, Россия, yush@niisi.ras.ru

Ломакина Ольга Владимировна

Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, г.Москва, Россия, OLomakina@niisi.ras.ru

Рассматриваются вопросы интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин методом двух режимов (Russel). Приводится математическая модель для интерпретации исследований и пример ее применения. Предлагается новая формула для скин-фактора горизонтального ствола.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, горизонтальные скважины, метод двух режимов, метод Рассела, скин-фактор

INTERPRETATION OF HORIZONTAL WELLS TESTS BY THE TWO RATE TESTS

Afanaskin Ivan Vladimirovich

Federal State Institution «Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences», Moscow, Russia, Head of Laboratory, PhD in Engineering Sciences, Ivan@Afanaskin.ru

Shtejnberg Jurij Mihajlovich

Federal State Institution «Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences», Moscow, Russia, yush@niisi.ras.ru

Lomakina Ol'ga Vladimirovna

Federal State Institution «Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences», Moscow, Russia, OLomakina@niisi.ras.ru

The questions of horizontal wells tests interpreting by the two rate tests (Russel) are considered. A mathematical model for interpreting studies and an example of its application are given. A new formula is proposed for the skin factor of the horizontal well.

Keywords: well test, horizontal wells, two rate test, Russell test, skin factor.

Гидродинамические исследования скважин являются важным источником информации для инженеров по разработке месторождений. Наиболее информативные виды исследований требуют длительной остановки скважин (что ведет к потере добычи нефти), поэтому их объемы неуклонно сокращаются. Особенно это актуально для коллекторов с низкой проницаемостью, где часто используются горизонтальные скважины. Рассмотрим альтернативный способ гидродинамических исследований горизонтальных скважин на неустановившемся режиме без их остановки.

На рисунке 1 представлен пример технологической схемы гидродинамических исследований горизонтальной скважины в низкопроницаемом пласте методом двух режимов [1, 2]. Пример гипотетический, кривая давления рассчитана при заданном дебите и свойствах пласта с помощью программы TESTAR [3]. Далее в качестве примера будет интерпретироваться именно эта кривая.

При изучении диагностического графика Бурде для горизонтальной скважины можно выделить до пяти режимов течения: ранний радиальный режим, полурadiaльный режим, линейный режим, сферический режим и поздний радиальный режим. В зависимости от свойств пласта и флюида, конструкции скважины на практике некоторые режимы могут отсутствовать. Рассмотрим

уравнения притока жидкости к горизонтальной скважине на трех наиболее распространенных (и наиболее интересных с точки зрения количества определяемых при исследованиях параметров) режимах.

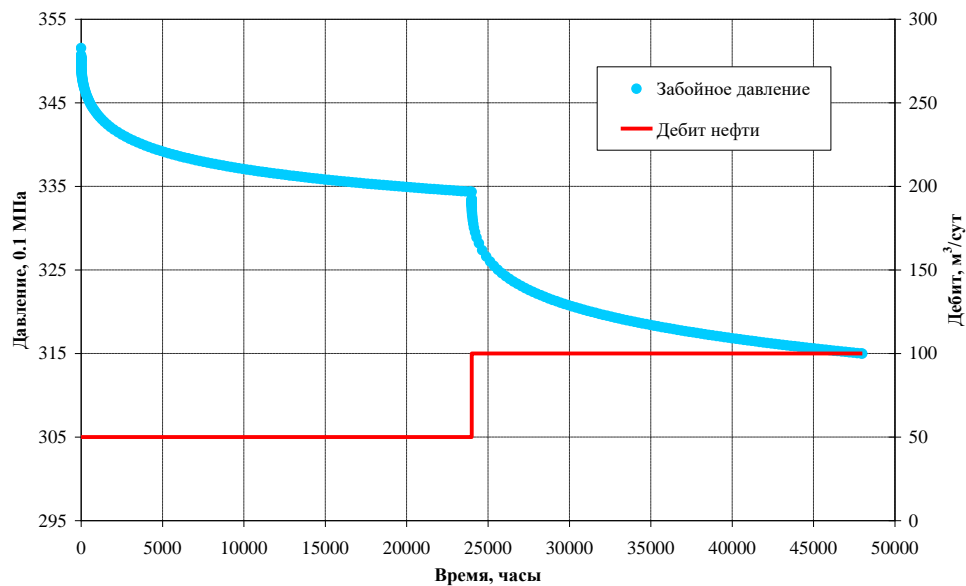


Рисунок 1 – Технологическая схема исследования скважины

Уравнение для притока жидкости к скважине при раннем радиальном течении имеет вид:

$$p_w = m_1 x_1 + p_1, \quad (1)$$

где

$$m_1 = -\frac{21,5q_1 B \mu}{L_e \sqrt{k_r k_z}}, \quad x_1 = \lg\left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1} \lg(\Delta t), \quad (2)$$

где p_w - забойное давление (бар) при работе скважины на втором режиме с дебитом q_2 (м³/сут) на момент времени Δt (час) после изменения режима работы скважины, t_1 - продолжительность первого режима работы скважины с дебитом q_1 , m_1 и p_1 - постоянные коэффициенты, k_r и k_z - радиальная и вертикальная проницаемость (мД), L_e - работающая длина горизонтального ствола скважины (м), μ - вязкость (мПа·с), B - объемный коэффициент (м³/м³).

Определяя по графику p_w от x_1 константы m_1 и p_1 , находят коэффициент анизотропии проницаемости $\alpha z = k_z/k_r$ и скин-фактор на стенке ствола скважины (механический скин-фактор) s_m :

$$s_m = 1,1513 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \cdot \frac{p_w(\Delta t = 0) - p_{1hr}}{m_1} - \lg\left(\frac{\sqrt{k_r k_z}}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3,0923 \right], \quad (3)$$

где

$$p_{1hr} = m_1 \lg(t_1 + 1) + p_1, \quad (4)$$

ϕ - пористость (д. ед.), c_t - полная сжимаемость системы пласт-флюид (1/бар), r_w - радиус скважины (м).

Уравнение для притока жидкости к скважине при линейном течении имеет вид:

$$p_w = p_2 - m_2 x_2, \quad (5)$$

где

$$x_2 = \sqrt{t_1 + \Delta t} + \frac{q_2 - q_1}{q_1} \sqrt{\Delta t}, \quad m_2 = 1,246 \frac{q_1 B}{h L_e} \sqrt{\frac{\mu}{k_r \phi c_t}}, \quad (6)$$

где h - толщина пласта (м).

Определяя по графику p_w от x_2 константу m_2 , находят работающую длину горизонтального ствола скважины L_e .

Уравнение для притока жидкости к скважине при позднем радиальном течении имеет вид:

$$p_w = m_3 x_3 + p_3, \quad (7)$$

где

$$m_3 = -\frac{21,5q_1 B \mu}{h k_r}, \quad x_3 = \lg\left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1} \lg(\Delta t) \quad (8)$$

Определяя по графику p_w от x_3 константы m_3 и p_3 , находят проницаемость пласта в радиальном направлении k_r , пластовое давление p_i и общий (интегральный) скин-фактор скважины s :

$$s = 1,1513 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \cdot \frac{p_w(\Delta t = 0) - p'_{1hr}}{m_3} - \lg\left(\frac{k_r}{\phi \mu c_i L_e^2}\right) + 3,0923 \right], \quad (9)$$

$$p_i = p_3 - \frac{q_2}{q_2 - q_1} [p_w(\Delta t = 0) - p'_{1hr}], \quad (10)$$

где

$$p'_{1hr} = m_3 \lg(t_1 + 1) + p_3. \quad (11)$$

При этом

$$s = s_m + s_h, \quad (12)$$

где s_h - скин-фактор, описывающие различие между притоком жидкости при позднем радиальном режиме к горизонтальной скважине и притоком при радиальном режиме к вертикальной скважине. Его можно определить из формулы (12) если известен s_m по данным о фильтрации на раннем радиальном режиме, либо рассчитать по формуле, полученной авторами статьи из формулы Борисова:

$$s_h = \ln\left(\frac{4r_w}{L_e}\right) + \frac{h^*}{L_e} \ln\left(\frac{h^*}{2\pi r_w}\right) + s_{zw}, \quad h^* = h \sqrt{\frac{k_r}{k_z}}, \quad (13)$$

где s_{zw} можно рассчитать по корреляции, полученной авторами статьи с помощью моделирования:

$$s_{zw} = -0,508 \frac{z_w}{h} + 0,508 \left(\frac{z_w}{h}\right)^2 + 1,002 \alpha_z - 2,74 \alpha_z^2 - 0,011 \quad (14)$$

Корреляция (14) составлена для $0,1 \leq z_w/h \leq 0,9$ (z_w – расстояние от подошвы пласта до горизонтальной скважины) и $0,05 \leq \alpha_z \leq 0,2$. Следует отметить, что в этих пределах z_w/h и α_z поправка на скин-фактор за счет отклонения ствола скважины от середины пласта s_{zw} мала и часто ею можно пренебречь: $-0,1 \leq s_{zw} \leq +0,04$. Коэффициент детерминации для корреляции (14) равен $R^2=0,94$.

Рассмотрим пример интерпретации. Пусть $r_w=0,1$ м; $h=30$ м; $\phi=0,1$ д.ед.; $B=1$ м³/м³; $\mu=1$ мПа·с; $ct=4,267 \cdot 10^{-5}$ 1/бар. Зависимость давления от времени при заданных параметрах (как уже говорилось выше) была получена с помощью программы TESTAR [3] и приведена на рисунке 1. На рисунке 2 приведен диагностический график для второго режима работы скважины.

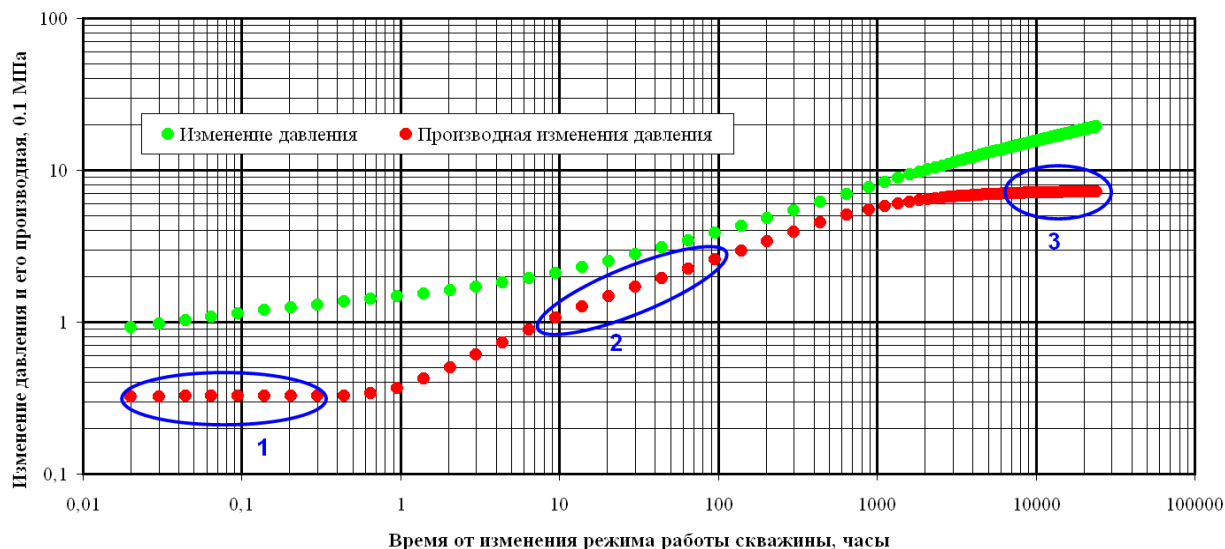


Рисунок 2 – Диагностический график для второго режима работы скважины
1 – раннее радиальное течение, 2 – линейное течение, 3 – позднее радиальное течение

В таблице 1 приведено сравнение параметров, заданных при решении прямой задачи (расчете кривой, приведенной на рисунке 1), и параметров, полученных в результате интерпретации. Видно, что точность определения параметров достаточна для решения практических задач.

Таблица 1 – Результаты интерпретации исследований

Параметры	p_i , 1/ бар	k_r , мД	s , б/р	L_e , м	$\alpha_z = k_z/k_r$, д.ед.	s_m , б/р	s_h , б/р
Прямая задача	351,5	5	-8	1500	0,2	0	-8
Интерпретация	351	4,2	-7,98	1380	0,25	0,5	-8,48

Работа выполнена при поддержке Программы фундаментальных исследований РАН № I.33П, НИР № 0065-2015-0111.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эрлогер Р. мл. Гидродинамические методы исследования скважин / под ред. М.М. Хасанова - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. - 2007. – 512 с.
2. Russell D.G. Determination of Formation Characteristics From Two rate Flow Test / Russell D.G. // J. Pet. Tech. - Dec 1963. – PP. 1347 - 1355.
3. Вольпин С.Г. TESTAR – пакет программ для обработки материалов гидродинамических исследований нефтегазовых пластов / Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Ефимова Н.П. и др // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №5. – С. 58 – 60.

ПРОВЕДЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ КАНАЛОВ НИЗКОГО ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Бахлюстов Александр Игоревич

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, студент, ranycore@gmail.com

Изучены фильтрационные параметры пласта-коллектора на основе результатов трассерных исследований на примере месторождения Западной Сибири. Установлена гидродинамическая взаимосвязь между отдельными скважинами. Выявлены каналы низкого фильтрационного сопротивления и определены способы повышения их сопротивляемости.

Ключевые слова: Западная Сибирь, трассерные исследования, проницаемость, фильтрационные каналы, обводненность

TRACER STUDIES TO IDENTIFY LOW-FILTRATION RESISTANCE CHANNELS

Bakhlyustov Alexander Igorevich

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, student, ranycore@gmail.com

The filtration characteristics of the reservoir were studied according to the tracing results: case study of oil field in Western Siberia. Hydrodynamic communication between individual wells was established. Channels with low filtration resistance were identified and resistance increase ways were determined.

Keywords: Western Siberia, tracer tests, permeability, filtration channels, flooding.

В связи с интенсивной разработкой месторождений углеводородов происходит быстрое увеличение обводненности продукции по многим добывающим скважинам, что в свою очередь приводит к сокращению нефтеотдачи и, следовательно, к существенной потере нефти. Решение задач по снижению темпов обводненности и извлечению запасов в условиях месторождений с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) требуют применения новых технологий по контролю и оценке применяемых мероприятий. Существующие методы исследований не всегда полно и динамично способны отражать информацию, необходимую для качественного анализа.

Поэтому цель данной работы – изучить фильтрационные параметры пласта-коллектора на основе результатов трассерных исследований и определить способы уменьшения обводненности на примере одного из месторождений, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе.

Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской платформы изучаемое нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории южной части субрегиональной структуры – Ямало-Тазовской мегасинеклизы.

Рассматриваемое месторождение характеризуется широким стратиграфическим диапазоном распространения залежей нефти и газа. Этаж нефтегазоносности охватывает толщу осадочных пород осадочного чехла от среднеюрского до поздне мелового возраста и составляет около 2000 м. В его составе выделяют три нефтегазоносных комплекса: средне-верхнеюрский, неокомский и апт-сеноманский. Основная нефтегазоносность связана с горизонтом БВ₈, который содержит 61% геологических запасов нефти месторождения. В целом, залежь горизонта БВ₈ по насыщению УВ является нефтяной с небольшой газоконденсатной шапкой.

Пласт БВ₈¹ представлен песчаниками и алевролитами с невысокими коллекторскими свойствами: значения пористости по керну изменяются от 15,5 до 20,1%, среднее значение – 18,5%, проницаемость по керну изменяется от 0,001 до 0,028 мкм², среднее значение – 0,018 мкм². Для пласта характерно ухудшение коллекторских свойств с севера на юг и от центра к периферии. Толщина пласта в пределах залежи не выдержана, общая толщина варьируется в пределах 1,0-23,8 м и в среднем составляет 8,8 м.

Трассерные (индикаторные) исследования позволяют установить и оценить гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами, между различными

продуктивными горизонтами; достоверно определить объем высокопроизводительной части межскважинной зоны пласта [1].

Сущность индикаторных исследований заключается в том, что в пределах изучаемой залежи выделяется опытный участок, включающий в себя одну нагнетательную скважину (источник индикатора) и группу добывающих скважин (приемники индикатора). Введенный через нагнетательную скважину в пласт-коллектор индикатор с течением времени перемещается к добывающим скважинам, на устье которых через установленные промежутки времени производится отбор проб добываемой продукции. В пробах производится количественное определение содержания индикатора. Для этого используется серийно выпускаемая аналитическая аппаратура, типа хроматографических комплексов «Хроматэк Кристалл 5000.2», «Кристаллюкс-4000М», фотоколориметров КФК-3, КФК-2МП, флуориметры ФАНК-1, Квант-9, Флюорат-2М и др. [2].

Преимущество индикаторного способа по сравнению с аналогами (гидропрослушивание, геофизические, гидрохимические и др. исследования) заключается в том, что он является наглядным методом, позволяющим получить ряд параметров, характеризующих коллекторские свойства залежи непосредственно в пластовых условиях межскважинной области нефтяного коллектора. Область применения технологии не ограничивается способом эксплуатации и оборудованием в скважине, дебитом добываемой жидкости, вязкостью и газовым фактором. Исследования не накладывают ограничений на режим работы эксплуатационных скважин. Технология процесса не требует изменения принятой системы разработки. Применение способа не требует остановки нагнетательных и добывающих скважин, связанной с потерей добычи нефти [3].

На исследуемом месторождении в качестве опытного участка был выбран район скважины 111. Была выполнена закачка индикатора нитрата аммония в пласт БВ₈¹ через нагнетательную скважину 111. Согласно ранее утвержденному плану работ, было закачено 800 кг трассера в виде сухого порошка, предварительно растворенного в 6 м³ пресной воды. В качестве реагирующего окружения были выбраны 20 добывающих скважин, обводненность которых варьируется от 9 до 99 %. Приемистость нагнетательной скважины 111 составила 253 м³/сут. Всего, за период исследования по данному объекту, было выполнено 909 отборов. Часть проб не удалось отобрать по причине проведения ПРС, КРС и «срыва» подачи по скважинам.

В ходе обработки результатов трассерных исследований были построены графики распределения установленных фильтрационных потоков в пределах опытного участка нагнетательной скважины. При построении указанного распределения использовались данные по выявленным (за 60 суток) объемам меченой воды для каждой контрольной скважины в среднесуточном объеме закачки. Также определена степень зависимости контрольных добывающих скважин от закачки в нагнетательную. Построены карты распределения концентрации трассера по пласту БВ₈¹ исследуемого месторождения, а также карты распределения проницаемости.

Из анализа результатов индикаторных исследований на участке нагнетательной скважины 111 изучаемого месторождения можно сделать следующие выводы.

Преимущественные направления фильтрации меченой воды в пределах объекта исследования определены в северной и северо-западных областях. Южная и западная область района исследования слабо охвачена процессом заводнения. Локальный характер развитости групп каналов для контрольных скважин является следствием созданного режима заводнения и отбора залежи нефти пласта БВ₈¹. По исследованному объекту скорость движения нагнетаемой воды в скважину 111 в среднем составляет 49 м/сут. Средняя проницаемость по объекту исследования составляет 13.34 мкм². Основной массоперенос трассера для большинства скважин определен прорывом закачки на скоростях 42 ÷ 1 024 м/сут по каналам проницаемостью 6.8 ÷ 150 мкм². При этом расходуется до 7% суточной закачки в скважину 111. Количество трассера, вышедшего на дневную поверхность за все время исследования (60 суток), составило порядка 10% относительно массы закачки (800 кг). Суммарная производительность установленных фильтрационных каналов составила 18 м³/сут.

Не извлеченная на дневную поверхность часть индикатора, вероятнее всего, продолжает фильтроваться по поровой матрице породы исследуемого пласта. Площадь оторочки на момент окончания исследования составила 17 675 м². Скорость фильтрации меченой воды в районе составила 0.5 ÷ 1.87 м/сут.

Таким образом, анализ результатов трассерных исследований выявил прямую гидродинамическую взаимосвязь между отдельными скважинами и помог установить наличие каналов низкого фильтрационного сопротивления, повышающих обводненность окружающих

добывающих скважин. Проведенные исследования позволят скорректировать работу нагнетательных скважин на месторождении – зная скорость фильтрации закачиваемой жидкости и параметры фильтрационных каналов, можно подобрать наиболее подходящий режим работы, способствующий не столь быстрому обводнению окружающих скважин.

Согласно геологическому описанию продуктивные горизонты месторождений осложнены многочисленными проводящими тектоническими нарушениями. Соответственно наиболее вероятной причиной образования каналов низкого фильтрационного сопротивления является наличие трещин, появившихся в результате повышения давления нагнетания над критическим значением, а также постседиментационных тектонических процессов. Создание градиента давления между нагнетательными и добывающими скважинами будет способствовать раскрытию и росту этих трещин, по которым в результате произойдет прорыв закачиваемой воды в добывающие скважины. Образование вторичной трещиноватости также может происходить самостоятельно при превышении давления нагнетания над давлением разрыва пород. Согласно технологическому режиму среднее давление нагнетания доходит до 500 атм, что превосходит давление разрыва и приводит к образованию каналов низкого фильтрационного сопротивления. Следует отметить, что при наличии в коллекторе природной трещиноватости, вероятность возникновения техногенных трещин увеличивается в несколько раз. В результате возникает смешанная сеть трещин природного и техногенного происхождения.

Вследствие существенного влияния каналов низкого фильтрационного сопротивления на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи возникает необходимость создания искусственного фильтрационного сопротивления в этих каналах. Это может достигаться закачкой в пласт осадкообразующих систем и их композиций. Современные осадкообразующие системы имеют свойство глубоко проникать в пласт (до 300 и более метров). После коагуляции и последующей седиментации образуется устойчивый к размыву водой осадок (длительность и устойчивость определяется технологией). Вследствие чего часть закачиваемой воды направляется на вытеснение из пористой части пласта, находящейся в зонах с низкими коллекторскими свойствами и слабым дренированием жидкости. Тем самым повышается коэффициент охвата заводнением (до 7-8%) и нефтеотдачи (до 3-5%). Еще одним из эффективных методов воздействия на пласт является применение гелеобразующей системы РВ-ЗП-1, технология которой является высокотехнологичной и экологически безопасной для окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Никаноров А.М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. / Никаноров А.М. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
2. Соколовский Э.В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. / Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. – М.: Недра, 1986. – 158 с.
3. Кульпин Л.Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. / Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. – М.: Недра, 1974. – 200 с.

АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СКВАЖИНЫ ПРИ СТИМУЛИРОВАНИИ ПЛАСТОВОГО ПРИТОКА ВОЛНОВЫМИ МЕТОДАМИ

Галкин Евгений Андреевич

Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, г.Москва, Россия, студент, galkin.johny.andr@gmail.com

Диева Нина Николаевна

Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, г.Москва, Россия, ст. преподаватель, к.г.-м.н., ninadieva@bk.ru

В данной работе приводятся анализ влияния различных факторов организации волновых методов для интенсификации притока к скважине с трещиной гидроразрыва пласта на величину максимального давления, формирующегося в ходе воздействия на её забое.

Ключевые слова: Математическое моделирование, волновое воздействие, трещины ГРП.

ANALYSIS OF CONSTRUCTION SAFETY OF A WELL IN SPREADING OF RESERVOIR INFUSION BY WAVE METHODS

Galkin Eugene Andreevich

Gubkin Russian state university of oil and gas, Moscow, Russia, student, galkin.johny.andr@gmail.com.

Dieva Nina Nikolaevna

Gubkin Russian state university of oil and gas, Moscow, Russia, Senior Lecturer, Ph.D., ninadieva@bk.ru.

The paper presents the results of an analysis of the maximum pressure that occurs in a well with a fracture of a reservoir (fracturing) under the conditions of pumping a chemical into it, which can lead to the reservoir of zones with increased pressure in the reservoir. To analyze the process of propagation of the pressure wave in the reservoir, a special mathematical model was created, which was solved numerically for various boundary conditions.

Keywords: mathematical modeling, wave action, hydraulic fracturing

На сегодняшний день при разработке месторождений часто прибегают к различным методам увеличения нефтеотдачи, активно применяют технологии, увеличивающие приток флюидов к скважине. Однако некоторые из них могут сопровождаться и негативными процессами. Так ряд методов волнового воздействия, подразумевающих создание в пласте импульсов высокого давления, допускает возможность нарушения безопасного режима эксплуатации скважины. Например, методы термогазохимического воздействия (ТГХВ) [1] могут приводить к аварийным ситуациям, состоящим в выбросе или прихвате оборудования. Поэтому важно проводить контроль определяющих параметров того или иного процесса воздействия.

В настоящей работе проанализирована величина максимального давления, возникающего на скважине с трещиной гидроразрыва пласта (ГРП), в условиях закачки в неё химического вещества, которое может приводить к возникновению в пласте зон с повышенным давлением. Для анализа процесса распространения волны давления в пласте создана собственная математическая модель, которая решалась численно для различных граничных условий. Результаты приведены ниже.

Моделировалась ситуация, когда зона повышенного давления имеет место в начальный момент расчета и располагается на конце трещины ГРП (рис.1,а). По рисунку 1,б хорошо видно как волна давления преимущественно по трещине идет к скважине. Дальнейшее развитие процесса отражает рисунок 2. Динамика изменения давления на забое скважины с трещиной ГРП при создании в удаленной зоне реакции с повышением давлением представлена на рисунке 3.

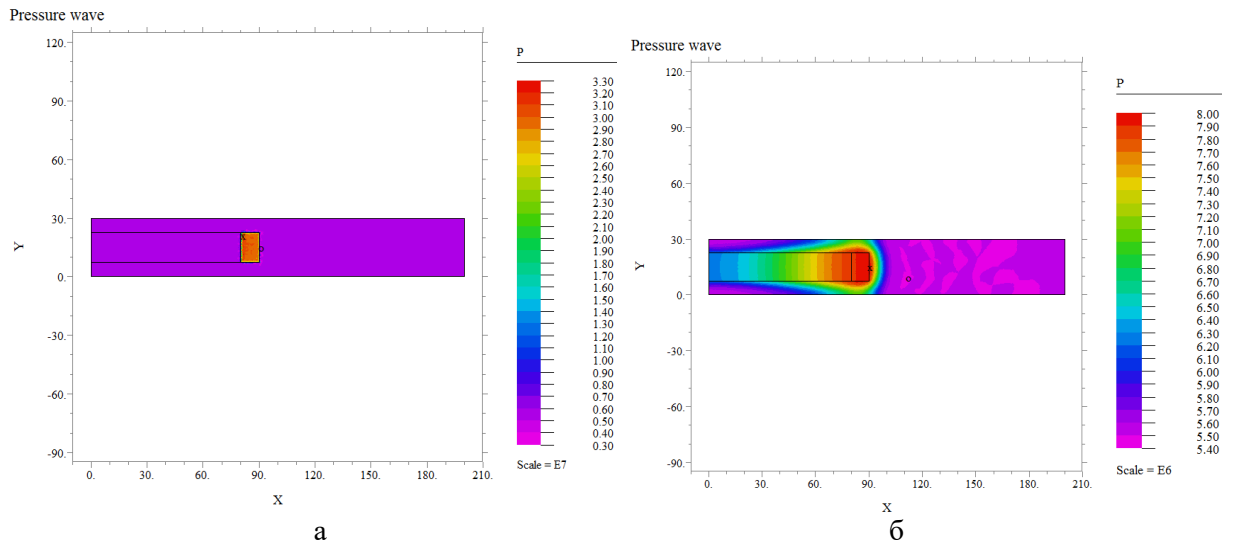


Рисунок 1 - Поле распределения давления в нулевой момент расчета (а) и в первые минуты процесса (б)

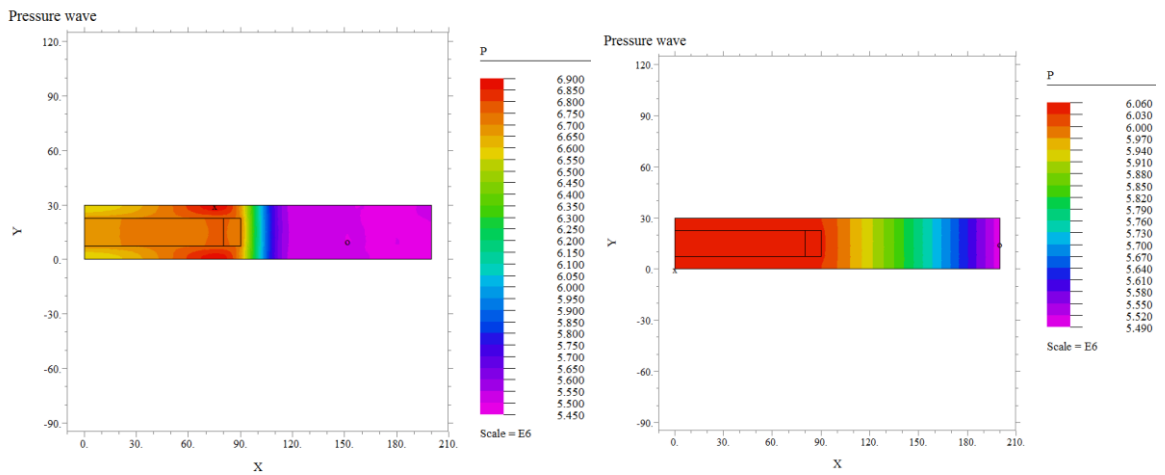


Рисунок 2 - Поле распределения давления в разные моменты расчета

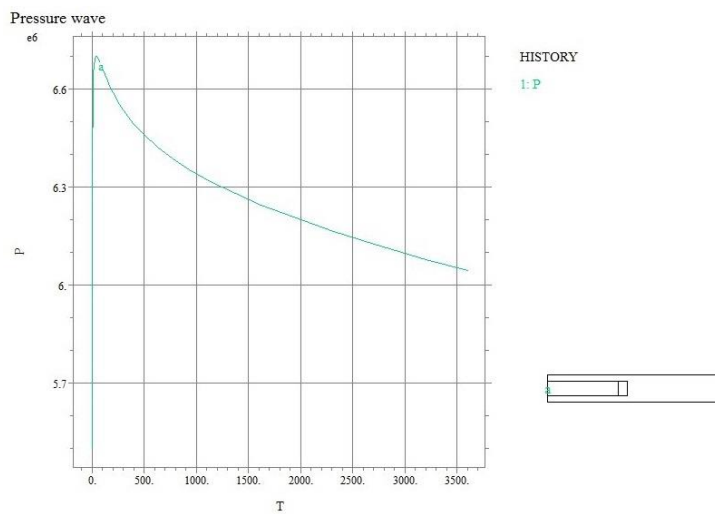


Рисунок 3 - Динамика изменения давления на забое скважины в ходе процесса волнового воздействия

После создания и адаптации модели она была решена для различных граничных условий, соответствующих разным вариантам проведения процесса воздействия, для проведения анализа их влияния на величину максимального давления на скважине (вершина графика на рис.3.). Ниже приведены обобщенные результаты расчетов (рис. 4 – 6).

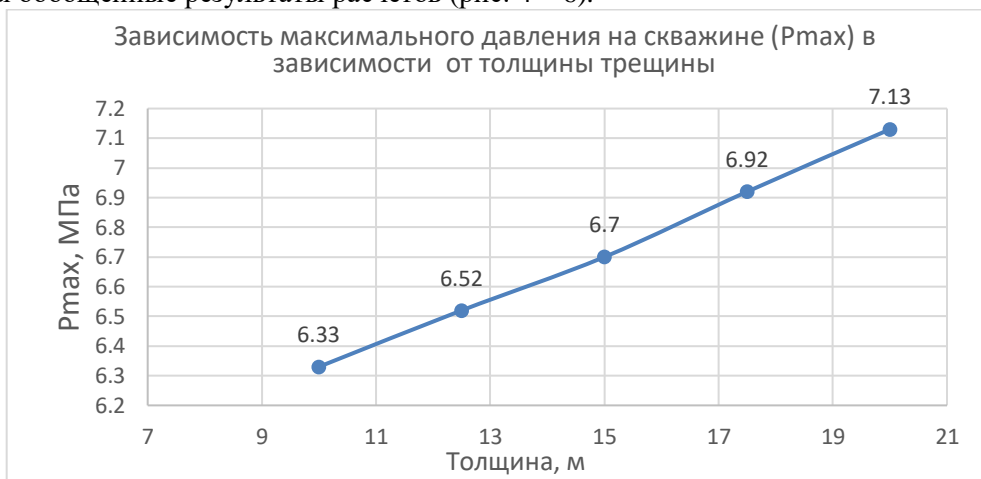


Рисунок 4 - Зависимость максимального давления на скважине в зависимости от толщины трещины

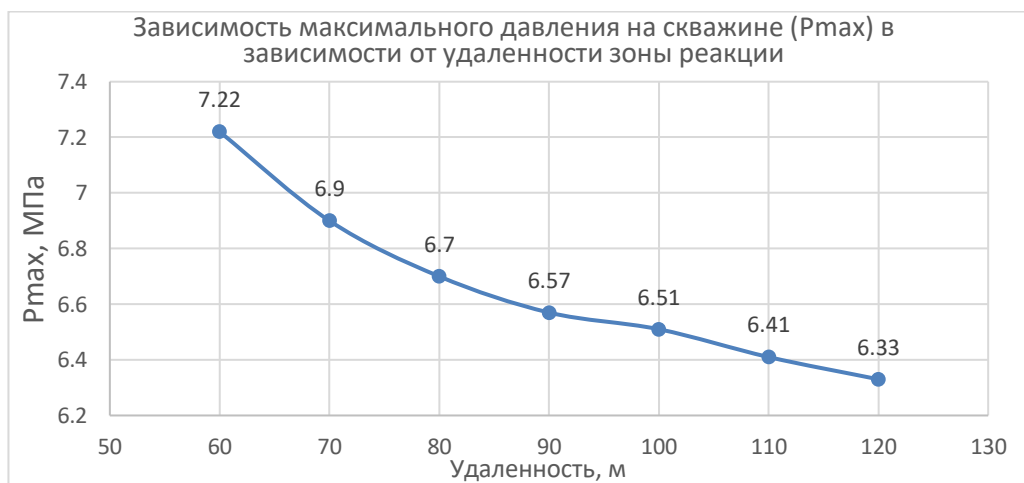


Рисунок 5 - Зависимость максимального давления на скважине в зависимости от удаленности зоны повышенного давления

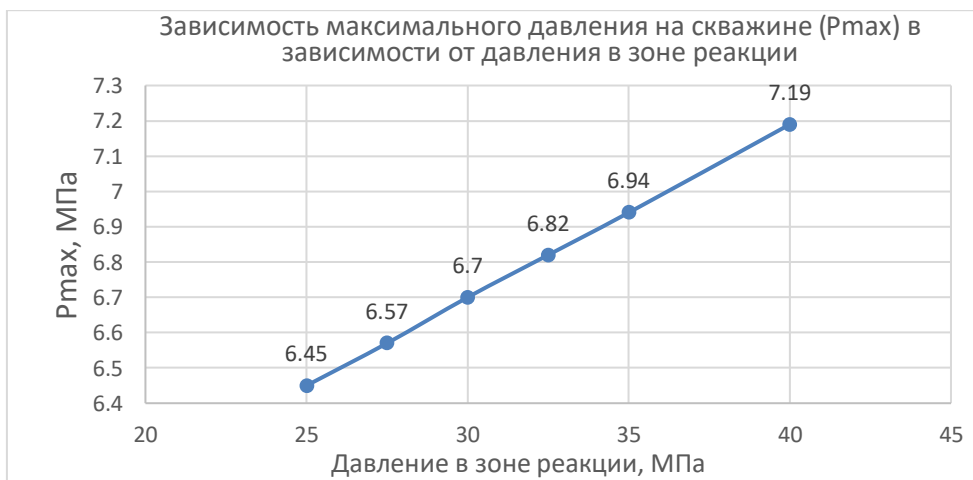


Рисунок 6 - Зависимость максимального давления на скважине в зависимости от давления зоны реакции

По результатам расчета хорошо видно, что давление, приходящее на скважину, зависит от местоположения зоны реакции: чем ближе зона, тем больше давление. Также из графиков видно, что чем больше трещина, тем больше давление приходит на скважину. В принятом диапазоне расчетных величин выявлена прямая зависимость максимального давления на скважине от давления зоны реакции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Вольпин С.Г. Моделирование импульсно-волновой обработки нефтяных пластов методом термогазохимического воздействия / Вольпин С.Г., Смирнов Н.Н., Кравченко М.Н., Диева Н.Н. // М.: Сборник научных трудов ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова. – 2013. – с. 1-8.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Журавлева Алёна Сергеевна

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия, студент, zhuravlevaa017@gmail.com

Синцов Иван Алексеевич

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия, преподаватель, доцент, к.т.н., ivan_sintsov@mail.ru

В данной работе предложен новый метод скрининга технологий повышения нефтеотдачи, основанный на полностью нечетком интервале применимости. Он позволяет более точно определить эффективность методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири. Выполнены расчеты и получены зависимости коэффициента применимости от проницаемости для закачки CO₂.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи, критерии применимости, скрининг МУН, диапазон применимости.

THE RATIONALE APPLICABILITY OF GAS EOR METHODS

Zhuravleva Alena Sergeyevna

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, student, zhuravlevaa017@gmail.com.

Sintsov Ivan Alekseyevich

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, Lecturer, Docent, Ph.D., ivan_sintsov@mail.ru

This paper proposes a new screening method of oil recovery increase technologies, based on a completely fuzzy range of applicability. It allows to more accurately determine the effectiveness of different oil recovery increase methods in fields of West Siberia. Calculations are performed and dependency ratio of applicability of permeability for CO₂ injection are obtained.

Keywords: hard to recover reserves, EOR methods, applicability criteria, EOR screening, range of applicability

Большинство месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки, они характеризуются сложным строением и значительной долей остаточных запасов. Добыча нефти на месторождениях может быть существенно повышена за счет современных методов воздействия на пласты. В настоящее время методика выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи при проектировании разработки нефтяных месторождений представляет собой сложную процедуру, вследствие отсутствия определенного алгоритма подбора технологий воздействия для конкретных геолого-физических и экономических условий разработки.

Основными трудами в исследование эффективности применения и скрининга газовых методов увеличения нефтеотдачи стали работы Табера, Аладасани, Муслимова [1,2,3]. Данными авторами были определены интервалы применимости методов для критериев, основанные на статистической обработке опыта реализации проектов применения МУН на практике. Главными критериями являются: тип коллектора, глубина залегания, проницаемость коллектора, начальная нефтенасыщенность, нефтенасыщенная толщина, пластовая температура, вязкость и плотность нефти.

Существует несколько методов скрининговых исследований. Традиционный скрининг осуществляется по принципу: «применим - не применим» и предусматривает использование поисковых таблиц с установленными «экспертными» интервалами применимости [4]. В данном методе усредненные критерии сопоставляются с табличными значениями и вычисляется критериальный параметр применимости, зависящий от их попадания или непопадания в интервал применимости. Строгие границы применимости методов приводят к тому, что даже небольшое отклонение от установленного интервала является причиной отрицательного решения о применимости данного типа МУН. Для преодоления данной проблемы используют скрининг, основанный на нечеткой логике. Выделяют дополнительные доверительные интервалы за

пределами границ применимости, критериальный параметр применимости в которых может принимать значения от 0 до 1 [5]. Данные интервалы обоснованы опытом реализации методов увеличения нефтеотдачи на практике, полученные значения не являются универсальными при выборе МУН для конкретных геологических объектов. Главной задачей в данной работе является выработка полностью нечеткого интервала применимости для основных критериев, в первую очередь для проницаемости. Для ее выполнения рекомендуется провести многовариантное гидродинамическое моделирование с изменением параметра проницаемости для нескольких характерных для определенного типа залежей синтетических моделей. Для расчетов была выбрана закачка CO₂ и использована универсальная гидродинамическая модель верхнеюрского коллектора в программном комплексе «Tempest More 7.0». Основные характеристики модели: объемный коэффициент нефти - 1.09 м³/м³, вязкость нефти в пластовых условиях - 0.62 сП, нефтенасыщенность - 0,73 д.ед., пластовая температура - 32.8°С, плотность нефти в поверхностных условиях - 843.0 кг/м³, пористость - 0,17 д.ед., глубина = 2600 м, начальное давление - 26 МПа, давление насыщения - 12 МПа, размерность модели по x и по y - 40, размерность модели по z - 17, расстояние между скважинами – 500м. Система заводнения – площадная пятиточечная. В результате исследования были выявлены зависимости коэффициента применимости от проницаемости для двух интервалов, которые полностью охватывают весь ряд значений проницаемости: $y = 0,5659e^{0,1568x}$ для $k_{пр} \leq 3,5$ и $y = 1,0458x^{-0,088}$ для $k_{пр} > 3,5$ (рис. 1).

В конечном итоге нами был получен полностью нечеткий интервал применимости, охватывающий все значения рассматриваемого критерия. В дальнейшем мы планируем произвести расчеты гидродинамических моделей для всего ряда газовых методов увеличения нефтеотдачи, включая закачку углеводородных газов, азота, водогазовое воздействие с CO₂, с N₂, с углеводородным газом, и получить оценку чувствительности критериев к изменению нескольких параметров одновременно.

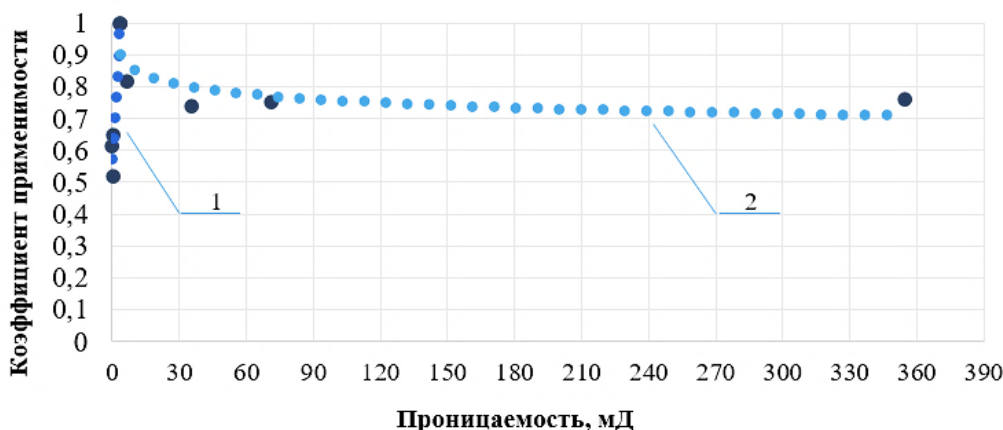


Рисунок 1 – Полностью нечеткий интервал применимости закачки CO₂ для проницаемости

ВЫВОДЫ:

1. В результате анализа существующих методов скрининга МУН была обнаружена необходимость создания полностью нечеткого интервала применимости
2. После проведения исследований впервые был создан полностью нечеткий интервал применимости для проницаемости, позволяющий наиболее точно оценить перспективность применения определенного метода увеличения нефтеотдачи.
3. Полученные зависимости для коэффициента применимости могут быть использованы при оценке эффективности применения технологии закачки CO₂ для месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Taber J.J. EOR Screening Criteria Revisited. P.1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects / J.J. Taber, F.D. Martin, R.S. Seright // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – V. 12. – №3. – P. 189-198.
2. Aladasani A. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques / Aladasani A. et al. // SPE paper 130726, presented at the CPS/SPE International Oil and Gas conference and exhibition. Jun. 8 – 10. 2010. Beijing, China. – p. 24.
3. Муслимов Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. / Муслимов Р. Х. – Казань: Изд-во ЮГУ, 1999. – 280 с.
4. Альвараво В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. / Альвараво В., Манрик Э. – М.: Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
5. Иванов Е.Н. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого- физической информации / Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сборник трудов Международная научно-практическая конференция (г.Казань, 7-8 сентября 2011 года) – Казань, 2011. – с. 229-232.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМА ДРЕНИРОВАНИЯ И УТОЧНЕНИЕ ЛИТОЛОГИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

Колеватов Александр Александрович

Федеральное государственное учреждение "Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук", г. Москва, Россия, зам. заведующего отделом, к.т.н., akolevator@niisi.ras.ru

Штейнберг Юрий Михайлович

Федеральное государственное учреждение "Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук", г. Москва, Россия, зав. группой, yush@niisi.ras.ru

Дяченко Анатолий Григорьевич

Федеральное государственное учреждение "Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук", г. Москва, Россия, научный сотрудник, adyachenko@niisi.ras.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы касающиеся определения режима дренирования нефтенасыщенного неоднородного трещиноватого коллектора. Приводится описание теоретических основ, применяемых для оценки режима дренирования. Также рассматриваются вопросы уточнения литологического состава нефтенасыщенного неоднородного трещиноватого коллектора. Приводятся каротажные диаграммы, подтверждающие выявленные различия в литологии. Полученные результаты позволяют производить проверку модельных расчетов, выполненных при анализе разработки нефтяного месторождения и вносить корректировки на основе анализа промысловых данных.

Ключевые слова: режим дренирования нефтенасыщенной залежи, материальный баланс, карбонатный коллектор, трещиноватый коллектор.

RESERVOIR DRAINAGE MECHANISM AND COMPLEX CARBONATE FRACTURED RESERVOIR LITHOLOGY IDENTIFICATION BASED ON PRODUCTION DATA ANALYSIS

Kolevator Alexander Alexandrovich

Federal State Institution «Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, vice head of department, Ph.D., akolevator@niisi.ras.ru

Shteinberg Yuri Mikhailovich

Federal State Institution «Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, Moscow, team lead, Russia, yush@niisi.ras.ru

Dyachenko Anatoli Grigor'yevich

Federal State Institution «Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, researcher, adyachenko@niisi.ras.ru

Article describes reservoir drainage mechanism identification for carbonate oil saturated heterogeneous fractured formation. Text includes theoretical basis for reservoir drainage identification. Also illustrated lithology identification by well logging data analysis, which confirms discovered lithology differences. Acquired results are applicable for simulation results verification, conducted during reservoir development analysis, based on production data.

Keywords: oil formation drainage mechanism, material balance, carbonate reservoir, fractured reservoir.

Анализ разработки месторождений нефти и газа, в частности, анализ изменения энергетического состояния и выработки запасов производится как для терригенных, так и для

сложнопостроенных карбонатных трещиноватых коллекторов нефти и газа. Сложность анализа разработки связана с высокой степенью литологической и структурной неоднородности, что в некоторых случаях является причиной пересмотра технологии добычи нефти. Стандартные методы исследования месторождений нефти посредством ГИС в открытом стволе и отбор керна, как правило, не дают всей полноты картины в том плане что:

(1) открытая (дренируемая) и закрытая (недренируемая) пористость с некоторой долей вероятности разделяется только специальными методами ГИС, которыми, как правило, исследуют лишь отдельные скважины. То есть, предсказать, даже имея широкий охват пласта исследованиями керна и специальными ГИС, насколько эффективно будет вытесняться нефть водой - достаточно сложно.

(2) дренируемая пористость и проницаемость, определяемые посредством комплексирования данных по керну и по ГИС в силу особенностей строения карбонатного трещиноватого коллектора на самом деле могут отличаться как в большую, так и в меньшую сторону относительно утвержденных в проектных документах параметров. Даже при максимальном охвате скважин исследованиями керна материала не всегда представляется возможным корректно оценить дренируемые запасы нефти, т.к. невозможно учесть распределение пор и естественных трещин разного порядка в пласте и изменение литологического состава (кальцит или доломит). Это является одной из причин низкой эффективности вытеснения нефти водой, относительно расчетов по характеристикам вытеснения.

Исследование, результаты которого изложены в данной статье, имело целью определить на основе промысловых данных режим дренирования запасов нефтенасыщенного карбонатного трещиноватого коллектора и оценить перспективы нагнетания воды в пласт с целью вытеснения нефти. Один из возможных способов решения этой задачи – расчет в общем виде материального баланса для случая поступления воды в пласт в том или ином виде (ф. 1, [1]). Этот метод дает хорошие результаты независимо от типа пласта-коллектора, т.к. используемые в расчете данные и формулы при известном изменении пластового давления во времени позволяют вычислить объемы притока воды как функции от изменения пластового давления (методика Van Everdingen & Hurst, [1]).

$$N_p B_o = NB_{oi} \Delta PC_e + W_e + (W_i - W_p) B_w \quad (1)$$

В комплексе расчет материального баланса и методика Van Everdingen & Hurst позволяют рассчитать объем дренируемых (непосредственно участвующих в добыче) запасов нефти путем привязки к историческому пластовому давлению (рис. 1).

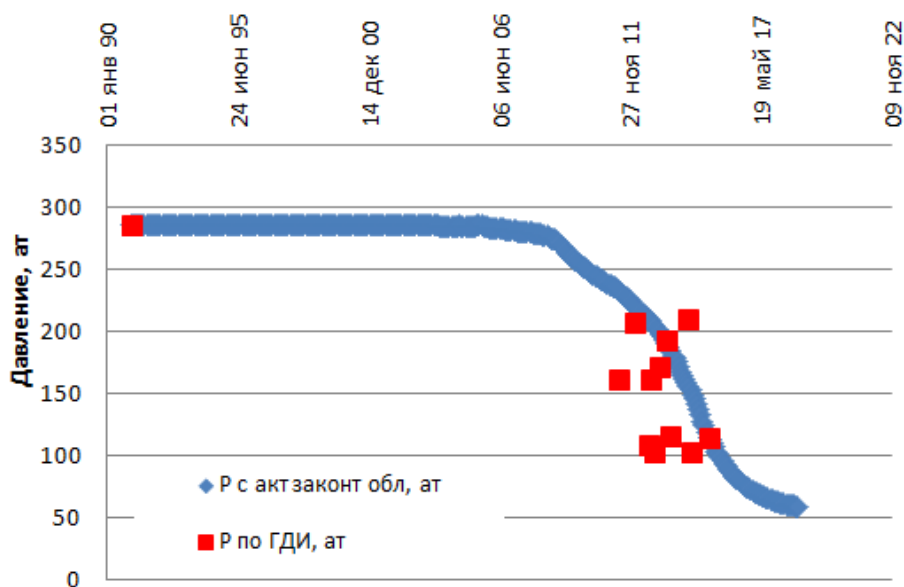


Рисунок 1 – Расчетное давление для пласта с активной законтурной областью.

Механизм дренирования залежи определяется результатами расчетов по методике Havlena&Odeh [1]. Идентификация режимов дренирования залежей использует несколько диаграмм (рис. 2, слева) для разных видов активности законтурной области.

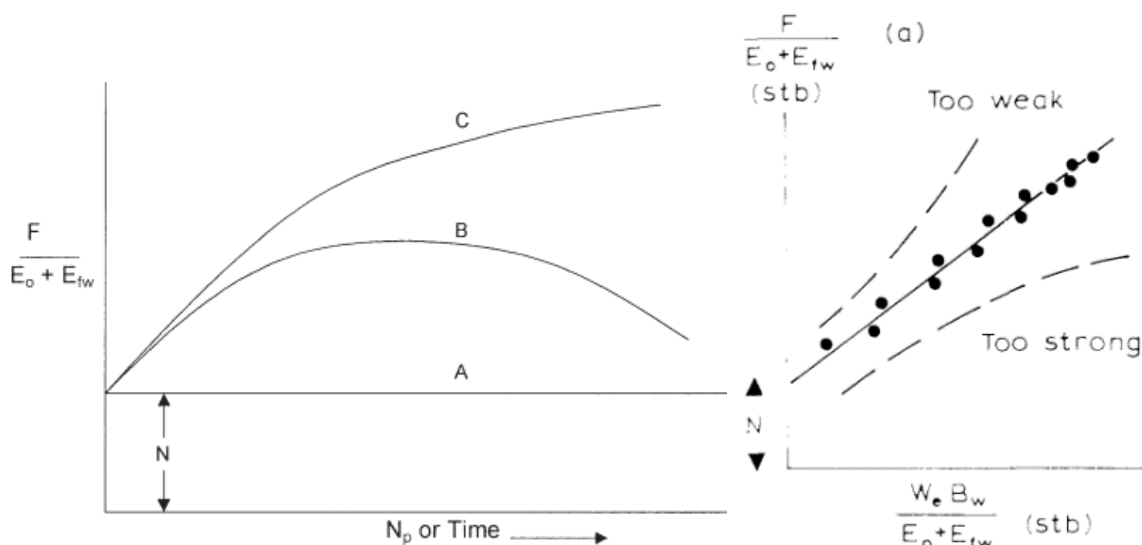


Рисунок 2 – Слева - Диаграмма классификации режима работы нефтенасыщенной залежи и оценки работающих геологических запасов нефти (НГЗ). Справа - Диаграмма проверки корректности оценки притока из законтурной области либо эффективности нагнетания (Havlena&Odeh)

Анализ имеющихся данных на предмет установления режима дренирования нефтенасыщенной залежи.

Согласно приведенной выше методике Havlena&Odeh по имеющимся данным была построена диаграмма классификации режима работы добывающих скв №XX9 (рис. 3 слева) и скв №XX6 (рис. 3 справа).

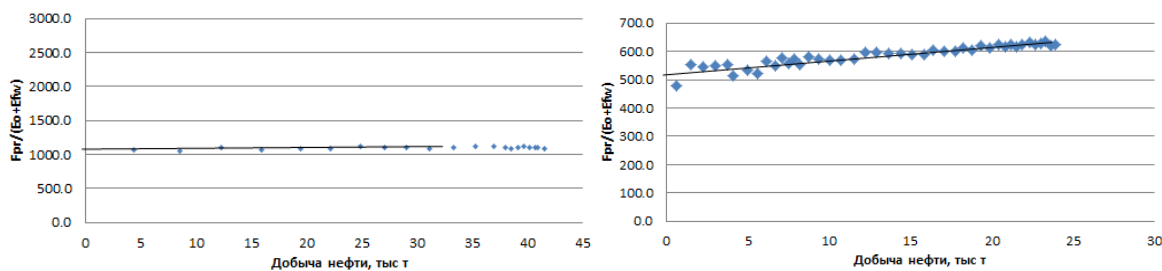
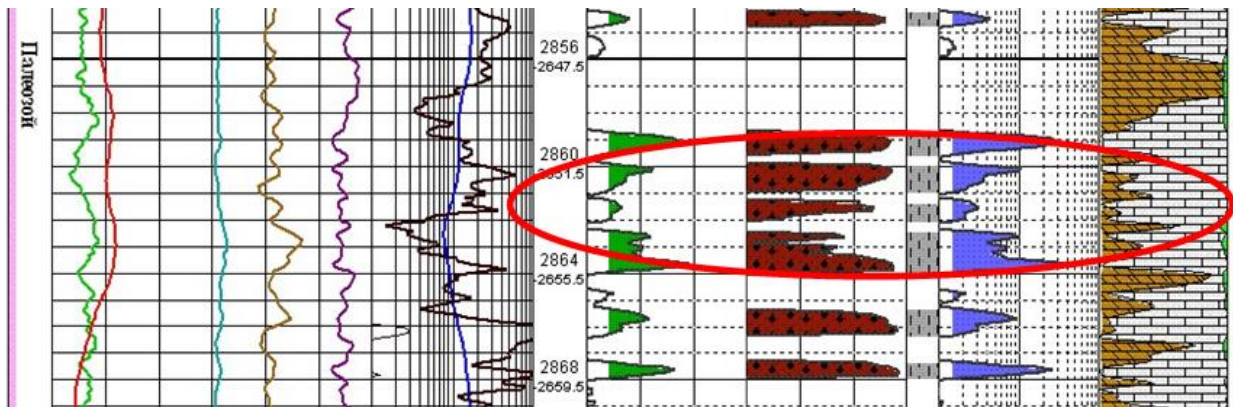
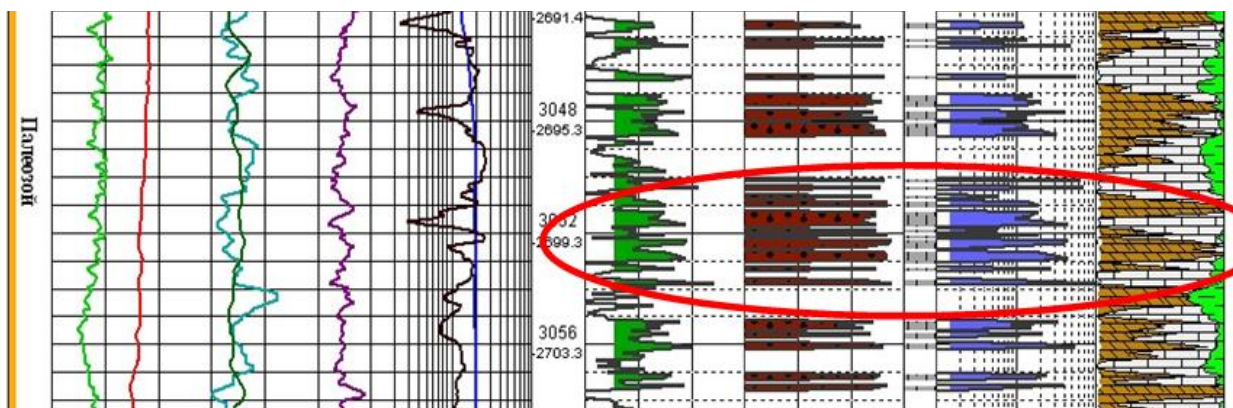


Рисунок 3 – Диагностический график режима работы скважин №XX9 и №XX6.

Диаграмма на рис. 3 (слева) показала, что скв №XX9 добывала исключительно на режиме истощения (горизонтальная линия). Диаграмма на рис. 3 (справа) показала, что скв №XX6 добывала при поддержке законтурной области либо нагнетаемой воды (наклонная линия). Различия в режиме дренирования связаны с тем, что коллектор в районе скважин разный по литологии и структуре: в районе скв №XX9 преимущественно доломитизированный трещинный коллектор, а в районе скв №XX6 коллектор – пористый известняк. В качестве подтверждения ниже на рис 4а и 4б приведены диаграммы каротажа с иллюстрацией различий.



**Рисунок 4(а) – Выкопировка из планшета по комплексным ГИС скв XX6.
Преимущественно нефтенасыщенные известняки (разница пористости по АК и НКК менее 6%)**



**Рисунок 5(б) – Выкопировка из планшета по комплексным ГИС скв XX9.
Преимущественно нефтенасыщенные доломиты (разница пористости по АК и НКК более 6%)**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Сочетание анализа промысловых данных и ГИС открытого ствола позволяет установить преимущественный механизм дренирования нефтенасыщенного коллектора.
2. Особенности дренирования нефтенасыщенного коллектора подтверждаются в том числе результатами ГИС открытого ствола скважин ввиду значительных различий параметра пористости для нефтенасыщенных интервалов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering / L.P. Dake – NY.: ELSEVIER SCIENCE PUBLISHING COMPANY B.V, 1978. – 453 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ В ОБЛАСТИ ТРЕХФАЗНОЙ НАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА

Ложкин Михаил Георгиевич

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, Россия, старший научный сотрудник, LozhkinMG@tngg.ru

Проверка адекватности математической модели относительных фазовых проницаемостей в области трехфазной насыщенности керна подразумевает под собой экспериментальное определение значений проницаемости в точках с трехфазной насыщенностью керна. Экспериментальное определение относительных фазовых проницаемостей при трехфазной насыщенности керна все еще остается недостаточно изученной областью петрофизики. Публикации о таких исследованиях немногочисленны, а их результаты неоднозначны количественно [1]. В настоящей работе предлагается метод получения относительных фазовых проницаемостей керна в области трехфазной насыщенности с учетом гистерезиса проницаемостей в зависимости от направления изменения насыщенности и проводится анализ применимости различных математических моделей для этих проницаемостей.

Ключевые слова: газ, нефть, вода, относительные фазовые проницаемости, трехфазная насыщенность.

THE EXPERIMENTAL CHECKING OF MATHEMATICAL MODELS OF RELATIVE PERMEABILITIES FOR THREE-PHASE CORE SATURATION

Lozhkin Mikhail Georgievich

LLC "TyumenNIIGiprogas", Tyumen, Russia, Senior Research Officer, LozhkinMG@tngg.ru

Verification of the adequacy of mathematical models of relative permeabilities in three-phase core saturation implies an experimental determination of the values for relative permeabilities at points with a three-phase core saturation. In this item, proposed a method for obtaining a relative permeabilities for three-phase core saturation, taking into account the permeability hysteresis from the direction of saturation changes and checked the applicability of different mathematical models to describe these permeabilities.

Keywords: gas, water, oil, relative permeabilities, three-phase saturation.

В настоящее время большинство экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей проводится на установках по исследованию проницаемости образцов керна, с конструкцией подобной тем, что описаны в ОСТ 39-235-89 [2]. Основная особенность данной конструкции состоит в том, что подготовленные для эксперимента флюиды подаются на вход керна из отдельных контейнеров для флюидов, а после того, как прошли через керн, попадают в сборную емкость, из которой, затем, утилизируются. Данная схема работы отличается своей простотой, но в то же время имеет ряд существенных недостатков.

1. Флюиды в отдельных контейнерах не взаимодействуют между собой, что приводит к нарушению их термодинамического равновесия. Это приводит к массообмену между жидким и газообразным флюидами в керне, в результате чего изменяются их физические характеристики (вязкость, плотность). Это часто приводит к значительным погрешностям в результате измерений.

2. При проведении опытов газообразный флюид контактирует с насыщающей керн остаточной водой, что приводит к ее испарению.

3. Для проведения опытов требуется отбор и подготовка значительных объемов пластовых (или рекомбинированных) флюидов, что часто экономически нецелесообразно.

4. Подводящие и отводящие трубки имеют значительный объем, который необходимо учитывать при проведении опытов для контроля насыщенности методом материального баланса. Из-за того, что перед проведением измерений невозможно установить соотношение флюидов, находящихся в трубках, возникают значительные погрешности при определении насыщенности методом материального баланса.

Известна рециркуляционная схема установки, которая отличается от вышеупомянутой проточной тем, что флюиды, в процессе экспериментов, находятся в непосредственном контакте

друг с другом, что обуславливает их термодинамическое равновесие. Данная схема установки имеет следующие недостатки.

1. При зарядке образцов керн происходит нарушение состава флюидов, из-за попадания в установку жидкостей и газов, насыщающих керн.

2. При проведении опытов газообразный флюид контактирует с насыщающей керн остаточной водой, что приводит к ее испарению.

3. Подводящие и отводящие трубки имеют значительный объем, который необходимо учитывать при проведении опытов для контроля насыщенности методом материального баланса.

В цели упразднения указанных недостатков, была разработана установка исследования проницаемости керн, в основу которой были положены следующие соображения.

1. Для соблюдения термодинамического равновесия между флюидами и экономии проб пластовых или рекомбинированных флюидов, установка должна быть выполнена по рециркуляционной схеме.

2. При зарядке образцов керн необходимо применять проточную схему для замещения флюида, насыщающего керн.

3. В установке должен быть предусмотрен механизм увлажнения газообразного флюида.

4. Установка должна предусматривать механизм исключения влияния на измерения «мертвых объемов» подводящих и отводящих трубок.

Таким образом, была разработана установка для исследования проницаемости керн в пластовых условиях, гидравлическая схема которой показана на рисунке 1.

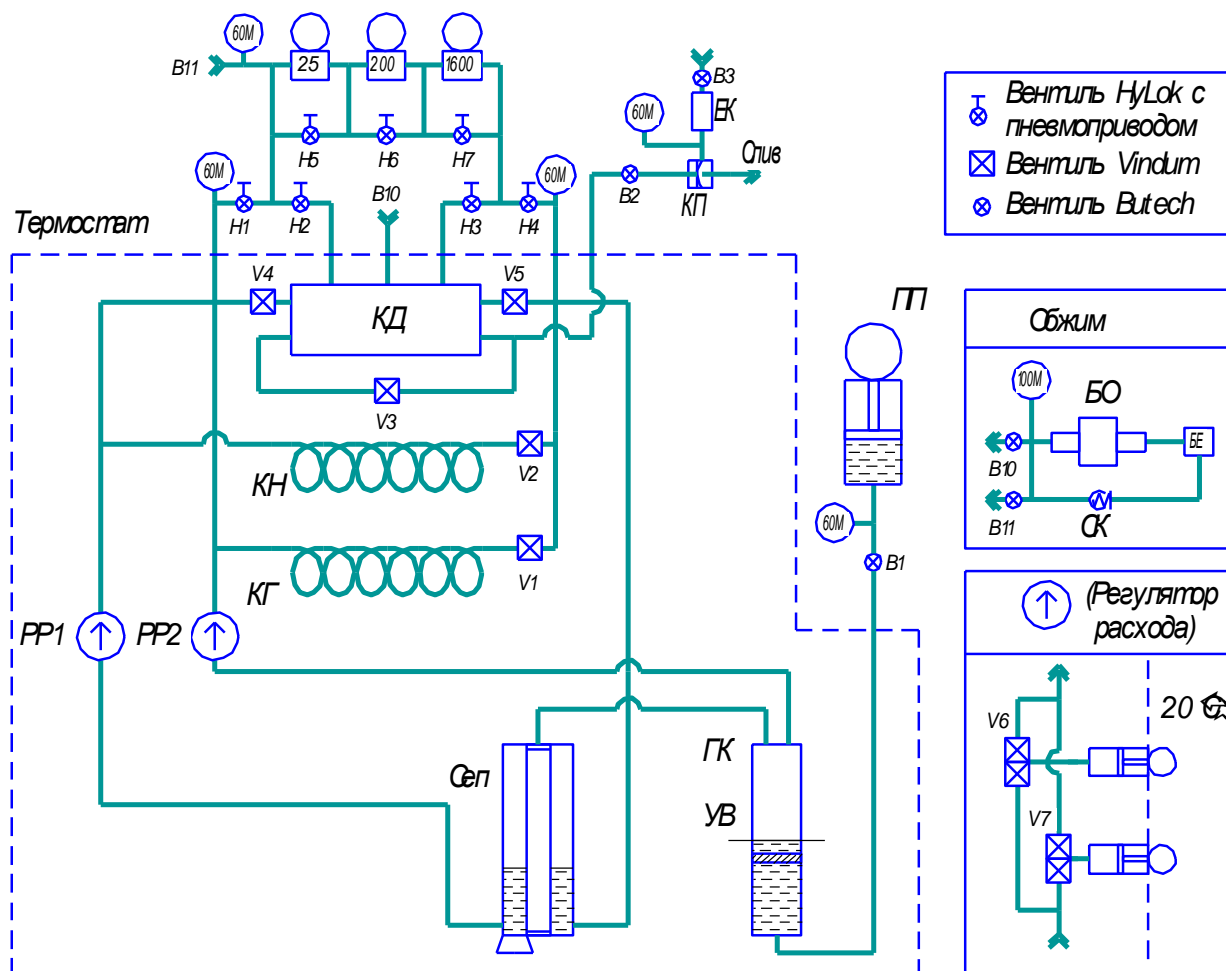


Рисунок 1 – Гидравлическая схема проточно-рециркуляционной установки для исследования проницаемости керн в пластовых условиях

Указанная схема установки позволяет избежать выявленных недостатков. Так при запуске рециркуляции флюидов в каком-либо соотношении через колонку кернов, подобранную для подготовки флюидов, во время фильтрации в керне будет происходить интенсивное перемешивание флюидов, что приведет к быстрому установлению их термодинамического равновесия и предотвращения дальнейшего массопереноса между ними. Далее, газообразный флюид, попадая в газовый контейнер ГК, будет увлажняться водой, в той мере, которая необходима для предотвращения высушивания керна. В результате будет получен флюид, полностью удовлетворяющий критериям минимального воздействия на исследуемый керн и максимальной представительностью для исследуемых процессов. Для определения вязкости полученных флюидов, необходимо прокачать их при помощи регуляторов расхода PP1 или PP2 через соответствующий капилляр, измеряя в процессе перепад давления. Вязкость определяется при помощи констант капилляров, установленных при их калибровке.

На данной установке были проведены эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей в системе газ-нефть-вода, для Уренгойского НГКМ. По экспериментальным данным были построены модели относительных фазовых проницаемостей по различным методам (таблица 1), которые сравнивались со значениями относительных фазовых проницаемостей, полученных экспериментально.

Таблица 1 - Сравнение модели относительных фазовых проницаемостей по нефти в области трехфазной насыщенности в системе нефть-газ-вода с результатами экспериментальных данных

S_w , д.ед.	S_o , д.ед.	S_g , д.ед.	k_{ro} , д.ед.	$k_{ro}(L)$, д.ед.	$k_{ro}(S1)$, д.ед.	$k_{ro}(M)$, д.ед.	$\Delta k_{ro}(L)$, %	$\Delta k_{ro}(S1)$, %	$\Delta k_{ro}(M)$, %
0,167	0,833	0,000	0,958	0,973	0,982	0,976	1,6	2,5	1,8
0,167	0,728	0,105	0,572	0,557	0,688	0,677	2,7	20,2	18,3
0,167	0,701	0,132	0,417	0,425	0,559	0,554	2,0	34,1	32,8
0,167	0,687	0,146	0,361	0,365	0,496	0,496	1,1	37,4	37,3
0,167	0,660	0,173	0,267	0,265	0,385	0,396	0,9	44,1	48,1
0,167	0,644	0,189	0,204	0,213	0,324	0,342	4,3	58,6	67,6
0,167	0,593	0,240	0,101	0,100	0,177	0,219	0,4	75,9	117,9
0,167	0,566	0,267	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-
0,207	0,793	0,000	0,858	0,880	0,862	0,887	2,5	0,5	3,4
0,207	0,723	0,070	0,650	0,667	0,763	0,822	2,5	17,2	26,4
0,207	0,692	0,101	0,536	0,524	0,640	0,719	2,3	19,5	34,1
0,207	0,678	0,115	0,457	0,461	0,581	0,667	0,9	27,2	46,0
0,207	0,650	0,143	0,344	0,343	0,463	0,562	0,2	34,5	63,3
0,207	0,631	0,162	0,278	0,274	0,388	0,495	1,5	39,4	77,8
0,207	0,577	0,216	0,132	0,132	0,216	0,342	0,3	63,4	158,3
0,207	0,559	0,234	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-
0,233	0,767	0,000	0,789	0,788	0,797	0,842	0,1	1,1	6,8
0,233	0,720	0,047	0,702	0,682	0,746	0,813	2,7	6,4	15,8
0,233	0,688	0,079	0,578	0,559	0,652	0,754	3,2	12,9	30,5
0,233	0,674	0,093	0,491	0,500	0,601	0,715	1,9	22,6	45,8
0,233	0,644	0,123	0,377	0,380	0,489	0,622	0,8	29,6	64,8
0,233	0,624	0,143	0,306	0,308	0,415	0,557	0,6	35,6	82,1
0,233	0,569	0,198	0,144	0,152	0,237	0,396	5,0	63,9	174,2
0,233	0,557	0,210	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-
Средние значения отклонений от эксперимента							1,8	30,8	54,9

Где k_{ro} – экспериментальное значение проницаемости; $k_{ro}(L)$ – значение проницаемости, полученное при моделировании методом [3]; $k_{ro}(S1)$ – значение проницаемости, полученное при моделировании методом Стоуна; $k_{ro}(M)$ – значение проницаемости, полученное при моделировании методом сложения проницаемостей (принятым по умолчанию в Eclipse). $\Delta k_{ro}(L)$, $\Delta k_{ro}(S1)$ и $\Delta k_{ro}(M)$ – отклонения соответствующих значений модели от экспериментальных данных.

Таким образом, существующие модели относительных фазовых проницаемостей в области трехфазной насыщенности керна дают результат значительно грубее предлагаемой модели. В среднем предлагаемая модель в 15 раз точнее модели Стоуна и в 27 раз точнее метода, принятого по умолчанию в Eclipse.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ложкин М.Г. Дренирование керна при определении его относительной фазовой проницаемости методом совместной стационарной фильтрации / Ложкин М.Г. // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 5 (51) – с. 58-59.
2. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
3. Ложкин М.Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой вытеснения нефти водой и газом. / Ложкин М.Г. // Экспозиция нефть газ.- 2015. – №1. – с. 39-41.

СОЗДАНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ С УЧЕТОМ СЖИМАЕМОСТИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Маклаков Сергей Васильевич

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г.Тюмень, Россия, инженер 1 категории, Maklakovsv@rambler.ru

Гудыма Виталий Анатольевич

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г.Тюмень, Россия, ведущий инженер, GudymaVA@tngg.ru

При расчете остаточной водонасыщенности в качестве исходных данных используются результаты лабораторных исследований керна. Для выполнения расчета использовались петрофизические параметры, такие как масса сухого образца, масса 100% насыщенного образца в воздухе, масса 100% насыщенного образца в воде, пористость и объем пор. В данной работе было определено влияние сжимаемости образцов керна на создание остаточной водонасыщенности, после определения на этих образцах проницаемости при 100% водонасыщенности при термобарических условиях.

Ключевые слова: пористость, остаточная водонасыщенность, керн, сжимаемость.

CREATING RESIDUAL-WATER SATURATION WITH ACCOUNT OF COMPRESSIBILITY OF CORE SAMPLES

Maklakov Sergey Vasilevich

TyumenNIIGiprogaz, Tyumen, Russia, engineer, MaklakovSV@rambler.ru

Gudyma Vitaliy Anatolevich

TyumenNIIGiprogaz, Tyumen, Russia, engineer, GudymaVA@tngg.ru

When calculating the residual-water saturation the results of the laboratory-based core studies are used as background data. The calculations were made on the basis of such petrophysical parameters as dry sample weight, 100%-saturated sample weight in air, 100%-saturated sample weight in water, their porosity and pore size. In our studies we have determined the influence of core samples compressibility on the process of creation of residual-water saturation after measuring the permeability of the 100%-saturated samples under thermobaric conditions.

Keywords: porosity, residual-water saturation, core, compressibility.

Для выполнения лабораторных экспериментов по влиянию сжимаемости на создание остаточной воды была выбрана коллекция образцов керна (проницаемость 17,7- 1,86; пористость 0,179-0,136), из которых были составлены линейные модели пласта (Таблица 1). Модели составлялись из образцов с наиболее близкими фильтрационными свойствами. Торцы образцов были плотно притерты друг другу.

Для соответствия условий проведения опытов с пластовыми условиями эффективное давление во всех экспериментах принималось равным разнице горного и пластового давлений для каждого исследуемого пласта. Поровое давление в опытах создавалось 10 МПа. Горное давление в эксперименте получали путем сложения эффективного и порового давлений. Температура при проведении опытов по фильтрации поддерживалась постоянной и была равна пластовой температуре исследуемого объекта.

Также очень большое внимание при планировании опытов уделялось созданию модели пластовой воды. Используемая вода в данных опытах была отобрана и привезена с месторождения. Вязкость воды измерялась на капиллярном вискозиметре, а плотность измерялась с помощью ареометра. В экспериментальную установку заряжаются образцы керна. Создается минимально возможный обжим керна, но не более 10 атмосфер. При данном обжиге прокачиваются все трубки (вход, выход) минерализованной водой для удаления воздуха и заполнения их жидкостью. Одновременно и плавно поднимаем горное и поровое давления до заданных значений и включаем нагрев [1]. Образцы керна прогревались не менее 12 часов до полной стабилизации всех параметров. На образцах керна определялась проницаемость по 100% водонасыщенности.

Таблица 1 – Изменение пористости, объема пор и остаточной водонасыщенности от сжимаемости.

Колонка	№ обр.	Кпр,	До 100% воды						После 100% воды					Относит ельное измени е Кво
			Кп,	Vпор,	масса сухого обр	масса перед Кво	масса при Кво	Кво без сжимаем ости	Кп,	Vпор,	масса перед Кво	масса при Кво	Кво с сжимаем остью	
		мД	д.ед	см ³	г.	г.	г.	д.ед.	д.ед	см ³	г.	г.	д.ед.	%
1	441	17,70	0,179	4,056	49,568	53,645	50,669	0,270	0,177	4,005	53,594	50,669	0,273	1,28
	451	17,48	0,176	3,998	50,052	54,071	51,081	0,256	0,174	3,942	54,015	51,081	0,260	1,41
	448	17,27	0,171	3,884	50,317	54,221	51,310	0,254	0,169	3,839	54,176	51,310	0,257	1,16
2	170	16,56	0,177	3,992	49,330	53,333	50,739	0,352	0,175	3,937	53,278	50,739	0,357	1,39
	168	15,55	0,178	3,678	44,986	48,675	46,373	0,376	0,176	3,626	48,623	46,373	0,381	1,44
	169	14,40	0,177	3,982	49,249	53,243	50,797	0,388	0,175	3,925	53,186	50,797	0,393	1,45
3	122	5,84	0,158	3,576	50,501	54,093	52,054	0,432	0,157	3,534	54,051	52,054	0,437	1,17
	139	5,10	0,145	3,291	51,277	54,583	53,126	0,559	0,144	3,246	54,538	53,126	0,567	1,37
	125	4,40	0,136	3,086	51,791	54,891	53,090	0,419	0,135	3,051	54,856	53,090	0,424	1,15
4	461	5,55	0,168	3,817	50,825	54,662	52,054	0,320	0,167	3,783	54,628	52,054	0,323	0,90
	458	5,26	0,163	3,710	51,106	54,836	52,280	0,315	0,162	3,691	54,816	52,280	0,316	0,53
	447	4,39	0,170	3,099	40,292	43,407	41,094	0,258	0,168	3,070	43,377	41,094	0,260	0,98
5	121	2,64	0,159	3,506	49,174	52,696	50,678	0,427	0,158	3,483	52,673	50,678	0,430	0,66
	143	2,03	0,155	3,515	50,707	54,238	52,680	0,559	0,155	3,496	54,219	52,680	0,562	0,55
	37	2,01	0,168	3,797	49,735	53,549	51,796	0,540	0,167	3,767	53,519	51,796	0,545	0,78
6	469	2,40	0,152	3,450	51,769	55,237	53,022	0,361	0,149	3,383	55,170	53,022	0,368	1,98
	459	2,39	0,161	3,640	51,320	54,979	52,704	0,378	0,158	3,590	54,929	52,704	0,383	1,37
	475	1,86	0,147	3,325	52,550	55,892	54,124	0,471	0,143	3,254	55,821	54,124	0,481	2,18

Далее образцы извлекались из установки и вакуумировались в воде не менее 6 часов до полного прекращения выхода пузырьков газа. Производилось повторное взвешивание образцов керн.

Остаточная водонасыщенность создавалась на установке гравиметрический капилляриметр [2]. Метод основан на дренировании подвижного флюида из образца породы через полупроницаемую мембрану в результате создания избыточного давления в десатурационной камере капилляриметра. Образец породы подвергается воздействию давления заданной величины до момента стабилизации водонасыщенности образца. По окончании данного процесса фиксируется изменение веса образца, после чего цикл повторяется на более высоком уровне давления. Эта процедура моделирует начальное вытеснение воды из осадочной породы нефтью или газом и позволяет напрямую определить зависимость водонасыщенности образцов от капиллярного давления.

По результатам проведенных экспериментов была получена остаточная водонасыщенность с учетом сжимаемости образцов керн (Таблица 1). Остаточная вода увеличилась на 0,531-2,18 %, объем пор образцов уменьшился на 0,528-2,134 %, пористость уменьшилась на 0,455-2,41 %.

Таким образом, в данной работе был выполнен расчет остаточной водонасыщенности с учетом влияния сжимаемости образцов керн на пористость и объем пор. В результате лабораторных исследований было доказано, что при расчете остаточной воды нужно учитывать сжимаемость породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Банный В.А. Влияние давления гидрообжима кернодержателя на фильтрационные свойства горной породы. / Банный В.А., Ходьков Е.Н. // Журнал: Вестник Тамбовского университета. – 2013. – Т. 18. – № 4-2. – с. 1693-1694.
2. СТЛ 223.13.17.112/2013 Породы горные. Методика измерений насыщенности при разных капиллярных давлениях, создаваемых методом полупроницаемой мембраны. // Труды ТюменНИИгипрогаз – Тюмень, 2013г.

ОСОБЕННОСТИ НАЗНАЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Нурмакин Антон Валентинович

ПАО Сибнефтегаз, г. Тюмень, Россия, ведущий геолог, tohez@mail.ru

От выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объем капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надежность добычи газа из месторождения. Обоснованность выбранного технологического режима эксплуатации зависит от достоверности информации, получаемой в основном газогидродинамическими, газоконденсатными исследованиями скважин. Одной из основных задач исследования скважин является изучение зависимостей между забойным (устьевым) давлением, депрессией на пласт, дебитом газа, количеством жидких и твердых примесей в добываемой продукции, конструкцией скважины, свойствами пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и другими параметрами для обоснования и выбора технологического режима эксплуатации скважин.

Ключевые слова: скважина, испытания скважин, газовый фактор, оптимизация.

PECULIARITIES OF DESIGNATION OF TECHNOLOGICAL MODE OF WELL OPERATION ON GAS DEPOSITS

Nurmakin Anton Valentinovich

Sibneftegaz, Tyumen, Russia, leading geologist, tohez@mail.ru

From the chosen technological mode of well operation, the volume of capital investments for drilling the field and operating costs depends, as well as the reliability of gas production from the field. The reasonableness of the chosen technological mode of operation depends on the reliability of the information obtained mainly by gas-hydrodynamic, gas-condensate studies of wells. One of the main tasks of well investigation is studying the relationships between bottomhole pressure, depression on the formation, gas production rate, the amount of liquid and solid impurities in the production, the well design, the properties of porous media and the liquids and gases that saturate them, and other parameters for justifying and selection of the technological regime of well operation

Keywords: well, well test, gas rate, optimization.

При выборе определяющего фактора и соответствующего критерия необходимо обратить основное внимание на: наличие подошвенной воды; неоднородность и многопластовость залежи с наличием или отсутствием гидродинамической связи между пластами; наличие коррозионно-активных компонентов; близость контурных вод; возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению; коллекторские свойства пластов; пластовое давление и температуру; температуру окружающей ствол скважины среды; количество жидких компонентов в газе; свойства газа и жидких компонентов; условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле [2, 5].

Выбор критерия для обоснования режима работы скважины зависит от фактора, ограничивающего дебит.

I. Режим постоянного градиента на забое скважины, величина которого определяется по результатам исследований и эксплуатации скважин, выбирается при дебите, не вызывающем осложнений в условиях разрушения пласта. При этом величина его должна исключить разрушение или обеспечить разрушение в приемлемых пределах. При наличии фильтров соответствующих конструкций критерий градиент давления может быть не использован.

При обосновании величины градиента давления на забое следует учесть глубины спуска и диаметр насосно-компрессорных труб. Отсутствие выхода песка на поверхность не является достаточным условием, чтобы по данным исследования и эксплуатации скважин утверждать правильность выбранной величины градиента. Многочисленные промысловые эксперименты показывают, что при градиентах, превышающих его допустимую величину, вначале наблюдается интенсивный вынос песка с последующим снижением. Для оценки величины градиента на каждом месторождении следует в комплекс параметров, изучаемых по данным лабораторных исследований

керна, включить и параметр устойчивости как необходимое условие. Знание величины допустимого градиента необходимо для достоверного обоснования режима работы скважин [1].

Величина допустимого градиента, в отличие от других критериев, практически не изменяется в процессе разработки. Изменения величины допустимого градиента могут быть только при проведении ремонтно-профилактических работ и обводнении скважин.

II. Режим постоянной депрессии на пласт устанавливается при близости подошвенной и контурных вод, деформации коллектора при значительных депрессиях, возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта.

Пределы, ограничивающие величину депрессии, могут быть приближенно определены аналитическим путем. В ряде случаев величина депрессии изменяется в процессе разработки.

III. Режим постоянного забойного давления встречается при разработке газоконденсатных месторождений, на практике довольно редко, и используется тогда, когда дальнейшее снижение его величины нежелательно вследствие выпадения конденсата. Режим постоянного забойного давления является наихудшим вариантом по темпу снижения производительности скважин в процессе разработки и временным.

IV. Режим постоянного дебита является наиболее выгодным режимом, если величина дебита при этом соответствует максимальным возможностям пласта и скважины. Режим постоянного дебита устанавливается в случаях, когда непрерывное увеличение депрессии на пласт не приводит к прорыву подошвенной и краевых вод, разрушению пласта, превышению допустимой скорости потока. Режим постоянного дебита на определенной стадии разработки, особенно в ее начале, для ряда месторождений может быть установлен при: коррозии забойного оборудования и насосно-компрессорных труб; наличии жидкостных или песчаных пробок, возможности увеличения депрессии на пласт в процессе разработки. Величина дебита при этом режиме определяется интенсивностью коррозии, пропускной способностью забойного оборудования, скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости и твердых частиц, потенциальной отдачей пласта и другими факторами, а также наземными условиями.

V. Режим постоянной скорости фильтрации на забое используется в качестве условия, обеспечивающего вынос песка. Это условие было принято и для больших скоростей, превышение которых приводит к интенсивному коррозионно-эрозионному процессу скважинного оборудования.

Одним из основных вопросов, который должен быть установлен и рекомендован по технологическому режиму, является определение продолжительности предложенного режима и переход на новый режим. Так, на поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений основная цель режима сводится к обеспечению выноса жидкости из ствола скважин и поддержанию необходимого устьевого давления.

При установлении технологического режима должна быть рассмотрена возможность повышения производительности скважин путем проведения работ по интенсификации.

При превышении критического градиента давления, когда процесс разрушения возможен, и скорость фильтрации обеспечивает вынос частиц, разрушение может происходить достаточно длительное время, так как в условиях образования каверны градиент давления “перемещается” в направлении от скважины к контуру пласта. Однако по мере перемещения зоны разрушения от стенки к контуру площадь фильтрации увеличивается, а при постоянном дебите скважины скорость фильтрации уменьшается. Следовательно, даже для необоснованно выбранного режима эксплуатации с выносом песка наступает время, когда вынос существенно снижается.

Выше описанные критерии в полной мере не учитывают особенностей геолого-промысловых условий, а, следовательно, необходимо вносить коррективы с учетом конкретного месторождения и стадии его разработки [4].

Ниже приведён алгоритм назначения технологического режима работы скважины для Медвежьего НГКМ.

Расчет технологического режима включает два этапа:

Этап 1 - Анализ рабочих параметров скважин за предшествующий период времени. Математическая и статистическая обработка фактических данных проводится с целью адаптации геолого-технологической модели к историческим параметрам и исключению случайных факторов.

Этап 2 - Расчет технологического режима скважин на середину следующего квартала, включая технологические режимы промысловых шлейфов.

Ниже приводится алгоритм комплексного обоснования технологического режима работы газовой скважины с учётом математического моделирования системы добычи и сбора газа в условиях истощения запаса пластовой энергии и обводнения залежи:

1. Рассчитывается минимально необходимый дебит для выноса жидкости по насосно-компрессорной по критерию Точигина (Q_{\min} НКТ).

$$Q_{\min} = 3,3 \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_1^2}{\rho_2^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2)} \right]^{0,2} \cdot \left[\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{z \cdot T} \cdot 86,4 \right] \quad (1)$$

где Q_{\min} - минимально допустимый дебит газа, тыс.м³/сут; ρ_1 и ρ_2 - плотность жидкости и газа соответственно, σ - коэффициент поверхностного натяжения для воды при Р и Т; D – диаметр (НКТ), м; Р, Т - рабочие давление и температура, МПа и К соответственно; P_0 , T_0 - давление и температура при стандартных условиях, МПа и К соответственно; z - коэффициент сверхсжимаемости при Р и Т; g – ускорение свободного падения, м/с² [3].

2. Оценивается максимально допустимый дебит. Допустимый дебит скважины (Q_{\max}) - это расход газа, при котором может быть обеспечена прогнозируемая и безопасная работа скважины при условии выполнения геолого-технологических ограничений по данной скважине. Допустимый дебит скважины характеризует потенциальные возможности скважины. Практическая реализация допустимого дебита возможна при соблюдении необходимых условий в сети сбора газа (достаточно низкого давления, пропускной способности системы сбора и подготовки газа и т.д.). Оценивается максимально допустимый дебит путём сопоставления дебитов газа и соответствующие им объёмы механических примесей на режимах газодинамических исследований скважин с максимально допустимым значением объёма механических примесей.

3. Если на режимах исследования скважины методом установившихся отборов отсутствуют механические примеси, то за максимально допустимый дебит принимается максимальный дебит скважины, полученный при проведении исследования (Q_{\max}), с учётом максимально допустимой депрессии на пласт, в том числе в условиях обводнения коллектора.

4. Далее проводится сопоставление Q_{\max} , Q_{\min} , Q_{\max} , дебитов газа на рабочем режиме ($Q_{\text{раб}}$) и формируется требуемые для эксплуатации расходы газа по скважинам по условиям приведённым ниже.

5. Если Q_{\max} меньше Q_{\min} , то принимается $Q_{\min} \cdot 0,7$.

6. Если Q_{\max} равен Q_{\max} и больше Q_{\min} , то принимается $Q_{\max} \cdot 0,95$.

7. Если Q_{\max} равен Q_{\max} и меньше Q_{\min} , то принимается $Q_{\min} \cdot 0,7$.

8. Если в результате моделирования рабочий расход газа $Q_{\text{раб}} < 0,4 \cdot Q_{\min}$ и диаметр шайбы на устье ($D_{\text{шайбы}}$) равен максимальному диаметру проходного сечения седла устьевого штуцера ($D_{\text{штуцера}}$), то скважина не используется при дальнейших расчётах и рекомендуется её временная остановка.

9. Если в результате моделирования рабочий расход газа $Q_{\text{раб}}$ равен или больше Q_{\min} НКТ и диаметр шайбы на устье $D_{\text{шайбы}} = D_{\text{штуцера}}$, то скважина рекомендуется к эксплуатации, независимо от величины максимально допустимого дебита определённой ранее. Если в результате моделирования рабочий расход газа $Q_{\text{раб}} > 0,4 \cdot Q_{\min}$ НКТ и диаметр шайбы на устье $D_{\text{шайбы}} =$ или $> D_{\text{штуцера}}$, то скважина рекомендуется к эксплуатации с использованием поверхностно-активных веществ.

Численные коэффициенты в п.п.5-9 определены эмпирическим путём и характеризуют условия эксплуатации сеноманских скважин на поздней стадии разработки месторождения.

Изложенная методика позволяет рассчитать технологически достижимые расходы газа по скважинам, с учётом геолого-технологических ограничений, что существенно повышает надёжность функционирования системы добычи газа. С помощью модели системы добычи и сбора газа выполняется расчет давления входа в УКПГ при оптимальном и допустимом режиме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин /

- под ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
2. Кустышев А.В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири. / Кустышев А.В. – Тюмень: изд-во «Вектор-Бук», 2002. – 168 с.
 3. Ли Д. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин» Пер. с английского. / Ли Д., Генри Н., Уэллс М. – М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008. – 384с.
 4. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
 5. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Пер. с англ. / Силаш А.П. – М.: Недра, 1980.

ЛАБОРАТОРНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ВЕЛИЧИНЫ ДОПОЛНИТЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МУН

Пестерев Алексей Викторович

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, научный сотрудник, к.ф.-м.н., raw_85@bk.ru

Садретдинов Шамиль Рахибович

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, научный сотрудник, к.ф.-м.н., shamil@sibmail.com

Мезенцев Дмитрий Николаевич

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, ведущий инженер, MezentsevDN@tomsknipi.ru

Тупицин Евгений Викторович

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, инженер, к.ф.-м.н., TupitsinEV@tomsknipi.ru

Предложен метод оценки величины дополнительно извлекаемой нефти при применении методов увеличения нефтеотдачи. Суть метода заключается в анализе зависимости остаточного нефтенасыщения после заводнения от фильтрационного параметра. На керне одного из месторождений Томской области проведено моделирование щелочно-ПАВ-полимерного заводнения. Проведено сравнение прогнозных значений остаточного нефтенасыщения со значениями, полученными в эксперименте.

Ключевые слова: керн, остаточное нефтенасыщение, методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

LABORATORY ANALYTICAL METHOD OF ESTIMATING THE VALUE OF ADDITIONAL RECOVERABLE OIL IN THE APPLICATION OF EOR

Pesterev Alexey Viktorovich

Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Joint stock company TomskNIPIneft, Tomsk, Russia, Research Officer, Ph.D. in Physics and Mathematics, raw_85@bk.ru .

Sadretdinov Shamil Rahibovich

Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Joint stock company TomskNIPIneft, Tomsk, Russia, Research Officer, Ph.D. in Physics and Mathematics, shamil@sibmail.com.

Mezentsev Dmitry Nikolaevich

Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Joint stock company TomskNIPIneft, Tomsk, Russia, engineer, MezentsevDN@tomsknipi.ru.

Tupitsin Evgeny Viktorovich

Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Joint stock company TomskNIPIneft, Tomsk, Russia, engineer, Ph.D. in Physics and Mathematics, TupitsinEV@tomsknipi.ru.

A method for estimating the value of additional recoverable oil in the application of methods of enhanced oil recovery. The method consists in the analysis of the dependence of residual oil saturation after waterflooding from the filter parameter. At the core of one of the fields in Tomsk region the simulation of alkaline-surfactant-polymer flooding. A comparison of predicted values of residual oil saturation with the values obtained in the experiment.

Keywords: core sample, residual oil saturation, enhanced oil recovery (EOR)

Многие месторождения Томской области вступают в завершающую стадию разработки, что обуславливает вопрос повышения нефтеотдачи выработанных пластов. При выборе конкретного метода увеличения нефтеотдачи (МУН) необходимо знать величину остаточного нефтенасыщения

($K_{но}$) продуктивного пласта после заводнения. Ошибки в прогнозе остаточных запасов и при выборе МУН приводят к финансовым потерям.

С достаточной точностью значение $K_{но}$ можно получить по результатам лабораторных исследований на керне. По современным представлениям [1] остаточная нефть, получаемая в фильтрационном эксперименте, неоднородна по своей структуре. Она складывается из условно подвижной (капиллярно-защемленной) $K_{но}^{кз}$ и прочно связанной (адсорбированной на поверхности пор и нефти тупиковых (непроточных) пор) $K_{но}^{пс}$. Третичные методы направлены на извлечение капиллярно-защемленной нефти, однако вопрос количественной оценки структурных составляющих $K_{но}$, несмотря на исследования в этом направлении, остается открытым.

Цель работы – разработка метода оценки величины условно подвижной нефти в остаточных запасах при применении МУН.

Предлагаемый метод включает этапы:

1) формирование выборки данных по результатам определения фазовой проницаемости и коэффициента вытеснения нефти водой, статистическая проверка выборки на однородность по фильтрационно-емкостным параметрам (пористость, проницаемость);

2) расчет фильтрационного параметра δk , определяемый как соотношение эффективной и абсолютной проницаемости для воды [2];

3) построение степенной зависимости $K_{но}(\delta k)$, при $\delta k = 1$ значение $K_{но}$ имеет физический смысл условно подвижной нефти. Данное значение остаточной нефти $K_{но}^{кз}$ определяет потенциал продуктивного пласта при применении третичных методов.

Апробацию метода оценки дополнительно извлекаемой нефти проводили на одном из месторождений Томской области. Зависимость остаточного нефтенасыщения от фильтрационного параметра строили на основании результатов 18 экспериментов на единичных образцах и 4 экспериментов на колонках из 5-6 образцов терригенного керна верхнеюрских отложений. Проницаемость для газа от 0,0012 до 0,1643 мкм², при среднем значении 0,0374 мкм², и пористость – от 13,3 до 16,3 %. При проведении фильтрационных экспериментов моделировались термобарические условия месторождения.

Зависимость $K_{но}$ от фильтрационного параметра представлена на рисунке 1. Среднее значение $K_{но}$ по выборке составило 28,9 % при утвержденном по месторождению $K_{но} = 31$ %, что свидетельствует о не смещенности оценок на выборке. В точке пересечения кривой с осью ординат при $\delta k = 1$ имеем оценку условно подвижной нефти $K_{но}^{кз} = 21,9$ %. Таким образом, при оценке эффективности третичного метода увеличения нефтеотдачи в фильтрационных экспериментах конечное нефтенасыщение $K_{но}^{пс}$ определится как разность значений $K_{но}$ после заводнения и условно подвижной нефти $K_{но}^{кз}$. Следует отметить, что точность оценки зависит от объема исходных данных.

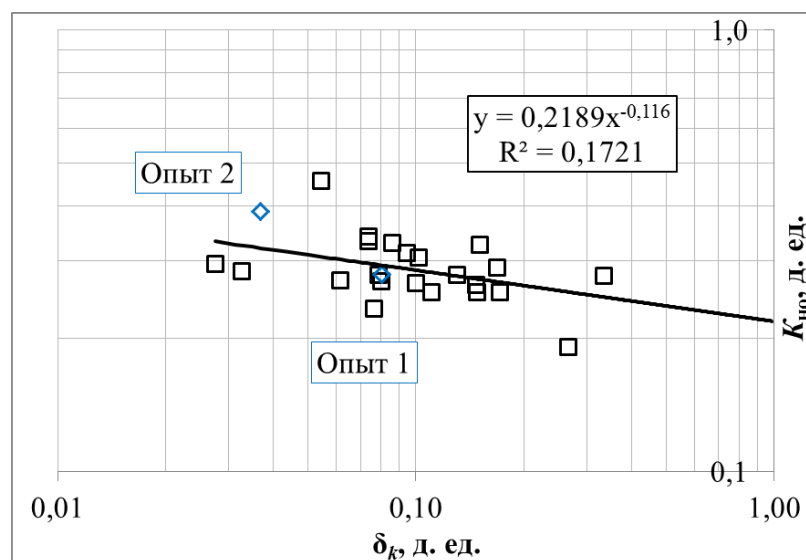


Рисунок 1 – Зависимость остаточного нефтенасыщения от фильтрационного параметра

Для извлечения дополнительной нефти было проведено 2 эксперимента по закачке щелочно-ПАВ-полимерной композиции (Alkali-Surfactant-Polymer, ASP) на колонках образцов керна.

Подробно дизайн эксперимента описан в работе [3]. Выбор МУН проходил при сравнении свойств коллектора и пластовой нефти с требованиями, предъявляемыми к ним отдельными методами повышения нефтеотдачи:

- продуктивные пласты рассматриваемого месторождения представлены песчаниками с низким содержанием глинистых фракций (< 5 %);
- высокое нефтенасыщение коллектора после прорыва воды к добывающим скважинам;
- вязкость нефти в среднем по месторождению ~ 1,5 мПа·с;
- пластовая температура ~ 90 °С;
- минерализация модели пластовой воды ~ 29 г/л.

Высокая пластовая температура обусловила выбор термостойких сульфонатных ПАВ. Закачке композиции ASP предшествует оторочка технологической воды, для определения оптимальной солености которой был проведен тест на фазовое поведение системы AS–нефть. Было определено две области оптимальной минерализации – 11 г/л NaCl (опыт № 1) и 19 г/л NaCl (опыт № 2).

Фильтрационные эксперименты проводились в два этапа:

вытеснение нефти водой в соответствии с ОСТ 39-195-86, средняя по колонке Кно определялась методом баланса фаз;

последовательная закачка оторочки технологической воды (0,4 объема пор), смесь ASP (0,4 объема пор), полимер (0,4 объема пор) и повторная фильтрация модели пластовой воды (2-3 объема пор).

Результаты фильтрационных экспериментов представлены в таблице 1. Дополнительное извлечение нефти обеспечивается комплексным действием композиции ASP. Сода гасит активные центры на поверхности пор, препятствует адсорбции активных компонентов ПАВ. Последний снижает величину межфазного натяжения на границе раздела фаз, что приводит к диспергированию глобул нефти. Полимер снижает подвижность воды, что способствует сокращению условий прорыва воды.

Таблица 1 – Результаты определения вытеснения нефти водой и композицией ASP

Опыт №	Кпр_газ, мкм ²	Кп_газ, %	Кво, %	Кно после заводнения, %	Кно после МУН, %	
					прогноз	факт
1	0,0074	16,2	44,2	28,0	6,1	6,5
2	0,0040	14,6	48,0	38,8	16,9	13,5

Значения остаточного нефтенасыщения после стандартного вытеснения нефти водой укладываются в тренд по месторождению (рис. 1). Прогнозные значения конечного нефтенасыщения коррелируют с фактическими величинами.

Таким образом, разработан метод прогноза потенциала третичных МУН по данным определения остаточного нефтенасыщения на керне. В серии опытов по ASP-заводнению показана сходимість прогнозных значений и фактических данных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
2. Пестерев А.В. Метод анализа результатов лабораторного определения коэффициента вытеснения на керне / А.В. Пестерев, Д.Н. Мезенцев, Е.В. Тупицин // «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». XVI научно-практическая конференция (20–22 сентября 2016 г.): тезисы докладов. – Анапа, 2016. – С. 24.
3. Skripkin A.G. Experimental studies of oil recovery after Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) flooding with West Salym cores / A.G. Skripkin, I.A. Kuznetsov, Y.E. Volokitin, I.V. Chmuzh // SPE-162063 (2012).

**СЕКЦИЯ 3. ГЕОФИЗИКА, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКА
УГЛЕВОДОРОДОВ**

ВЛИЯНИЕ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЙ ВСП НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ

Ашихмин Никита Алексеевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, инженер,
AshihminNA@ipgg.sbras.ru*

Поляризационный анализ qS-волн используется для определения параметров азимутально-анизотропной среды. В данной работе представлены результаты обработки данных ВСП в модели поперечно-изотропной среды с горизонтальной осью симметрии, имитирующей вертикальные трещины. Показано, как влияет азимут выноса источника на результат поляризационного анализа, и что при большом выносе источника обработка данных усложняется. Кроме того, рассмотрен вопрос об использовании результатов поляризационного анализа для решения обратной кинематической задачи.

Ключевые слова: поляризационный анализ, азимутально-анизотропная среда, ВСП.

INFLUENCE OF THE SYSTEM OF OBSERVATIONS VSP ON THE RESULTS OF DETERMINATION OF AZIMUTHAL ANISOTROPY PARAMETERS

Ashikhmin Nikita Alekseevich

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, engineer,
ashihmin.nikita@mail.ru*

Polarization analysis of qS waves is used to determine parameters of the azimuthally anisotropic medium. In this paper, the results of VSP data processing in a model of a transverse isotropic medium with a horizontal axis of symmetry, simulating vertical cracks, are presented. It is shown how the source azimuth affects the result of polarization analysis, and that the large source offset complicates data processing. In addition, the question of using the results of polarization analysis for solving the inverse kinematic problem is considered.

Keywords: polarization analysis, azimuthally anisotropic medium, VSP.

Расщепление и поляризация нисходящих S-волн используются для выявления и анализа азимутально-анизотропных интервалов разреза, связанных с вертикально-трещиноватыми коллекторами нефти и газа. При распространении в анизотропных слоях S-волна расщепляется на две волны: S_1 – “быстрая” и S_2 – “медленная”. При субвертикальном распространении вектор смещения волны S_1 перпендикулярен оси симметрии среды и совпадает с направлением трещиноватости среды, которое является направлением максимальной проницаемости. Данное направление необходимо знать при бурении горизонтальных скважин, чтобы получить максимальный приток флюида при гидроразрыве.

Цель данной работы – оценить влияние системы наблюдений при вертикальном сейсмическом профилировании (ВСП) на результаты определения параметров азимутальной анизотропии.

При обработке использовались данные, полученные при математическом моделировании [1] 12-слойной однородной изотропной среды с горизонтальными границами, которая соответствует типичному разрезу Западной Сибири. Модель включает четыре азимутально-анизотропных слоя, в которых ось симметрии бесконечного порядка направлена по азимуту 35° (Таблица 1). Система наблюдений представляет собой скважину глубиной 1872.5 м (приемники с шагом 2.5 м) и набор источников с выносом 300 и 1000 м в азимутах 45° , 90° , 135° и 180° .

При поляризационном анализе был использован метод определения максимума функции взаимной корреляции (ФВК) [2]. Он не дает точного решения из-за того, что волны распространяются не строго вертикально, и проекции векторов смещения на горизонтальную плоскость не ортогональны, однако устойчиво работает при субвертикальном распространении волн и больших задержках во времени прихода волн S_1 и S_2 , то есть в нижней части разреза. Полученные при обработке результаты хорошо согласуются с моделью среды (Таблица 2).

Стоит отметить, что при обработке данных, полученных при малом выносе источника в азимутах 90° и 180° , направление поляризации на разных глубинах может значительно отклоняться

от среднего (до 6^0 и 10^0 соответственно), что обусловлено особенностями среды, а именно интерференцией импульсов нисходящей обменной PS-волны и нисходящей S-волны (рис. 1).

Таблица 1 – Параметры модели 12-слойной среды

	Z, м	Z ₀ , м	V _P , км/с	V _S , км/с	ρ, г/см ³	ε	δ	γ	азимут
1	-321	0	2.791	1.669	1.8	0	0	0	0
2	-101	220	5.238	2.756	2.4	0	0	0	0
3	186.5	507.5	4.803	2.74	2.06	0	0	0	0
4	309	630	6	3.177	2.71	0	0	0	0
5	476.5	797.5	4.88	2.729	2.69	0	0	0	0
6	619	940	5.683	3.019	2.65	0	0	0	0
7	886.5	1207.5	4.786	2.651	2.06	0	0	0	0
8	1129	1450	5.574	2.611	2.727	0.042	-0.144	0.253	35
9	1279	1600	5.488	2.491	2.788	0.040	-0.144	0.265	35
10	1369	1690	5.418	2.494	2.765	0.040	-0.147	0.262	35
11	1429	1750	3	1.8	2.35	0	0	0	0
12	1446.5	1767.5	4.154	2.182	2.561	0.024	-0.187	0.240	35

Синим выделены анизотропные интервалы разреза. ε, δ, γ – параметры Томсена.

Таблица 2 – Результат определения направления вектора смещения волны S₁ (среднее значение)

Азимут ПВ	L = 300 м	L = 1000 м
45°	125.9°	126.8°
90°	125.2°	125.8°
135°	124.8°	125°
180°	126.1°	123°

L – вынос источника. Направление трещиноватости в модели 125°.

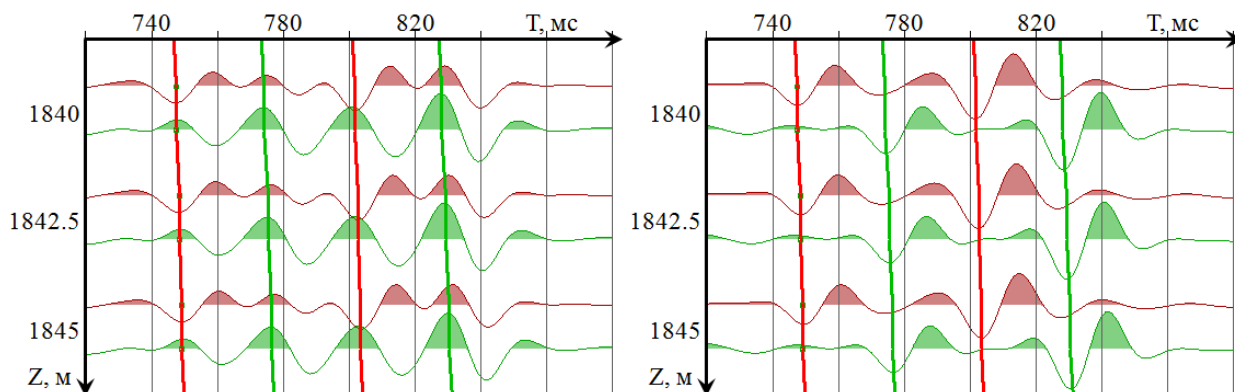


Рисунок 1 – Сейсмограмма при выносе источника 300 м в азимуте 180°

Слева – до разделения волн, справа – после. Быстрая волна регистрируется на компоненте X₁ (красным), медленная – на компоненте X₂ (зеленым).

Красные линии – фазовые годографы волн PS₁ и S₁, зеленые – волн PS₂ и S₂.

В таком случае критерием разделения волн является отсутствие на компоненте медленной волны сигнала, синфазного быстрой волне.

Азимуты выноса источника в 45° и 135° лишь на 10° отличаются от направления вертикальных плоскостей симметрии. Поэтому при разделении волн амплитуда импульса волны S₂ в 5.7 раз меньше, чем амплитуда импульса волны S₁, что при реальных исследованиях не позволит корректно определить поляризацию qS-волн. В таком случае максимум ФВК будет достигаться при

разложении импульса qS-волны с максимальной амплитудой на две составляющих, отклоняющихся на 45° от вектора смещения, и задержка между временами прихода волн будет практически равна нулю. При таких азимутах выноса источника для разделения волн необходимо использовать критерий, описанный выше.

При обработке данных, полученных при большом выносе источника (1000 м) возникают другие проблемы для поляризационного анализа. С увеличением выноса источника от скважины угол между горизонтальными проекциями векторов смещения qS-волн всё сильнее отличается от 90° . В таком случае, для корректного определения направления поляризации необходимо использовать Z-компоненту приемников. Однако, перед этим её необходимо отфильтровать от интенсивных нисходящих P-волн, что представляет большие трудности.

Использование источника, вынесенного на 1000 м от устья скважины, позволяет получать данные об анизотропных слоях на удалении до 330 м от скважины (в отличие от 100 м при малом выносе источника). Интересная особенность распространения упругих волн в анизотропных средах показана на Рисунке 2. На границе 1450 м волна S_2 преломляется сильнее, чем волна S_1 , хотя её скорость распространения в нижележащем слое меньше. Это происходит из-за того, что закон Снеллиуса справедлив для нормали к фронту волны, а не для луча.

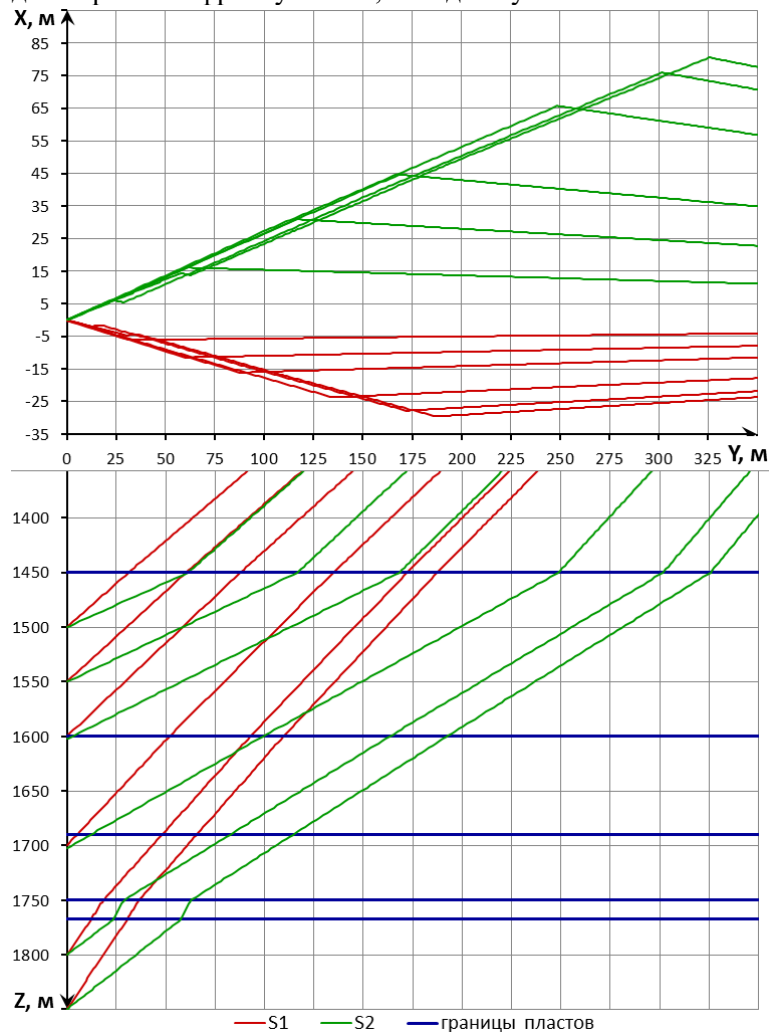


Рисунок 2 – Траектории волн S_1 и S_2 при выносе источника 1000 м в азимуте 180°

При обработке обнаружилась проблема для решения обратной кинематической задачи (определения всех упругих постоянных среды). Из-за того, что траектории лучей волн S_1 и S_2 существенно различаются, нельзя относить задержки во временах прихода волн, определенные в одной точке к какому-либо направлению подхода волны. В такой среде для корректного определения параметров азимутально-анизотропных слоев необходимо делать инверсию всей модели. Кроме того, необходимо хорошо знать верхнюю часть разреза, чтобы рассчитать, какой

вклад в задержки во временах прихода волн вносят разные траектории пробега волн в изотропных слоях.

В результате сформулированы проблемы, возникающие при поляризационном анализе:

1. Приближение направления источник-приемник к вертикальным плоскостям симметрии среды приводит к существенному различию интенсивности расщепленных волн.

2. При больших выносах приемника относительно устья скважины результаты поляризационного анализа меньше соответствуют модели. Это происходит из-за того, что горизонтальные проекции векторов смещения qS -волн становятся не ортогональными.

3. При решении обратной задачи по результатам поляризационного анализа необходимо учитывать, что траектории лучей qS -волн, пришедших в одну точку, существенно различаются.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Lisitsa V. Lebedev scheme for the numerical simulation of wave propagation in 3D anisotropic elasticity / Lisitsa V., Vishnevskiy D // Geophysical Prospecting. – 2010. – v.58. – № 4. – P. 619 – 635.
2. Оболенцева И.Р. Алгоритм разделения квазипоперечных волн в анизотропных средах / Оболенцева И.Р., Горшкалев С.Б. // Физика Земли. – 1986. – №2. – С. 101 – 105.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ УГОЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ, СОДЕРЖАЩИХ ГИДРАТ МЕТАНА, ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ИХ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Дугаров Гэсэр Александрович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, DugarovGA@ipgg.sbras.ru

Дробчик Аркадий Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, drobchikan@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается первая серия экспериментов на неконсолидированных угольных образцах, содержащих гидрат метана, проведенных на специализированной установке, позволяющей формировать гидратосодержащие образцы и изучать их акустические свойства. Использование угля вместо обычно используемого песка потребовало модификации методики подготовки образцов. Понадобилось предварительное спрессовывание образца и выдерживание в атмосфере метана для насыщения угля. Также время наработки гидрата метана в угольном образце в разы больше времени наработки в песчаном образце с аналогичным содержанием воды. Тем не менее в ходе экспериментов наблюдается характерный при наработке гидрата рост скоростей продольных и поперечных волн, что свидетельствует о работоспособности методики формирования угольных гидратосодержащих образцов.

Ключевые слова: газовые гидраты, уголь, акустические свойства, лабораторный эксперимент.

ASPECTS OF FORMATION OF METHANE HYDRATE-BEARING UNCONSOLIDATED COAL SAMPLES FOR STUDYING THEIR ACOUSTIC PROPERTIES

Dugarov Geser Aleksandrovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Research Officer, dugarovga@ipgg.sbras.ru

Drobchik Arkadii Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, drobchikan@ipgg.sbras.ru

The paper considers the first series of experiments with methane hydrate-bearing unconsolidated coal samples performed in specialized laboratory experimental setup. The setup allows to form hydrate-bearing samples and to study their acoustic properties. Using coal instead of the commonly used sand required modification of the sample preparation procedure. It was necessary to prepress the sample and keep it in an atmosphere of methane for coal saturation. Also, the time of methane hydrate formation in the coal sample is several times longer than for the sand sample with a similar water saturation. Nevertheless, the increase of compressional and shear wave velocities typical for hydrate formation is observed during experiments. It indicates the capability of the method for formation of hydrate-bearing coal samples.

Keywords: gas hydrates, coal, acoustic properties, laboratory experiment.

Газогидраты метана широко распространены в природе, особенно в донных осадках на шельфах морей. Эти газогидраты рассматриваются как перспективный нетрадиционный источник газа со значительными потенциальными запасами, что делает актуальной задачу развития геофизических, в том числе сейсмических, методов исследования скоплений природных газогидратов. Также при проведении гидроразрыва пласта или иных операций, приводящих к изменению пластового давления, при наличии газогидратов возможны аварии, связанные с выходом гидратов из стабильного состояния. Поэтому крайне важно определять их наличие заблаговременно.

Еще 40 лет назад была выдвинута гипотеза о возможном наличии газовых гидратов в угольных месторождениях [1]. Уголь является одним из наиболее распространенных видов ископаемого топлива. Благодаря своей пористой структуре уголь является хорошим абсорбентом. Газ и вода присутствуют в нем практически полностью в абсорбированном состоянии. Реалистичность гипотезы о наличии газогидратов в угольных пластах обсуждалась в работах [2, 3]. Для образования газогидратов требуются давление и температура, соответствующие области устойчивости гидрата. Возможность образования газогидратов при наличии связанной воды в углях в лабораторных условиях показана в работах [4, 5]. Следует отметить, что иногда в угольных пластах присутствует диоксид углерода, этан и пропан [6]. Гидраты этих газов и их смесей могут существовать при более «мягких» условиях давление-температура, по сравнению с чистым метаном. Можно ожидать наличие гидратов газов угольных пластов в зоне мерзлоты. Например, в Печорском угольном бассейне в 80% угольных пластов давление и температура соответствуют области стабильности гидрата метана [4]. Также по термобарическим критериям подходят пласты Кузнецкого угольного бассейна [4].

Авторами была проведена первая серия экспериментов по формированию и изучению акустических свойств неконсолидированных гидратосодержащих образцов, сформированных из кузнецкого угля марки К2. Для этого использовалась уже созданная специализированная установка [7], на которой ранее был проведен значительный объем экспериментов по формированию и изучению акустических свойств неконсолидированных гидратосодержащих образцов, сформированных из песка [8].

Процедура формирования искусственных образцов заключалась в помещении влажного угля или песка с различной степенью водонасыщения в присутствии газа метана в термобарические условия, соответствующие области стабильности гидрата метана. При этом на этапе подготовки образцов потребовалось вносить корректировки в процедуру при работе с углем. Понадобилось проводить предварительную спрессовку влажного угля ручным гидравлическим прессом с усилием порядка 600 кг, иначе сигнал не проходил через образец. Также после загрузки образца в камеру высокого давления (осевое и боковое давление на образец составляло 300 атм) ввиду абсорбционных свойств угля необходимо было выдерживать образец в атмосфере метана порядка суток при температуре выше области стабильности гидрата для насыщения угля метаном. Газовое давление в ходе первой серии экспериментов составляло 150 атм. После выдержки проводилась заморозка образца, чтобы получить значения скоростей для угля со льдом, затем выставлялось поддержание температуры в области стабильности гидрата метана, в данном случае выставлялось значение в 5°C (рис. 1). Времени на наработку гидрата в угольном образце потребовалось порядка 2 недель (рис. 1). Для сравнения на наработку гидрата в образце, сформированном из песка с аналогичным содержанием воды ($K_v \approx 0.46$), потребовалось порядка 2.5 дней (рис. 2), что в 5 раз меньше чем в случае с углем.

Формирование угольных гидратосодержащих образцов потребовало усложнения методики их подготовки и требует значительных временных затрат на проведение каждого эксперимента. Тем не менее рост скоростей продольных и поперечных волн со временем к значению характерному для замороженного водонасыщенного угля при положительной температуре образца (рис. 1) явно свидетельствует о наработке гидрата метана, что позволяет сделать выводы о работоспособности методики по формированию угольных неконсолидированных гидратосодержащих образцов и продолжить исследования их акустических свойств.

Исследование выполнено при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Фонда поддержки научно-проектной деятельности студентов, аспирантов и молодых ученых «Национальное интеллектуальное развитие» в рамках научного проекта № 17-35-80023 «мол_эв_а».

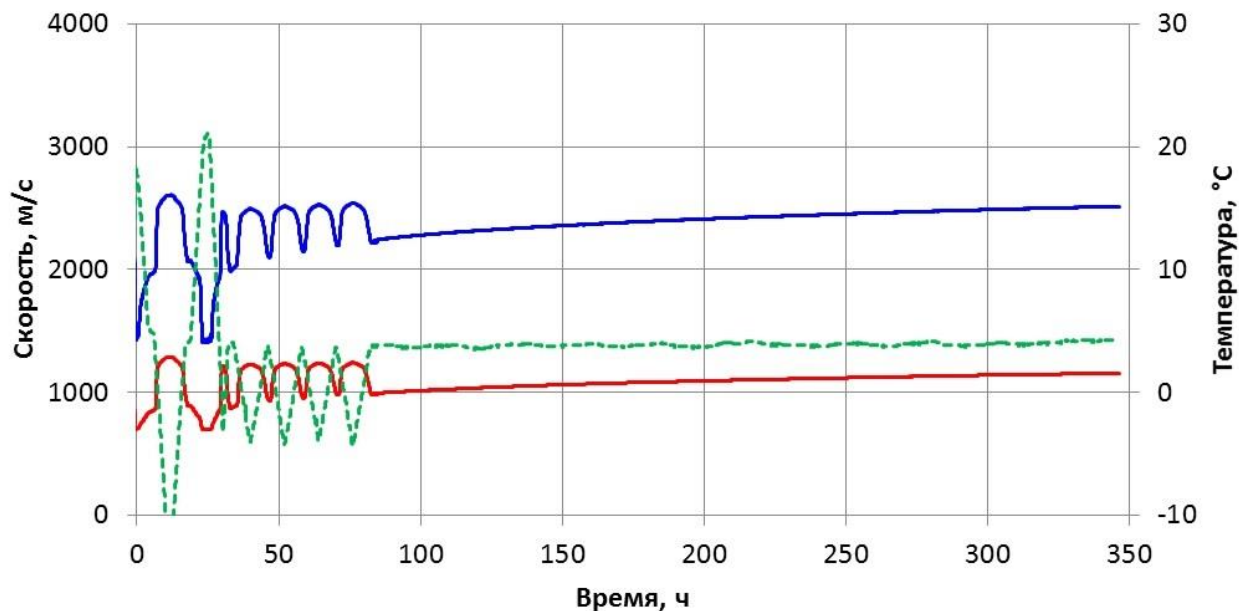


Рисунок 1 – Значения скоростей продольных (синяя линия) и поперечных (красная линия) волн в процессе наработки гидрата в угольном образце, зеленым цветом показана температура образца

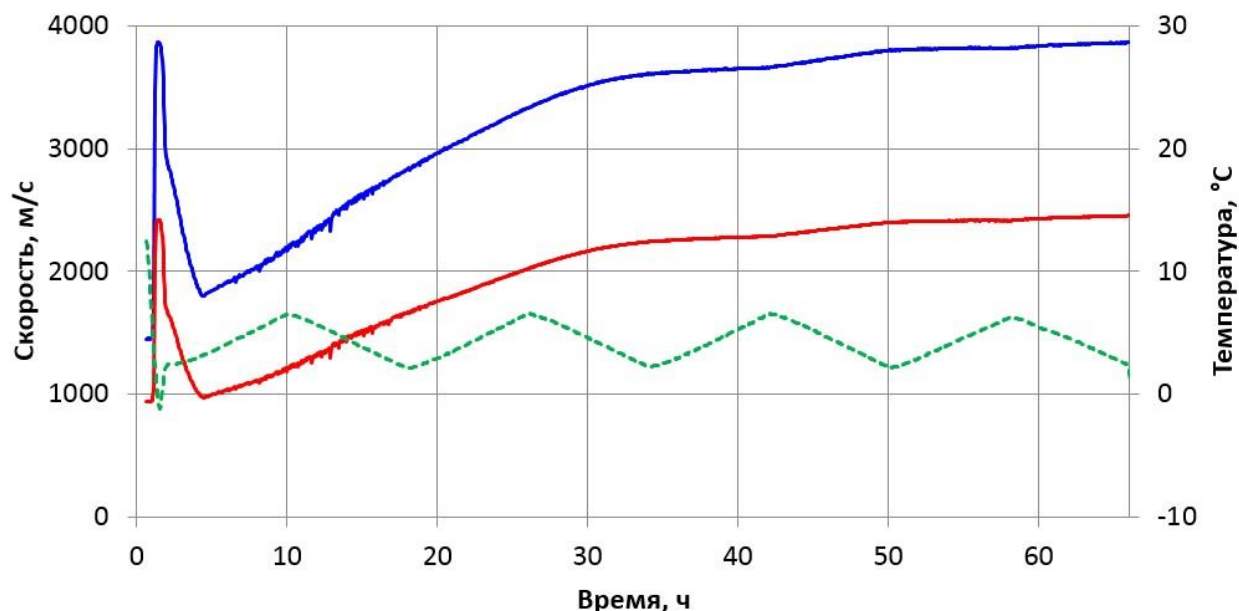


Рисунок 2 – Значения скоростей продольных (синяя линия) и поперечных (красная линия) волн в процессе наработки гидрата в песчаном образце, зеленым цветом показана температура образца

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / М.: Недра, 1974. – 208 с.
2. Опарин В.Н. О механизме зарождения процессов, завершающихся внезапными выбросами угля и газа. / Опарин В.Н., Скрицкий В.А // Горная промышленность. – 2012. – №5. – С. 56-59.
3. Dyrdin V.V. Parameters of methane condition during phase transition at the outburst-hazardous coal seam edges / Dyrdin V.V., Smirnov V.G., Shepeleva S.A. // Journal of Mining Science. – 2013. – V. 49. – No. 6. – PP. 908-912.
4. Smirnov V.G. Formation and decomposition of methane hydrate in coal / Smirnov V.G., Manakov A.Y., Ukraintseva E.A., Villevald G.V., Karpova T.D., Dyrdin V.V., Lyrshchikov S.Y., Ismagilov

- Z.R., Terekhova I.S., Ogienko A.G. // Fuel. – 2016. – V. 166. – PP. 188-195.
5. Bustin A.M. Formation of methane clathrate hydrates in coal moisture: Implications for coalbed methane resources and reservoir pressures / Bustin A.M., Bustin R.M., Moudrakovski I.L., Takeya S., Ripmeester J.A. // Energy and Fuels. – 2016. – V. 30. – PP. 88-97.
 6. Rice D.D. Composition and origins of coalbed gas: Chapter 7, 1993, from: ST38 CD - Hydrocarbons from Coal / Rice D.D. // Digital Reprint of AAPG Studies in Geology no. 38.
 7. Дучков А.Д. Аппаратура для изучения акустических свойств гидратосодержащих пород в лабораторных условиях / Дучков А.Д., Голиков Н.А., Дучков А.А., Манаков А.Ю., Пермяков М.Е., Дробчик А.Н. // Сейсмические приборы. – 2015. – Т. 51. – №2. – С. 44-55.
 8. Дучков А.Д. Лабораторное моделирование и измерение акустических свойств образцов пород, содержащих гидраты метана / Дучков А.Д., Дучков А.А., Манаков А.Ю., Пермяков М.Е., Голиков Н.А., Дробчик А.Н. // Доклады академии наук. – 2017. – Т. 472. – №1. – С. 80-84.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ С ОБЛАЧНЫМИ ВЫЧИСЛЕНИЯМИ ДЛЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ГЕОНАВИГАЦИИ

Дудаев Александр Русланович

Новосибирский государственный университет, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, студент, лаборант-исследователь, Dudaev.Sasha@live.ru

Соболев Андрей Юрьевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, к.т.н., SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты разработки программного обеспечения для обработки и интерпретации данных промысловой геофизики на основе облачных вычислений. При разработке программного обеспечения впервые для задач каротажа применяются программные решения, основанные на кроссплатформенных распределенных масштабируемых (облачных) вычислениях. Описаны главные особенности реализации клиент-серверного программного обеспечения с вычислительными модулями с использованием виртуальных изолированных сред.

Ключевые слова: обработка и интерпретация данных, каротажные данные, web-технологии, JavaScript, TypeScript, кроссплатформенные распределённые масштабируемые вычисления, облачные технологии, виртуальная изолированная среда.

SOFTWARE DEVELOPMENT WITH CLOUD CALCULATIONS FOR WELL- LOGGING IN THE PROCESS OF DRILLING WELLS AND SOLVING THE PROBLEMS OF GEONAVIGATION

Dudaev Alexander R.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, Laboratory assistant researcher, DudaevAR@ipgg.sbras.ru

Sobolev Andrey Yu.

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D., SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

The paper presents the results of software development for geophysical well log data processing and interpretation, based on cloud computing. For the first time, cross-platform scalable (cloud) computing solutions are employed when developing software for logging problems. It describes the main features of the implementation of a client-server software for computer modules using the virtual sandbox.

Keywords: data processing and interpretation, logging data, web-technology, JavaScript, TypeScript, cross-platform distributed scalable computing, cloud technology, sandbox.

Разработка автоматизированных систем для обработки и интерпретации геофизических данных является одним из наиболее важных направлений в прикладных задачах геофизики. За счет стремительного развития IT-технологий и доступа к высокоскоростной передаче данных через глобальную сеть открываются широкие возможности в различных геофизических приложениях. Применение современных информационных технологий и облачных вычислений обуславливает

принципиально новые подходы к разработке программного обеспечения (ПО). Использование веб-технологий позволяет разрабатывать интерпретируемые браузерами приложения, незначительно уступающие в производительности, но в более короткий срок по сравнению с написанием на низкоуровневых языках программирования. Этому способствует большое количество открытых, интенсивно развивающихся библиотек.

Как показывает анализ литературы существенных изменений в функциональных возможностях ПО для решения геофизических задач не происходит. Так, каждое ПО для решения геофизических задач содержит основной набор функциональных возможностей и отличается только реализацией программного обеспечения. Отличия же в большей степени состоят в программной реализации. ПО, как правило, представляет собой единое приложение, требует предварительную установку и выполняет обработку и визуализацию данных на локальной машине. Среди наиболее известного ПО для решения задач промышленной геофизики, разработанного в ИНГГ СО РАН, отметим МФС ВИКИЗ и EMF Pro [1, 2]. Усложнение геофизических задач приводит к необходимости в использовании высокопроизводительных вычислителей, а развитие сетевых технологий позволяет производить на удаленных системах ресурсоемкие расчеты.

Впервые при разработке ПО в области промышленной геофизики предлагается использовать облачные вычисления, заключающиеся в предоставлении пользователю вычислительных ресурсов в виде сервиса через сетевое подключение. В основе разрабатываемого ПО лежит клиент-серверная архитектура. Клиентская часть отвечает только за визуализацию данных, что сводит требования, предъявляемые к устройствам, к минимальным. Серверная часть включает выполнение сложных и ресурсоемких задач на высокопроизводительных серверах (кластерах). Использовать такое ПО можно на любых устройствах от мобильных до персональных компьютеров (ПК). Важными требованиями являются только наличие браузера и доступа к серверу по сети. Обновление приложения выполняется для всех клиентов одновременно, так как используется единый ресурс.

Для написания ПО в качестве основного языка для клиентской части выбран TypeScript, компилируемый в JavaScript, который в свою очередь поддерживается всеми современными веб-браузерами [3]. Основное преимущество TypeScript состоит в добавлении типизации и поддержка всех новых стандартов JavaScript. Для написания серверной части на том же языке, что и клиентская, используется программная платформа Node.js, основанная на программном компоненте от Google, транслирующем JavaScript в машинный код [4]. Node.js добавляет возможность из JavaScript-кода вызывать внешние библиотеки, написанные на разных языках, а также взаимодействовать с устройствами ввода-вывода через свой API (Application Programming Interface), написанный на C++. Высокая производительность NodeJS достигается за счет использования событийно-ориентированной модели, при которой веб-сервер принимает запросы, быстро ставит их на обработку и принимается за следующий запрос. За визуализацию данных отвечает библиотека D3.js, имеющая необходимые возможности и ускоряющая разработку [5]. За хранение данных отвечает документо-ориентированная система управления базами данных (СУБД) MongoDB, позволяющая хранить любые данные в JSON-подобных документах (текстовый формат обмена данными, основанный на JavaScript) [6]. Это подходит как для хранения личных данных пользователей, так и для каротажных данных и результатов расчетов авторизованных пользователей. MongoDB является NoSQL базой данных и отличается от классических SQL решений большой скоростью работы.

Использование языков низкого уровня требует предварительной компиляции кода со всеми необходимыми зависимостями под каждую машину. Из-за чего появляется необходимость тестирования вычислительного алгоритма на каждой машине для проверки корректности работы. Одним из решений данной проблемы является запуск программы с помощью виртуализации на уровне операционной системы, при котором ядром операционной системы поддерживается несколько изолированных экземпляров пространства пользователя. Эта технология позволяет упаковать приложение со всеми его зависимостями в изолированную среду, в которой приложение может работать независимо от остальной системы [7]. Это гарантирует то, что алгоритм всегда будет выдавать ожидаемый результат на любых машинах с предустановленной платформой. При кластеризации данных платформ появляется возможность выполнять вычисления на наиболее свободных ресурсах.

Как необходимые для вычислений входные данные, так и результаты расчетов, запрашиваются и возвращаются модулем через платформу RabbitMQ, реализующую систему обмена сообщениями между компонентами программной системы MOM (Message Oriented

6. MongoDB // MongoDB Documentation. 2017. URL: <https://docs.mongodb.com>
7. Docker // Docker Documentation. 2017. URL: <https://docs.docker.com>
8. RabbitMQ // RabbitMQ Documentation. 2017. URL: <https://www.rabbitmq.com/documentation.html>
9. Эпов М.И. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – Вып. 245. – С. 29 – 42.
10. Эпов М.И. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, В.Н. Еремин // Геология и геофизика. – 2015. – Т.56. – №8. – С. 1520 – 1529.
11. Эпов М.И. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских // Каротажник. – 2016. – Вып. 260. – С. 64 – 79.
12. Каюров К.Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №12. – С. 112 – 115.
13. Эпов М.И. Сигналы электромагнитного каротажа в процессе бурения и их численная инверсия / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, А.А. Горбатенко, М.А. Павлова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – №3. – С. 49 – 55.
14. Эпов М.И. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин // Каротажник. – 2016. – Вып. 269. – С. 94 – 109.
15. Nikitenko M.N. High-frequency LWD Electromagnetic Measurements Applied to Studying Macroanisotropic Properties of Thin-bedded Sedimentary Deposits / M.N. Nikitenko, V.N. Glinskikh, V.N. Eremin, M.I. Epov // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition (Moscow, 24-26 October, 2016). – Moscow, 2016. – Paper SPE-182088-MS. – 19 p.
16. Nikitenko M.N. Development of LWD High-frequency Resistivity Tool / M.N. Nikitenko, M.I. Epov, V.N. Glinskikh, K.V. Suhorukova, V.N. Eremin // «Geosciences – Investing in the Future» (Saint Petersburg, 7-10 April 2014): 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition. – Saint Petersburg, 2014. – Paper ThD05. DOI: 10.3997/2214-4609.20140177. – P. 725 – 729.

ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗОНДА В ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОМ БАКЕ

Кадыргалиев Батияр Орынбасарович

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, Kadyrgalievb@ipgg.sbras.ru

Михайлов Игорь Владиславович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, MikhailovIV@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Работа посвящена физическому моделированию сигналов электромагнитного зонда с тороидальными катушками в электролитическом баке. Выполнена серия спуско-подъёмных операций, в ходе которых профилировались границы «воздух-электролит» и «электролит-скважина». Установлены характерные особенности сигналов. Отмечается высокий уровень повторяемости измерений.

Ключевые слова: физическое моделирование, скважинная электрометрия, тороидальные катушки, оценка коллекторских свойств.

PHYSICAL MODELING OF SIGNALS OF AN ELECTROMAGNETIC LOGGING TOOL IN THE ELECTROLYTIC TANK

Kadyrgaliev Bakhtiyar Orynbasarovich

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, Kadyrgalievb@ipgg.sbras.ru

Mikhailov Igor Vladislavovich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, research officer, MikhailovIV@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

The work is devoted to physical modeling of signals of an electromagnetic tool with toroidal coils in the electrolytic tank. A series of round-trip operations was performed, during which the boundaries "air-electrolyte" and "electrolyte-borehole" were profiled. We established the characteristic features of the signals. There is a high degree of measurement repeatability.

Keywords: physical modeling, borehole electromagnetics, toroidal coils, formation evaluation

В области геофизического исследования скважин рассматривались возможности применения зондов с тороидальными катушками для установления электрической макроанизотропии горных пород, определения удельного электрического сопротивления неизменённой части пласта при каротаже во время бурения, в задачах геонавигации [1-7]. Большое внимание уделяется математическому моделированию электромагнитных сигналов при возбуждении среды источниками разного типа, в том числе, тороидальными [8-10].

В лаборатории скважинной геофизики ИНГГ СО РАН выполняется разработка нового электромагнитного зонда, в котором генераторами и приёмниками являются тороидальные катушки [11-16]. Электромагнитный зонд использует наборы генераторных и приёмных катушек, образующих зонды разной длины, работает на нескольких операционных частотах в килогерцовом

диапазоне и имеет несколько режимов работы. На начальном этапе зонд испытан в лабораторных условиях – бассейнах, заполненных раствором с известным удельным электрическим сопротивлением (УЭС). В ходе повторных погружений определён уровень повторяемости сигналов, проведён анализ диаграмм. Результаты исследований указывают на возможность применения электромагнитного зонда на тороидальных катушках в скважинах для расчленения разреза, определения литологического состава, установления УЭС горных пород. Вследствие особенностей распределения вихревых токов в среде, электромагнитный зонд позволяет изучать электрическую макроанизотропию флюидонасыщенных пластов-коллекторов.

Зонд имеет металлический корпус с размещёнными на нём тороидальными катушками. В данном приборе реализованы два режима работы: синфазный – токи в генераторных катушках направлены в одну сторону, и противофазный – токи разнонаправлены. Измеряемым параметром являются амплитуда тока. На рис. 1 генераторы отмечены красным цветом, приёмник – синим.

Стенки бака имеют гидроизоляционный слой; на дне бака пробурена скважина глубиной 4 м и обсаженная асбоцементной трубой (рис. 1). Высота водной глади составляет 2 м. УЭС электролита в баке 2.32 Ом·м. Площадь основания бака $4.1 \times 2.8 \text{ м}^2$, высота бака 2.2 м.

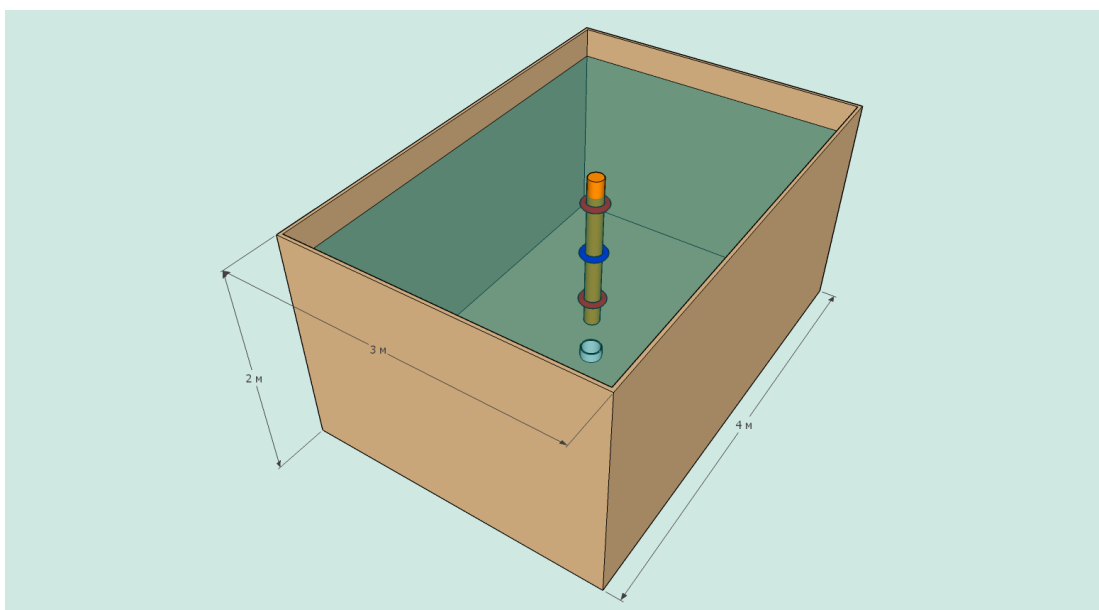


Рисунок 1 – Общий вид электролитического бака

Выполнены две спуско-подъёмные операции, в ходе которых проводился анализ диаграмм сигналов центральной приёмной катушки при пересечении границ «воздух-электролит» и «электролит-скважина», а также на повторяемость. Получены диаграммы сигналов центрального приёмника в синфазном и противофазном режимах (рис. 2). Черным цветом на рис. 2 показана диаграмма основного погружения, красным – повторного. По синфазному режиму выделены среды с различными УЭС, а по противофазному режиму – границы «воздух-электролит» и «электролит-скважина». Интервал бака выделяется ростом амплитуды тока в синфазном режиме на интервале глубин 2-4 м. Амплитуда тока в противофазном режиме минимальна в центральной части бака.

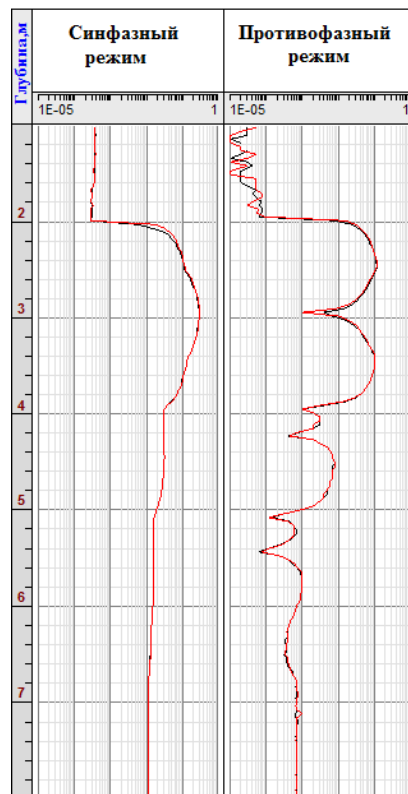


Рисунок 2 – Диаграммы сигналов в центральной приёмной катушке на спуске

Таким образом, установлен высокий уровень повторяемости сигналов центральной приёмной катушки в синфазном и противофазном режимах. Диаграммы сигналов позволяют различить пласты с разными УЭС и выделить границы сред.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Карин Ю.Г. Моделирование электромагнитного источника тока на тороидальных катушках для изучения проводящих сред / Ю.Г. Карин, А.К. Манштейн // «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири». Всероссийская научная конференция молодых учёных и студентов, посвящённый 80-летию академика А.Э. Конторовича (10-15 февраля 2014 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2014. – С. 200 – 205.
2. Манштейн А.К. Моделирование электромагнитного источника на тороидальных катушках для изучения проводящих сред / А.К. Манштейн, Ю.Г. Карин // «Природные ресурсы Сибири и Дальнего Востока – взгляд в будущее». Международный экологический форум (19-21 ноября 2013 г.): материалы форума. – Кемерово, 2013. – Т. 1. – С. 344-350.
3. Arps J.J. Inductive resistivity guard logging apparatus including toroidal coils mounted on a conductive stem /J.J. Arps // US Patent 3,305,771 – Published February 21, 1967.
4. Bonner S. A new generation of electrode resistivity measurements for formation evaluation while drilling /S. Bonner, A. Bagersh, B. Clark, G. Dajee, M. Dennison, J.S. Hall, J. Jundt, J. Lovell, R. Rosthal // SPWLA 35th Annual Logging Symposium (June 19-22, 1994): transactions. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – Vol. 2. Paper OO – 25 p.
5. Bonner S.D. Apparatus and method for determining the resistivity of underground formations surrounding a borehole /R.A. Rosthal, A.A. Bagersh, M.G. Lüling, J.A. Jundt // US Patent 5,463,320 – Published October 31, 1995.
6. Clark B. Well logging apparatus having toroidal induction antenna for measuring, while drilling, resistivity of earth formation /B. Clark, S.D. Bonner, J.A. Jundt, M.G. Lüling // US Patent 5,235,285 – Published August 10, 1993.

7. Gianzero S. Determining formation anisotropy based in part on lateral current flow measurements /Gianzero S., Bittar M. // US Patent 7,227,363 – Published June 5, 2007.
8. Каринский А.Д. Решения прямых задач о поле тороидальной антенны в анизотропной среде /А.Д. Каринский // Физика Земли. – 2003. – № 1. – С. 9-20.
9. Михайлов И.В. Анализ возможностей зондов электрокаротажа с индукционно-гальваническим возбуждением (по материалам публикаций и результатам моделирования) /И.В. Михайлов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014». X Международный научный конгресс (8-18 апреля 2014 г.): сб. материалов в 4 т. – Новосибирск, 2014. – Т. 2. – С. 174-176.
10. Михайлов И.В. Математическое моделирование сигналов кругового магнитного тока в типичных слоисто-однородных моделях терригенных коллекторов /И.В. Михайлов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских // VII Сибирская научно-практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле (с участием иностранных специалистов) (17-21 ноября 2014 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2014. – С. 387-388.
11. Эпов М.И. Способ измерения удельной электропроводности и электрической макроанизотропии горных пород /М.И. Эпов, В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко // Патент на изобретение RU 2525149. – Оpubл. 10.08.2014. – Бюлл. № 22.
12. Эпов М.И. Устройство для измерения удельной электропроводности и электрической макроанизотропии горных пород /М.И. Эпов, В.Н. Еремин, А.К. Манштейн, А.Н. Петров, В.Н. Глинских // Патент на изобретение RU 2528276. – Оpubл. 10.09.2014. – Бюлл. № 25.
13. Эпов М.И. Электромагнитный зонд для каротажа в нефтегазовых скважинах /М.И. Эпов, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, В.Н. Глинских // Патент на изобретение RU 2583867. – Оpubл. 10.05.2016. – Бюлл. № 13.
14. Эпов М.И. Электромагнитный зонд для каротажа в нефтегазовых скважинах /М.И. Эпов, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, В.Н. Глинских // Патент на промышленный образец RU 97539. – Оpubл. 16.03.2016. – Бюлл. № 3.
15. Эпов М.И. Устройство для генерации электромагнитного поля тороидальной катушкой в геологической среде /М.И. Эпов, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, В.Н. Глинских, И.В. Суродина, В.В. Киселев, М.Н. Никитенко // Патент на изобретение RU 2579177. – Оpubл. 10.04.2016. – Бюлл. № 10.
16. Эпов М.И. Устройство для регистрации характеристик электромагнитного поля с использованием тороидальных катушек /М.И. Эпов, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, В.Н. Глинских, И.В. Суродина, В.В. Киселев // Патент на изобретение RU 2578774. – Оpubл. 27.03.2016. – Бюлл. № 9.

ИМИТАЦИЯ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАФИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОРОВ

Дудаев Александр Русланович

Новосибирский государственный университет, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, студент, лаборант-исследователь, Dudaev.Sasha@live.ru

Кондратьев Александр Юрьевич

Новосибирский государственный университет, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, студент, лаборант-исследователь, KondratyevAY@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Представленная работа посвящена разработке быстрых алгоритмов решения задачи электрического каротажа нефтегазовых скважин на основе сеточных методов конечных элементов и конечных разностей с использованием высокопроизводительных вычислений на графических процессорах.

Ключевые слова: метод конечных элементов, метод конечных разностей, CUDA, высокопроизводительные вычисления, GPU, электрический каротаж.

SIGNAL SIMULATION ELECTRIC LOGGING WITH USING GRAPHIC PROCESSORS

Dudaev Alexander R.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, Laboratory assistant researcher, DudaevAR@ipgg.sbras.ru

Kondratyev Alexander Y.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, Laboratory assistant researcher, KondratyevAY@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

The presented work is devoted to the development of fast algorithms for solving the problem of electric logging of oil and gas wells on the basis of grid finite element methods and finite differences using high-performance computing on graphic processors.

Keywords: finite element method, finite difference method, CUDA, high-performance computing, GPU, electric logging.

Среди актуальных проблем современной геоэлектрики можно выделить одну наиболее остро стоящую на сегодняшний день, связанную с увеличением требований к достоверности и оперативности интерпретации каротажных сигналов. Сложившаяся ситуация в области разработки интерпретационных систем указывает на то, что их дальнейшее развитие во многом будет определяться возможностью оперативного математического моделирования. В средах со сложным пространственным распределением геоэлектрических параметров каротажные сигналы должны быть проинтерпретированы в рамках решений многомерных задач. Использование решений в полной постановке для этих целей оказывается малоэффективным из-за их высокой вычислительной ресурсоемкости. Для сокращения времени расчетов прибегают к параллельным вычислениям на кластерах или многопроцессорных вычислительных системах. Для решения многомерных задач современной геоэлектрики такой способ увеличения производительности

оправдан при проведении единичных численных экспериментов и не может быть применен для создания автоматизированных систем интерпретации, которые, как правило, базируются на персональных компьютерах.

В условиях высокотехнологичных геофизических исследований при изучении геологических объектов критическим для эффективности становится использование мобильных многопроцессорных систем. В отличие от центрального процессора современные графические процессоры, специально спроектированы для очень быстрой обработки больших объемов потоковых данных с помощью параллельной работы более чем тысячи потоков исполнения. В настоящее время использование сопроцессоров (GPU, Xeon Phi) для ускорения вычислений в задачах общего назначения [1-4] привлекает все большее внимание исследователей в разных научных областях, в том числе в скважинной геофизике. Эти устройства уже получили широкую поддержку за рубежом со стороны научной общественности, и являются одной из самых популярных платформ для решения обширного круга научных и инженерных задач.

При изучении геологических разрезов большую роль играет определение УЭС горных пород вокруг скважины для оценки их нефтегазонасыщенности. Один из самых известных способов решения этой задачи состоит в регистрации электрических потенциалов, наводимых источником постоянного тока в скважине. Среди методов электрического каротажа особое место занимает электрический каротаж. Скважинный прибор этого метода включает несколько зондов, состоящих из соосно размещённых одного питающего (токового) электрода А и двух сближенных измерительных М и N электродов (рис. 1).

Рассматривается решение прямой двумерной задачи электрического каротажа. Двумерная осесимметричная геоэлектрическая модель среды описывает геологический разрез, вскрытый вертикальной скважиной (рис. 1). Осесимметричная модель включает пачку пластов с плоскопараллельными горизонтальными границами, пересечёнными вертикальной цилиндрической скважиной. В прискважинной области каждого из пластов может быть зона проникновения, сформированная в процессе вытеснения пластового флюида фильтратом бурового раствора. Она отделена от скважины и пласта коаксиально-цилиндрической границей. Каждая из областей геоэлектрической модели среды характеризуется своими значениями УЭС.

Получены решения прямой двумерной задачи электрического каротажа на основе сеточных методов – конечных элементов и конечных разностей. Как известно, численные решения задач электродинамики с использованием сеточных методов приводят к решению систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с разреженными матрицами большой размерности, для решения которых эффективно применяются прямые и итерационные методы.

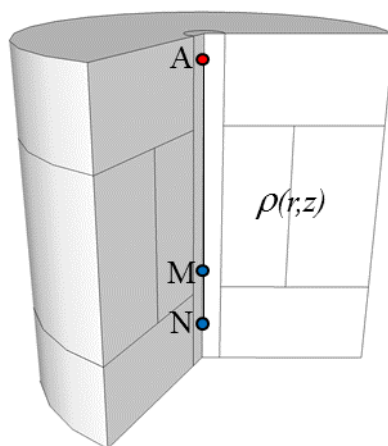


Рисунок 1 – Двумерная осесимметричная геоэлектрическая модель среды и зонд БКЗ

В рамках решения задачи методом конечных элементов для нахождения решения СЛАУ используется прямой метод на основе разложения Холецкого и последующего решения двух вспомогательных СЛАУ с треугольными матрицами. В рамках решения задачи методом конечных разностей для нахождения решения СЛАУ используются итерационный метод сопряженных градиентов.

Основные особенности первой реализации включают следующее. В рассматриваемой задаче для моделирования сигналов во множестве точек по скважине разложение матрицы на

произведение двух треугольных матриц можно выполнить один раз, а затем использовать его для нахождения нескольких решений СЛАУ. Эта необходимость решения большого числа СЛАУ с одной и той же матрицей, но с разными правыми частями, приводит к тому, что вычислительные затраты на решение двух СЛАУ с треугольными матрицами начинают значительно превышать затраты на разложение матрицы основной СЛАУ. Для этого необходимо использовать параллельные вычисления.

В основе второй реализации лежит метод сопряженных градиентов. В статье [5] выполнена реализация данного метода с использованием с предобуславливания. В рамках настоящей работы с помощью технологии CUDA [6] выполнена параллельная реализация метода сопряженных градиентов. Полученные результаты сравнительного анализа вычислений показывают высокую производительность применительно к решению задачи БКЗ на GPU.

Приводятся оценки производительности вычислений с использованием разработанного параллельного алгоритма моделирования данных БКЗ в нефтегазовых скважинах на основе специализированных вычислений на GPU персональных компьютеров в рамках первой реализации. С его помощью получены оценки быстродействия вычислений на CPU (Intel Core i7-3820) и GPU (NVIDIA GeForce Titan), включая гетерогенные CPU-GPU. Для расчетов используются вычислительные библиотеки cuSOLVER [7] и CHOLMOD [8], позволяющие осуществлять факторизацию и нахождение решения СЛАУ на CPU и GPU как отдельно, так и совместно [9]. Выполнен анализ времени вычислений на CPU и GPU при факторизации, нахождении решений СЛАУ и общего времени в зависимости от размера матрицы. Установлено, что применительно к решаемой задаче вычисления наиболее эффективны при факторизации на GPU и нахождении решений СЛАУ на CPU (Таблица 1).

Таким образом, на основе специализированных вычислений на GPU разработаны эффективные средства моделирования диаграмм электромагнитных зондирований в нефтегазовых скважинах. Получены оценки производительности при расчетах диаграмм в двумерных геоэлектрических моделях при вычислениях на GPU и CPU. Показано, что при использовании GPU для вычислений удастся достичь значительного увеличения производительности по сравнению с идентичными расчетами на CPU. Полученные результаты указывают на возможности создания автоматизированных систем интерпретации нового поколения на основе высокопроизводительных вычислений на GPU.

Таблица 1 – Время вычислений на CPU и GPU при факторизации, нахождении решений СЛАУ и общее в зависимости от размера матрицы

Размер матрицы, тыс. эл.	Время вычислений, с					
	CPU			GPU		
	Факторизация	Решение СЛАУ	Общее	Факторизация	Решение СЛАУ	Общее
13	0.14	0.67	1.06	0.07	18.51	19.03
49	0.61	6.94	7.47	0.32	69.57	71.08
192	3.75	43.54	50.53	1.56	285.15	290.70
763	34.64	339.82	386.78	11.47	1402.59	1430.39

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Глинских В.Н. Моделирование диаграмм электромагнитного каротажа на графических процессорах /В.Н. Глинских, М.И. Эпов, И.Б. Лабутин // Вычислительные технологии. – 2008. – Т. 13. – №6. – С. 50–60.
2. Глинских В.Н. Математическое моделирование данных электромагнитного каротажа с использованием высокопроизводительного сопроцессора Intel Xeon Phi /В.Н. Глинских, Ю.О. Буланцева // Вестник НГУ. Серия: Математика, механика, информатика. – 2014. – Т.14. – №4. – С. 11–22.
3. Глинских В.Н. Инверсия данных электромагнитного каротажа на графических ускорителях /В.Н. Глинских, В.А. Горбатенко // Вычислительные технологии. – 2015. – Т.20. – №1. – С. 25–

4. Глинских В.Н. Высокопроизводительные гибридные CPU-GPU вычисления в задаче электрического каротажа нефтегазовых скважин /В.Н. Глинских, А.Р. Дудаев, О.В. Нечаев // Вычислительные технологии. – 2017. – Т.22. – №3. – С. 16–31.
5. Labutin I.B. Algorithm for Sparse Approximate Inverse Preconditioners in the Conjugate Gradient Method /I.B. Labutin, I.V. Surodina // Reliable Computing. – 2013. – №19. – P. 120–126.
6. CUDA C best practices guide // NVIDIA CUDA. 2017. – URL: <http://docs.nvidia.com/cuda/cuda-c-best-practices-guide>
7. cuSOLVER // URL: <http://docs.nvidia.com/cuda/cusolver>
8. Davis T.A. SuiteSparse: A Suite of Sparse Matrix Software // URL: <http://www.suitesparse.com>
9. Глинских В.Н. Высокопроизводительные вычисления на графических процессорах для задач скважинной геоэлектрики /В.Н. Глинских, А.Р. Дудаев, О.В. Нечаев // «Тюмень-2017: Геонауки — ключ к рациональному освоению недр». 5-я международная научно-практическая конференция (Тюмень, 27-30 марта, 2017): материалы конференции. – Тюмень, 2017. CD-ROM, PW02. – DOI: 10.3997/2214-4609.201700115 – 4 с.

ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ХВОСТОХРАНИЛИЩ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ И ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Карин Юрий Григорьевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, YGKarin@gmail.com

Юркевич Наталья Викторовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Осипова Полина Сергеевна

Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, osipowa.pol@yandex.ru

Ельцов Игорь Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, директор, д.т.н., профессор, YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

Актуальность исследований сульфидных отходов обусловлена экологическими рисками в связи с формированием кислого дренажа, распространяющего токсичные элементы на десятки километров от хранилищ, просачиванием поровых высокоминерализованных растворов в горизонт грунтовых вод, загрязнением почв и атмосферного воздуха за счет эолового сноса тонкоизмельченного материала хвостов. Одним из перспективных подходов к изучению состава хвостохранилищ и путей миграции дренажных растворов является применение геофизических методов. Электроразведка позволяет оптимизировать систему мониторинга хвостохранилищ, сократив число отбираемых проб для геохимических исследований, оценить ресурсы полезных компонентов и оконтурить зоны распространения подземных дренажных потоков [1-3]. Понимание механизмов миграции и осаждения химических элементов внутри тела отходов и их выноса за пределы техногенной системы будет более ясным при правильной интерпретации данных электроразведки, а для этого нужны точные знания о природе электрической проводимости внутренней среды тела отходов, о вкладе минерального скелета и порового раствора, что позволит на основе геофизических данных прогнозировать развитие техногенной системы. В свою очередь получение качественных полевых электроразведочных данных, по которым впоследствии можно построить геоэлектрическую модель, связано с выбором системы наблюдения, типом установок и в целом набора методов. Отсутствие четких рекомендаций и опробованных методик не позволяет в полной мере сравнить между собой различные хвостохранилища и сделать общие выводы о характере путей миграции и связи состава с электропроводностью. Разработка алгоритма исследования хвостохранилищ горнорудного производства при помощи геофизических и геохимических методов является актуальной задачей, решение которой позволит: 1) оптимизировать систему мониторинга техногенных объектов за счет сокращения числа отбираемых проб, 2) ускорить и существенно уточнить оценку ресурсов полезных компонентов и оконтурить зоны распространения подземных дренажных потоков.

Ключевые слова: электроразведка, хвостохранилище, методы геофизических исследований, методы геохимических исследований.

GEOELECTRIC MODELS OF TAILINGS ON GEOPHYSICAL AND GEOCHEMICAL DATA

Karin Yuri G.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, research officer, YGKarin@gmail.com

Yurkevich Natalia V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, research officer, Ph.D., YurkevichNV@ipgg.sbras.ru

Osipova Pauline S.

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, osipowa.pol@yandex.ru

Yeltsov Igor N.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), NSU, NSTU, Novosibirsk, Russia, Doctor of Technical Sciences, associate professor, director of IPGG, YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

The relevance of studies of sulfide wastes is caused by environmental risks due to the formation of acid mine drainage spreading toxic elements on tens kilometers from mine tailings. One of the promising approaches to study the composition of tailing dumps and ways of migration of drainage solutions is the use of geophysical methods. Electromagnetic studies allow optimizing the monitoring system for tailing dumps, reducing the number of samples for geochemical investigation, estimating the resources of valuable components and contouring the areas of infiltration and underground drainage flows [1-3]. Understanding of the mechanisms of migration and deposition of chemical elements within the body of the waste will be clearer by properly interpreting electrical survey data.

Obtaining of the qualitative field data for constructing a geoelectrical model is associated with the choice of the observation system, the type of measuring assembly and the set of methods. The lack of detailed recommendations and tested methods does not allow comparing completely the various tailing dumps and drawing general conclusions about the nature of the migration pathways and the relationships between the composition and the electrical conductivity. The development of an algorithm to investigate mine tailing dumps using geophysical and geochemical methods is an urgent task, the solution of which will allow: 1) to optimize the monitoring system for technogenic objects by reducing the number of samples; 2) to accelerate and significantly refine the assessment of the resources of valuable components and to outline the zones of underground drainage streams spreading.

Keywords: electrical exploration, tailing pond, geophysical research methods, geochemical research methods.

Одним из перспективных подходов к изучению состава хвостохранилищ и путей миграции дренажных растворов в подземные воды является применение электроразведки. В настоящее время в нашей стране проблеме хранилищ отходов горнообогатительных комбинатов (ГОКов) уделяется всё больше внимания, что требует разработки новых и модифицирования уже существующих методов исследования сложных техногенных объектов. Поскольку хвосты имеют сопротивление значительно ниже окружающих коренных пород, логично предположить, что методы электроразведки будут эффективны при оконтуривании области распространения и обнаружения возможных путей миграции стоков за пределы хранилищ.

Метод электротомографии широко [4, 5] применяется при решении задач картирования различных путей миграции грунтовых вод и минерализованных растворов. А также для мониторинга различных гидротехнических сооружений, оценки распространения загрязняющих веществ и при решении других подобных задач. Так же достаточно популярен и метод ЧЗ [6]. Однако комплексирование методов часто не предполагает какой-то четкой, систематизированной последовательности действий. Не было предложено одной общей методики исследования схожих по своим свойствам объектов. В нашем случае исследуемые объекты имеют очень схожие геоэлектрические контрастные свойства, что позволяет применяемым методам давать хорошие результаты. Одной характерной особенностью является небольшие мощности исследуемых отложений. Это связано с категорично другим подходом при формировании хвостохранилищ, в СССР и России огромные территории позволяли складировать отходы прямо в русла рек или на других открытых участках, зачастую даже не оборудованных. Что привело, в свою очередь, к значительному распространению загрязняющих веществ в окружающую среду.

В качестве потенциально полезных объектов были выбраны так, чтобы охватить хранилища различных типов формирования (гидроотвал, пруд-отстойник, карьерное озеро, река), времени образования, кислотности среды ($\text{pH} = 2.0 - 8.5$) и с широким диапазоном концентраций химических элементов в техногенных растворах.

Белоключевское хвостохранилище расположено в 270 метрах от населенного пункта Урск, Кемеровской области и приурочено к Белоключевскому месторождению золота Урского рудного поля. Талмовские Пески – первое хвостохранилище Салаирского горно-обогатительного комбината. Расположено в непосредственной близости от города Салаир. Подробная характеристика его руд и технологических процессов (главным образом, руды обогащались методом флотации) приведена ранее [7]. Дюков Лог – хвостохранилище Салаирского горно-обогатительного комбината (СГОКа), которое образовалось в результате складирования отходов флотации и цианирования барит-полиметаллических рудных тел в 1942 - 1975 гг. [7]. Хвостохранилище расположено в естественном логу в черте г. Салаир. Комсомольский гидроотвал

- хвостохранилище представляет собой котловину, заполняющуюся общим стоком золотоизвлекательного завода. Количество накопленного материала составляет порядка 1 млн. м³.

Исследования хвостохранилищ проводятся несколькими методами, геофизическими и геохимическими. Первые включают экспресс площадную съемку методом ЧЗ и выделение наиболее перспективных участков для дальнейшего исследования методом электротомографии. После проведения геофизической съемки по полученным результатам строятся карты и разрезы, намечаются места постановки шурфов и отбора проб. Геохимические методы исследования включают в себя сбор фактического материала, анализ образцов, натурные и лабораторные эксперименты.

Совершенная аппаратура для частотного зондирования позволяет получить необходимое количество данных, так же как и аппаратура для электротомографии. Корректное представление данных в виде разрезов и карт позволяет сделать выводы о строении хвостохранилищ уже на этапе первичной обработки полученного материала. Однако, для правильной интерпретации полученных геоэлектрических разрезов необходима верификация данными о фактическом составе грунтов. Участки с наибольшим разбросом УЭС были выбраны для геохимического опробования.

Данные о химическом составе, физико-химических параметрах вещества отходов совместно с результатами частотного зондирования и электротомографии, позволили выявить геоэлектрическую зональность среды и установить зависимости геоэлектрических параметров среды от химического состава вещества отходов и минерализации поровых растворов. Предложенный подход позволяет оценить объем накопленных хвостов, прогнозировать направление миграции дренажных потоков и доказать проникновение высокоминерализованных техногенных растворов в горизонт грунтовых вод.

В общем виде методика изучения хвостохранилищ включает в себя следующие шаги:

1. Электромагнитное профилирование на выбранной площадке исследования;
2. По карте сопротивлений необходимо определить наиболее интересные места для подробного изучения;
3. На выбранных участках необходимо провести электротомографию;
4. Построение предварительных геоэлектрических разрезов;
5. На полученных разрезах выбрать наиболее контрастные по сопротивлениям области для шурфовки, провести геохимическое опробование;
6. По геохимическим результатам построить корреляционные таблицы и графики УЭС и рН, Eh, электропроводности; определить количество слоев и их электросопротивление по шурфам, по результатам корреляции и по кривым зондирования;
7. Подобрать стартовую модель по геохимическим исследованиям и анализу кривых зондирования;
8. Провести одномерную инверсию по нескольким кривым зондирования, основанную на стартовой модели;
9. Выполнить двумерную «автоматическую» инверсию, учитывающую выделенные по результатам одномерной инверсии границы, и получить финальный геоэлектрический разрез.

Предложенный алгоритм позволяет корректировать стартовую модель для автоматической двумерной инверсии с учетом априорной геохимической информации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Nearing G. S. et al. Electromagnetic induction for mapping textural contrasts of mine tailing deposits //Journal of Applied Geophysics. – 2013. – Т. 89. – С. 11 – 20.
2. Bortnikova S.B., Yurkevich N.V., Bessonova E., Karin Y.G., Saeva O.P. The combination of Geoelectrical Measurements and Hydro-Geochemical Studies for the Evaluation of Groundwater Pollution in Mining Tailings Areas // The Handbook of Environmental Chemistry: Springer Berlin Heidelberg, 2013. – № 5. – Режим доступа: http://link.springer.com/sci-hub.org/chapter/10.1007%2F698_2013_234
3. Yurkevich N.V. Geochemical anomalies in two sulfide-bearing waste disposal areas: Fe, Cu, Zn, Cd, Pb, and As in contaminated waters and snow, Kemerovo and Chelyabinsk regions, Russia / Yurkevich

- N.V., Saeva O.P., Karin Y.G. // *Toxicological & Environmental Chemistry*. – 2015. – V. 15. – I. 1. – P. 76-89.
4. Бобачев А. А. Электromетрические исследования на территории хвостохранилища горно-обогатительного комбината / Бобачев А. А. и др. // *Разведка и охрана недр*. – 2006. – №. 12. – С. 25-29.
 5. Grangeia C. Mine tailings integrated investigations: the case of Rio tailings (Panasqueira Mine, Central Portugal) / Grangeia C. et al. // *Engineering Geology*. – 2011. – Т. 123. – №. 4. – С. 359-372. [Nearing G.S. et al 2013]
 6. Nearing G. S. Electromagnetic induction for mapping textural contrasts of mine tailing deposits / Nearing G. S. et al. // *Journal of Applied Geophysics*. – 2013. – Т. 89. – С. 11-20.
 7. Бортникова С. Б. Техногенные озера: формирование, развитие и влияние на окружающую среду / Бортникова С.Б., Гаськова О.Л., Айриянц А.А. – Изд-во СО РАН, Филиал "Гео", 2003.

ТЕСТИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕЛИНЕЙНОЙ AVOA ИНВЕРСИИ ОТРАЖЕННЫХ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН В АНИЗОТРОПНОЙ НТИ СРЕДЕ НА МОДЕЛЬНЫХ ДАННЫХ

Лыхин Павел Александрович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, инженер, аспирант, Pavel.lykhin@gmail.com

Нефедкина Татьяна Викторовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

Данная работа посвящена азимутальному анализу амплитуд отражённых продольных волн. В статье исследуется оптимизационный алгоритм нелинейной AVOA инверсии PP отражений в анизотропных средах. Традиционные методы AVOA анализа, базирующиеся на линейризованных аппроксимациях коэффициента отражения Р-волны на границе изотропного и анизотропного (НТИ) полупространств, пригодны только для сред с малым перепадом упругих параметров на отражающей границе и слабой анизотропией. Наш алгоритм может быть применён в средах с контрастными границами и произвольной анизотропией.

Ключевые слова: азимутальный AVO анализ, пространственный AVOA анализ, амплитуды отражений, AVOA инверсия, трансверсально-изотропная НТИ среда, точность и помехоустойчивость метода.

TESTING THE EFFICIENCY OF NONLINEAR AVOA INVERSION FOR PP-REFLECTIONS IN HTI ANISOTROPIC MEDIA ON THE MODEL DATA

Lykhin Pavel A.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Post-graduate Student, engineer, Pavel.lykhin@gmail.com

Nefedkina Tatyana V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Ph. D., Senior Science Researcher, NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

This paper is devoted to the azimuthal amplitude analysis of reflected P-waves. The optimization algorithm of nonlinear AVOA inversion of PP reflections in anisotropic media was investigated. Conventional methods of AVOA analysis, based on linearized approximations for the reflection coefficient at the interface of the isotropic and anisotropic (HTI) half-spaces, are suitable only for media with weak-contrast of elastic parameters at the reflecting interface and weak anisotropy. Our algorithm can be used for media with strong-contrast interfaces and arbitrary anisotropy.

Keywords: azimuthal AVO analysis, spatial AVO analysis, reflection amplitude, AVOA inversion, transversely isotropic (HTI) media, the accuracy and robustness of the method.

Введение. AVOA анализ применяется для обнаружения зон повышенной азимутально-ориентированной трещиноватости резервуаров углеводородов, а также для определения направления трещин. В основе метода AVOA-анализа лежат линейризованные аппроксимации Рюгера [1] для плосковолнового коэффициента отражения продольной волны на границе изотропного и анизотропного (НТИ) полупространств, полученные в предположении малого контраста упругих свойств на границе. В работе [2] исследуются условия, при которых аппроксимации Рюгера являются правомерными. В ней показано, что аппроксимационные формулы пригодны для AVOA инверсии только в случае слабой анизотропии при перепаде упругих параметров на границе $\leq 10\%$. Для AVOA инверсии в анизотропных средах с контрастными границами был разработан нелинейный оптимизационный алгоритм [3], тестированию которого посвящена настоящая статья.

Методология. Система вертикальных азимутально-ориентированных трещин представляется в виде модели трансверсально-изотропной среды с горизонтальной осью симметрии

(среда НТИ). В случае анизотропных сред коэффициенты отражения и прохождения плоских волн через плоскую границу определяются из решения системы 6 линейных уравнений, полученных из условий непрерывности вектора смещений и непрерывности вектора напряжений на жёсткой границе [4]. В матричной форме эту систему можно записать:

$$\mathbf{b} = \mathbf{A}\mathbf{X} \quad (1)$$

где \mathbf{A} – матрица смещений-напряжений для образующихся волн, \mathbf{b} – это вектор-столбец смещений-напряжений для падающей волны, \mathbf{X} - вектор-столбец коэффициентов отражения и преломления. Из решения системы (1) может быть получено точное значение плоскотоволнового коэффициента отражения РР волны на границе изотропного и анизотропного (НТИ) полупространств для заданных параметров модели.

Линеаризованное аппроксимационное уравнение для этого коэффициента отражения получено Рюгером [1] в предположении малости изменений упругих свойств среды на границе:

$$R_{pp} = A + B(\varphi - \varphi_0) \sin^2 \theta + C(\varphi - \varphi_0) \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (2)$$

где θ - угол падения волны на границу, φ - азимут линии источник-приемник, φ_0 - азимут оси симметрии относительно оси X.

В предлагаемом методе AVOA инверсии решение обратной задачи осуществляется в два этапа. На первом этапе на малых удалениях от источника используется линейная аппроксимация Рюгера и методом наименьших квадратов определяется азимут оси симметрии φ_0 . На втором этапе на полной базе наблюдений оптимизационным методом Нелдера-Мида рассчитываются все упругие параметры анизотропного слоя, включая параметры анизотропии Томсена $\varepsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$ и γ . Осуществляется минимизация следующей функции:

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (A_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) - A_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}))^2}$$

где n - число наблюдений, l_i – расстояние от источника до i -го приёмника, \mathbf{v} - вектор неизвестных параметров модели, \mathbf{m} - вектор материальных параметров модели, $A_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m})$ – наблюдаемые амплитуды отражения, исправленные за геометрическое расхождение; $A_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v})$ - теоретическое описание коэффициента отражения, вычисляемое с помощью системы (1).

Тестирование алгоритмов обработки на модельных данных. Тестирование алгоритмов проводилось на модельных данных для Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ). Обобщенная сейсмогеологическая модель ЮТЗ была составлена по данным ВСП в скважинах Юр-55 и Юр-33. В качестве модели была выбрана горизонтально-слоистая среда с двумя трансверсально-изотропными слоями, оси симметрии в которых горизонтальны и составляют с осью X углы 30° (слой 1) и 60° (слой 10). Параметры модели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры модели ЮТЗ. Анизотропные слои выделены оранжевым цветом

№ слоя	H, м	Мощность, м	V_p , м/с	V_s , м/с	ρ , г/см ³	$\varepsilon^{(V)}$	$\delta^{(V)}$	γ
1	85	85	2260	1017	2,1	-0,13	-0,064	0,13
2	385	300	3600	1700	2,4	0	0	0
3	785	400	5600	3100	2,65	0	0	0
4	985	200	6500	3500	2,75	0	0	0
5	1235	250	4800	2700	2,5	0	0	0
6	1515	280	6100	3200	2,7	0	0	0
7	2015	500	5250	2850	2,6	0	0	0
8	2135	120	6300	3400	2,75	0	0	0
9	2215	80	5300	2800	2,6	0	0	0
10	2675	460	7590	3740	2,8	-0,1	-0,06	0,1
11	∞	∞	3700	1500	2,4	0	0	0

Модельными данными являлись теоретические коэффициенты отражения Р-волн от кровли и подошвы анизотропного слоя 10, соответствующего трещиноватым рифейским доломитам. Расчеты коэффициентов выполнены на основе теории лучевого метода в анизотропных средах [4]. Результаты расчётов показаны на рис. 1.

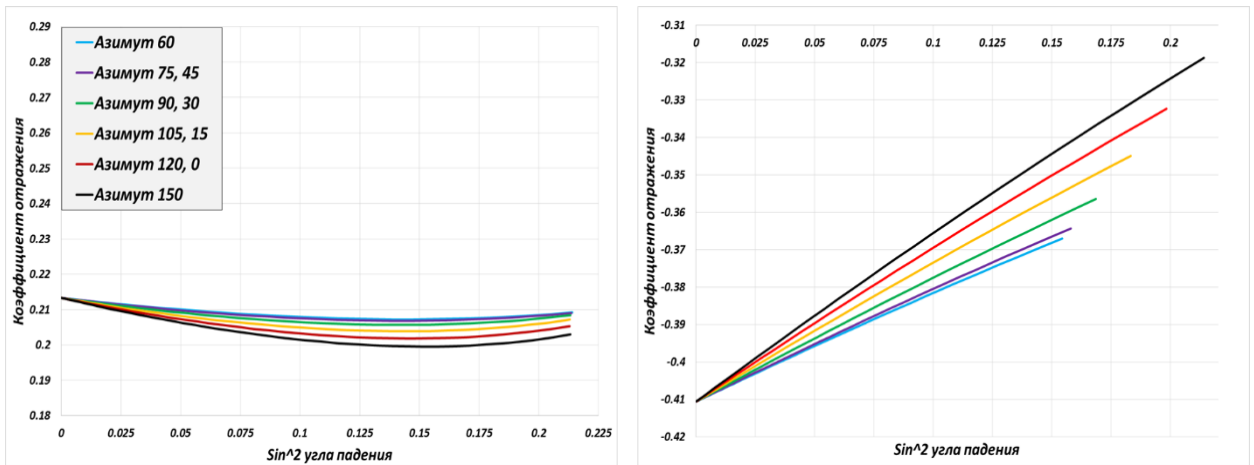


Рисунок 1 – Коэффициенты отражения от кровли (слева) и подошвы (справа) анизотропного слоя 10 для различных азимутов наблюдения

На вход алгоритмов AVOA инверсии подавалась полная совокупность значений коэффициентов отражения, рассчитанных для 8 азимутов радиальных профилей наблюдений, относящихся к одному источнику. Для изучения помехоустойчивости алгоритмов на теоретические значения коэффициентов отражения накладывался случайный шум, имеющий нормальное распределение и составляющий 10 % от среднего уровня коэффициента отражения от кровли слоя 10 на всей базе наблюдения.

Анализ результатов. Нелинейная AVOA инверсия выполнена оптимизационным методом Нелдера-Мида. Определялись параметры анизотропного слоя 10. Параметры изотропных слоёв 9 и 11 считались известными. Углы падения для МНК до 19°, для метода Нелдера-Мида до 32°, что соответствует удалениям 2500 м. Результаты приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Результаты решения обратной задачи для кровли анизотропного слоя

Параметры среды Модель ЮТЗ		Решение обратной задачи для кровли	
		Шум 0%	Шум 10%
$V_{p9}=5,3$	$V_{p10}=7,59$	$V_{p10}=7,59$	$V_{p10}=7,59$
$V_{s9}=2,8$	$V_{s10}=3,74$	$V_{s10}=3,74$	$V_{s10}=3,73$
$\rho_9=2,6$	$\rho_{10}=2,8$	$\rho_{10}=2,8$	$\rho_{10}=2,8$
$\epsilon^{(v)}_9=0$	$\epsilon^{(v)}_{10}=-0,1$	$\epsilon^{(v)}_{10}=-0,1$	$\epsilon^{(v)}_{10}=-0,08$
$\delta^{(v)}_9=0$	$\delta^{(v)}_{10}=-0,06$	$\delta^{(v)}_{10}=-0,06$	$\delta^{(v)}_{10}=-0,07$
$\gamma_9=0$	$\gamma_{10}=0,1$	$\gamma_{10}=0,10$	$\gamma_{10}=0,12$
-	$\varphi_0=60^\circ$	$\varphi_0=60^\circ$	$\varphi_0=57,8^\circ$

Таблица 3 – Результаты решения обратной задачи для подошвы анизотропного слоя

Параметры среды Модель ЮТЗ		Решение обратной задачи для подошвы	
		Шум 0%	Шум 10%
$V_{p10}=7,59$	$V_{p11}=3,7$	$V_{p10}=7,56$	$V_{p10}=7,95$
$V_{s10}=3,74$	$V_{s11}=1,5$	$V_{s10}=3,72$	$V_{s10}=3,92$
$\rho_{10}=2,8$	$\rho_{11}=2,4$	$\rho_{10}=2,81$	$\rho_{10}=2,86$
$\epsilon^{(v)}_{10}=-0,1$	$\epsilon^{(v)}_{11}=0$	$\epsilon^{(v)}_{10}=-0,1$	$\epsilon^{(v)}_{10}=-0,06$
$\delta^{(v)}_{10}=-0,06$	$\delta^{(v)}_{11}=0$	$\delta^{(v)}_{10}=-0,06$	$\delta^{(v)}_{10}=-0,07$
$\gamma_{10}=0,1$	$\gamma_{11}=0$	$\gamma_{10}=0,1$	$\gamma_{10}=0,1$
$\varphi_0=60^\circ$	-	$\varphi_0=59,9^\circ$	$\varphi_0=61,3^\circ$

Как мы видим, на данных без помех азимут оси симметрии, скоростные параметры, плотность и параметры анизотропии определяются практически точно. В случае 10% шума ошибка определения азимута оси симметрии составляет 1-2о. Ошибка определения скоростей и плотности не превышает 5%. Параметры анизотропии определяются с удовлетворительной точностью.

Заключение.

В работе проведено тестирование новой методики AVOA инверсии, позволяющей изучать анизотропные свойства среды по отражениям от контрастных границ. В отличие от стандартных подходов мы используем линеаризованную аппроксимацию коэффициента отражения только для определения азимута оси анизотропии. Остальные упругие параметры анизотропного слоя определяются методом нелинейной оптимизации. В оптимизационном алгоритме используется точное решение для коэффициента отражения PP волны. Тестирование алгоритмов на модельных данных для ЮТЗ показало, что упругие параметры анизотропного слоя определяются с удовлетворительной точностью при отношении сигнал/помеха ≥ 10 .

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ruger A. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media: Society of Exploration Geophysics / A. Ruger. – 2001. – P. 185.
2. Нефедкина Т.В. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд PP отражений в анизотропных средах / Т.В. Нефедкина, П.А. Лыхин // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 21-32.
3. Лыхин П.А. AVOA инверсия PP отражений в азимутально-анизотропных средах методом нелинейной оптимизации / П.А. Лыхин, Т.В. Нефедкина // EAGE «Тюмень 2017» - 5-я научно-практическая конференция: материалы конференции. – Тюмень, 2017. – In 04.
4. Распространение объемных волн и методы расчета волновых полей в анизотропных упругих средах // Сборник научных трудов под ред. Г.И. Петрашени. – Л.: Наука, 1984. – С. 282.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЗОНДИРОВАНИЙ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ДОЮРСКОГО ФУНДАМЕНТА

Михайлов Игорь Владиславович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, MikhailovIV@ipgg.sbras.ru.

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Нечаев Олег Валентинович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, к.ф.-м.н., NechaevOV@ipgg.sbras.ru

Филиппов Юрий Фёдорович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, к.г.-м.н., PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Применительно к изучению геоэлектрического строения карбонатных коллекторов доюрского нефтегазоносного комплекса на юго-востоке Западной Сибири демонстрируются возможности интерпретации данных бокового каротажного зондирования на основе двумерной численной инверсии. Для создания реалистичных геоэлектрических моделей применяются вычислительные алгоритмы, позволяющие определять двумерное распределение удельного электрического сопротивления пространственно неоднородных пластов-коллекторов. Построены геоэлектрические модели флюидонасыщенных карбонатных пластов-коллекторов доюрского комплекса и дано их описание.

Ключевые слова: палеозойские отложения; карбонатный коллектор; боковое каротажное зондирование; удельное электрическое сопротивление; геоэлектрическая модель; двумерная численная инверсия.

INTERPRETATION OF ELECTRICAL SOUNDING DATA IN THE CARBONATE RESERVOIR ROCK OF THE PRE-JURASSIC BASEMENT

Mikhailov Igor Vladislavovich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Research Officer, MikhailovIV@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Nechaev Oleg Valentinovich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Senior Research Officer, Ph.D. (Physics and Mathematics), NechaevOV@ipgg.sbras.ru

Philippov Yuriy Phedorovich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Senior Research Officer, Ph.D. in Geology, PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

The paper presents the possibilities of the lateral logging sounding data interpretation based on two-dimensional numerical inversion studying geoelectric structure of the carbonate reservoir rock of pre-Jurassic reservoir complex in the southeast of Western Siberia. Numerical algorithms are turned to create realistic geoelectric models. These algorithms allow determining the two-dimensional resistivity distribution of the spatially heterogeneous collector

layer. The geoelectric models of the fluid-saturated carbonate collector layers of pre-Jurassic reservoir complex are constructed. The description of these models is given.

Keywords: Paleozoic deposits, carbonate reservoir rock, lateral logging sounding, resistivity, geoelectric model, two-dimensional numeral inversion.

Доюрские комплексы Западно-Сибирской плиты, выделенные в качестве самостоятельного нефтегазоносного этажа академиком А.А. Трофимуком в 1963 г. [1], к настоящему времени представляются перспективным, но все еще недостаточно изученным объектом. Основополагающий вклад в его изучение также внесли В.С. Вышемирский, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалов, А.Э. Конторович, Л.В. Смирнов, В.С. Сурков. Промышленная нефтегазоносность этажа (около 60 залежей углеводородов и еще столько же нефтепроявлений) доказана в разных районах, в том числе на юго-западе Томской и севере Новосибирской области, где в доюрском комплексе открыты залежи нефти, газа и газоконденсата [2–4]. Осадочные отложения этого комплекса характеризуются широким спектром литологических типов, представленных преимущественно карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными породами, в различной степени метаморфизованными. Глубокопогруженные коллекторы в доюрских комплексах обладают сложным геологическим строением, пустотное пространство которых, как правило, относится к смешанному порово-трещиновато-кавернозному типу. Их флюидонасыщение имеет выраженную стратификацию по разрезу скважин и представлено пластами с нефтью, часто с газовой или газоконденсатной шапкой, повсеместно подстилающихся пластом с высокоминерализованной пластовой водой.

С целью доизучения доюрских потенциально перспективных объектов нужен пересмотр большого объема накопленного фактического материала, что приводит к необходимости переинтерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Для значительного продвижения в изучении отложений доюрского комплекса развиваются новые подходы и способы к обработке и интерпретации данных ГИС, основанных на современном программно-алгоритмическом обеспечении. В представленной работе обсуждается и демонстрируется один из способов повышения точности результатов интерпретации данных электрических зондирований с помощью алгоритмов двумерной численной инверсии.

Одним из путей повышения достоверности количественного определения насыщения пластов-коллекторов является привлечение реалистичных геоэлектрических моделей геологической среды, учитывающих как конечные толщины пластов, так и неоднородность прискважинной зоны [5–8]. Как уже отмечалось, использование традиционного подхода к интерпретации в рамках цилиндрически-слоистой модели среды может приводить к существенным погрешностям в определении УЭС и, соответственно, флюидонасыщения. Интерпретацию диаграмм БКЗ в пластах-коллекторах ограниченной толщины необходимо проводить на основе численной инверсии в двумерных геоэлектрических моделях. Поэтому детальные исследования палеозойских отложений, требующие создания достоверных геоэлектрических моделей продуктивных пластов, приводят к необходимости использования алгоритмов двумерной численной инверсии при переинтерпретации данных электрокаротажных зондирований [9–11].

Далее рассматриваются примеры применения алгоритмов двумерной численной инверсии данных БКЗ в интервале сложно построенных высокоомных карбонатных коллекторов доюрского комплекса, вскрытых скважинами на глинистом буровом растворе на одном из месторождений. Разрезы скважин представлены отложениями известняков, глинистых известняков, аргиллитов, сланцев, алевролитов и песчаников. В интервале палеозойских отложений, толщина которых здесь составляет более 150 м, выделяется около десятка трещиновато-кавернозных коллекторов с разным типом флюидонасыщения с эффективными толщинами от первых единиц до двух десятков метров. С использованием вычислительных алгоритмов, основанных на методе конечных разностей и конечных элементов, выполнена двумерная численная инверсия данных БКЗ в трех интервалах, характеризующихся газо-, нефте- и водонасыщением (рис. 1). На приведенных рисунках показаны практические и синтетические данные БКЗ, а также результаты интерпретации, полученные с использованием традиционного одномерного и предлагаемого двумерного подходов.

Выполнена численная инверсия данных БКЗ в интервале газонасыщенного карбонатного коллектора в доюрских отложениях, имеющего сложное строение, обусловленное, в первую очередь, высокой вертикальной неоднородностью. По результатам одномерной численной инверсии, выполненной с предварительной расстановкой горизонтальных границ, установлено, что

значения УЭС пластов изменяются до 40 Ом·м. Однако кажущиеся УЭС в рассматриваемом интервале достигают существенно больших значений (более 200 Ом·м).

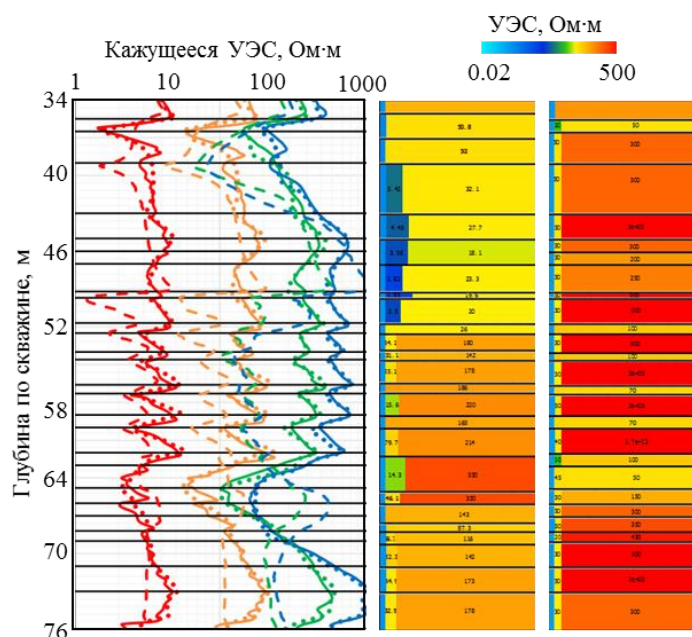


Рисунок 1 – Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале нефтенасыщенного карбонатного коллектора на основе одномерной и двумерной численной инверсии. а) – сплошными линиями даны практические данные БКЗ, пунктирными и точечными – синтетические данные, рассчитанные по результатам одномерной и двумерной численной инверсии. Обозначения зондов БКЗ: А0.4М0.1N – красный, А1.0М0.1N – оранжевый, А2.0М0.5N – зелёный, А4.0М0.5N – синий; б) – геоэлектрические модели, описывающие распределение УЭС в пластах.

При двумерной численной инверсии уточняется пространственное распределение УЭС, значительно отличающееся от предыдущего, а также корректируется положение горизонтальных границ пластов и цилиндрических прискважинных зон. Это наиболее заметно в средней и нижней частях газонасыщенного коллектора, где значения УЭС изменяются до 5 раз. Из рис. 1 видно, что в полученной геоэлектрической модели газонасыщенного коллектора значения УЭС составляют от 9 до 600 Ом·м. При этом выполненные оценки значений радиусов зон проникновения показали, что они небольшие и составляют 0,2...0,3 м. Горизонтальные же границы уточнены в пределах 0,2...0,5 м. О точности результатов подбора модельных параметров можно судить по степени отличия практических и синтетических данных, относительное расхождение которых в рассматриваемом интервале не превышает 4 %.

Таким образом, анализ полученных результатов определения двумерного распределения УЭС околоскважинного пространства по практическим данным позволяет сделать заключение о больших возможностях использования разработанных алгоритмов двумерной численной инверсии для интерпретации данных БКЗ. С их помощью точнее определяется УЭС пласта и его радиальное распределение в околоскважинном пространстве, что позволит значительно улучшить оценку насыщения сложно построенных высокоомных пластов-коллекторов, в частности в палеозойских отложениях юго-востока Западной Сибири, и использовать этот подход в стандартных интерпретационных комплексах петрофизического и геологического анализа с целью повышения точности.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант №17-45-540530).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Ф.Г. Гурари, В.П., Казаринов, Ю.К. Миронов т др. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963.

– 201 с.

2. Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Нефтегазоносность палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1981. – С. 90–105.
3. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / А.Э. Конторович, И.А. Иванов, А.Е. Ковешников, В.И. Краснов, Г.Н. Перозио // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. тр. – Новосибирск, 1991. – С. 152–171.
4. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления / В.А. Конторович, С.А. Бердникова, Л.М. Калинина и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006. – № 5-6. – С. 91–102.
5. Потапов А.П., Кнеллер Л.Е. Определение удельного электрического сопротивления пластов при радиальной и вертикальной неоднородности разреза скважины // Геофизика. – 2010. – № 1. – С. 52–64.
6. Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Моделирование и инверсия данных электромагнитных зондирований в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 11. – С. 1803–1813.
7. 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.
8. Михайлов И.В., Глинских В.Н. Особенности сигналов ВИКИЗ и их численная инверсия в окрестности границ "глина–песчаник" // Каротажник. – 2015. – № 1. – С. 24–34.
9. Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией / И.В. Михайлов, В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, И.В. Суродина // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 1001–1010.
10. Formation Evaluation via 2D Processing of Induction and Galvanic Logging Data Using High-performance Computing / M.N. Nikitenko, I.V. Surodina, I.V. Mikhaylov, V.N. Glinskikh, C.V. Suhorukova // Extended Abstracts of the 77th EAGE Conference & Exhibition. – Madrid, Spain, 1–4 June 2015. – Paper Tu N107 15.
11. Комплексный подход к интерпретации данных ГИС в сложно построенных карбонатных коллекторах доюрского фундамента юго-востока Западной Сибири / Н.К. Каюров, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, И.В. Михайлов // Тезисы докл. 4-й междунар. конф. "ГеоБайкал 2016". – Иркутск, 22–26 августа 2016. – СС04.

ГЕОНАВИГАЦИЯ НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Москаев Илья Алексеевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, лаборант, MoskaevIA@ipgg.sbras.ru

Даниловский Кирилл Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, , г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, DanilovskiiKN@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Никитенко Марина Николаевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, , г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, к.т.н., NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

Работа посвящена развитию методического обеспечения обработки и интерпретации данных высокочастотного электромагнитного каротажа в составе телеметрической системы каротажа в процессе бурения наклонно-горизонтальных скважин.

Ключевые слова: субгоризонтальная скважина; геонавигация ; каротаж в процессе бурения ; модель ; разность фаз ; отношение амплитуд ; синтетические данные ; практические данные .

GEOSTEERING OF NON-VERTICAL WELLS USING HIGH-FREQUENCY ELECTROMAGNETIC LOGGING WHILE DRILLING DATA

Moskaev Ilya Alexeevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, laboratory assistant, MoskaevIA@ipgg.sbras.ru

Danilovsky Kirill Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, DanilovskiiKN@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Nikitenko Marina Nikolaevna

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Senior Research Officer, Ph.D., NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

The work is devoted to the development of methodological support for processing and interpretation of high-frequency electromagnetic logging data as a part of a logging while drilling horizontal wells telemetry system.

Keywords: subhorizontal well, geosteering, logging while drilling, model, phase shift, attenuation, synthetic data, practical data.

Необходимость повышения нефтедобычи путём вовлечения как можно большей зоны дренирования залежи стала причиной разработки технологий бурения, позволяющих сделать экономически доступной проводку скважин с субгоризонтальной траекторией достаточно большой

длины: начиная с сотен метров и заканчивая одним, двумя и более километрами [1]. Для эффективного бурения необходима высокоточная проводка протяженного субгоризонтального ствола в продуктивной части разрабатываемого коллектора. Геонавигация скважинной траектории в допустимом коридоре состоит в определении положения ствола относительно границ вскрываемого коллектора с вмещающими породами, своевременной ориентации ствола скважины.

При геонавигации используются следующие основные геофизические методы исследования скважин: гамма-каротаж, индукционный, нейтрон-нейтронный, гамма-гамма плотностной каротаж, а также имиджеры и другие устройства [2-4]. Контроль пространственных параметров забойного бурильного агрегата осуществляется с использованием модуля инклинометрии, позволяющего определять направление ствола скважины и его местоположение. Эти операции выполняются с помощью двухсторонней информационной связи между забойной телеметрией и наземными средствами контроля и управления [5].

До настоящего времени геонавигация осуществлялась только ведущими зарубежными компаниями: Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger, Weatherford. Сдерживающим фактором широкого применения зарубежной аппаратуры является её отсутствие на российском рынке. Производители не продают приборы российским сервисным геофизическим компаниям, а предоставляют в аренду или оказывают сервисные услуги.

В рамках реализации программ по импортозамещению научно-производственным предприятием геофизической аппаратуры «Луч» (НПП ГА «Луч», г. Новосибирск) совместно с Институтом нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН разработана первая отечественная телеметрическая система каротажа в процессе бурения нефтегазовых скважин. Аппаратурно-программный комплекс телесистемы включает в себя методы высокочастотного индукционного (ВИКПБ; Рисунок 1), гамма-каротажа, нейтронного и гамма-гамма плотностного каротажа, инклинометрию. В 2016 году завершена разработка, проведены успешные испытания и осуществляется широкое внедрение этой аппаратуры.

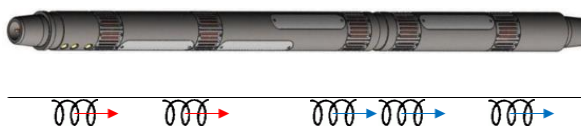


Рисунок 1 – Внешний вид прибора ВИКПБ (вверху) и схема расположения (внизу) генераторных (красный цвет) и приемных (синий цвет) катушек

Базовой моделью для исследования поведения сигналов в типичных моделях коллекторов и для инверсии является горизонтально-слоистая изотропная модель среды с учётом наклона прибора относительно границ пластов [6-14].

В работе выполнены расчеты сигналов ВИКПБ в двухслойных и трехслойных геоэлектрических горизонтально-слоистых моделях при прямолинейной траектории скважины с углами наклона 60° и 85° , также функций чувствительности к модельным параметрам. Проведен анализ погрешностей определения параметров рассматриваемых моделей по сигналам разностей фаз и отношений амплитуд прибора ВИКПБ.

Большая часть исследований посвящена проведению геонавигации по данным ВИКПБ наклонно-горизонтальных скважин. Приводится пример результатов геонавигации одной из скважин Самотлорского месторождения с построением геоэлектрической модели пласта-коллектора (рис. 2, 3). На рис. 2 сплошной линией показаны практические диаграммы разности фаз длинного (1.4 м) низкочастотного (880 кГц) зонда L (синим цветом) и короткого (0.7 м) высокочастотного (3.5 МГц) зонда Н (красным цветом), а пунктирной – их синтетические диаграммы для полученной в результате инверсии геоэлектрической модели. На рис. 3 приведена геоэлектрическая модель среды, отражающая в разрезе клиноформы.

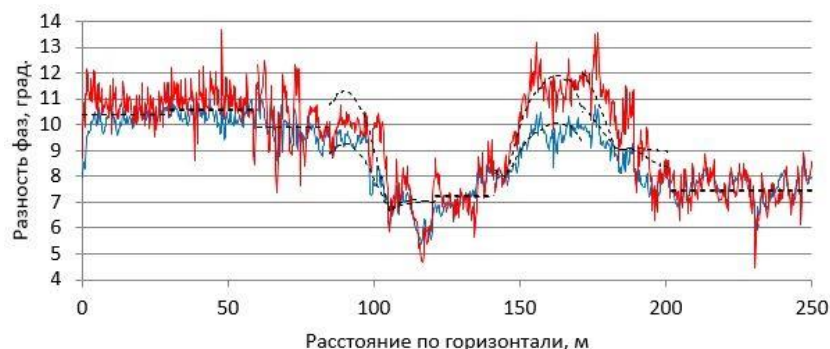


Рисунок 2 – Практические диаграммы разностей фаз ВИКПБ и синтетические диаграммы для полученной при геонавигации модели среды

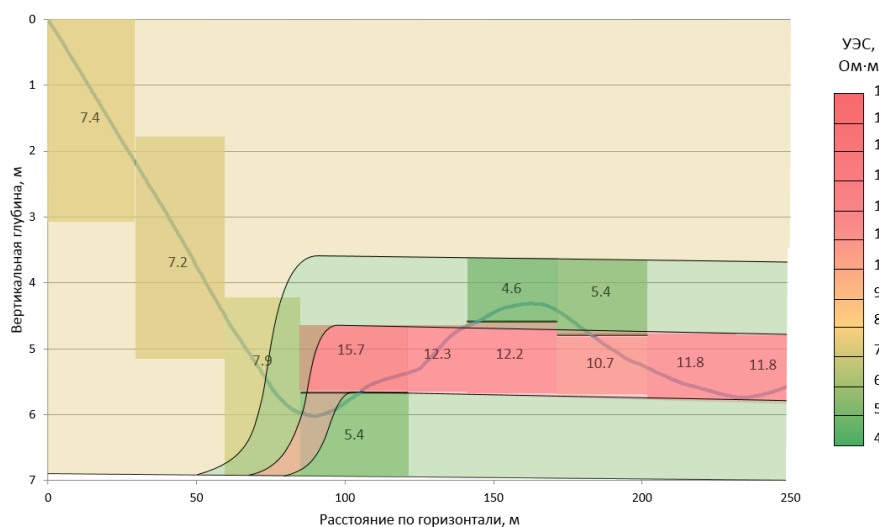


Рисунок 3 – Геоэлектрическая модель, полученная по данным ВИКПБ при геонавигации наклонно-горизонтальной скважины

В результате выполнено математическое моделирование сигналов ВИКПБ в двух- и трехслойных геоэлектрических моделях сред и рассмотрены их основные особенности. Рассчитаны и описаны чувствительности сигналов к модельным параметрам и выявлены некоторые связанные с ними закономерности. Выполнена численная инверсия зашумленных синтетических данных ВИКПБ с определением геоэлектрической модели пласта-коллектора, вскрытого скважиной с криволинейной траекторией. Проведена геонавигация наклонно-горизонтальной скважины Самотлорского месторождения по практическим данным ВИКПБ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Аксельрод С.М. Картаж в процессе бурения (по материалам американских публикаций) / Аксельрод С.М. // Картажник. – 2001. – Вып. 85. – С. 103-121.
2. Li Q. New directional electromagnetic tool for proactive geosteering and accurate formation evaluation while drilling /Q. Li, D. Omeragic, L. Chou, L. Yang, D. Khanh // Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (New Orleans, June 23-29, 2005): conference materials. – New Orleans, 2005. – Paper UU. – 16 p.
3. Meyer W. New two frequency propagation resistivity tools /W. Meyer // Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (Paris, June 26-29, 1995): conference materials. – Paris, 1995. – Paper XX. – 12 p.
4. Tilsley-Baker R. Extra-deep resistivity experience in Brazil geosteering operations /R. Tilsley-Baker,

- Y. Antonov, S. Martakov, H.-M. Maurer, A. Mosin, M. Sviridov, R. Klein, M. Iversen, J. Barbosa, G. Carneiro // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (New Orleans, 30 September-2 October, 2013): conference materials. – New Orleans, 2013. – Paper SPE-166309-MS. – 14 p.
5. Аксельрод С.М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) / Аксельрод С.М. // Каротажник. – 2012. – Вып. 219. – С. 87–122.
 6. Еремин В.Н. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения /В.Н. Еремин, Ю.М. Волканин, А.В. Тарасов. // Каротажник. – 2013. – Вып. 226. – С. 62-69.
 7. Каюров К.Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения /К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №12. – С. 112–115.
 8. Никитенко М.Н. Оперативная обработка и интерпретация данных электромагнитного каротажа на разных этапах строительства нефтегазовой скважины /М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин // «Тюмень-2015: Глубокие горизонты науки и недр». 4-я международная научно-практическая конференция (Тюмень, 23-27 марта, 2015): материалы конференции. – Тюмень, 2015. – Paper P06. – 4 с.
 9. Эпов М.И. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовой скважины / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, В.Н. Еремин // Геология и геофизика. – 2015. – Т.56. – №8. – С. 1520–1529.
 10. Эпов М.И. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения /М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин // Каротажник. – 2016. – Вып. 269. – С. 94–109.
 11. Эпов М.И. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения /М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – Вып. 245. – С. 29–41.
 12. Эпов М.И. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами /М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских // Каротажник. – 2016. – Вып. 260. – С. 64–79.
 13. Nikitenko M. Development of LWD High-frequency Resistivity Tool /M. Nikitenko, M. Epov, V. Glinskikh, K. Suhorukova, V. Eremin // «Geosciences – Investing in the Future». 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition (Saint Petersburg, April 7-10, 2014): conference materials. – Saint Petersburg, 2014. – Paper Th D 05. – 5 p.
 14. Nikitenko M. High-frequency LWD Electromagnetic Measurements Applied to Studying Macroanisotropic Properties of Thin-bedded Sedimentary Deposits /M. Nikitenko, V. Glinskikh, V. Eremin, M. Epov // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition (Moscow, October 24-26, 2016): conference materials. – Moscow, 2016. – Paper SPE-182088-MS – 19 p.

ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЕРНА И ИХ СВЯЗЬ С ФИЗИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ

Репин Андрей Владимирович

Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, доцент, к.ф.-м.н., repinrew@mail.ru

Шумскайте Мария Ионовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Электромагнитные методы активно используются при исследовании природных сред, как наземных, так и подземных. Одним из параметров необходимым для интерпретации данных зондирования является значение диэлектрической проницаемости сред в широком частотном диапазоне. В работе приведены результаты измерения комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) кернов полностью и частично насыщенных соевым раствором. Проведено моделирование двух релаксационной моделью Коула-Коула и показана связь параметров модели с некоторыми петрофизическими параметрами.

Ключевые слова: комплексная диэлектрическая проницаемость, релаксационная модель Коула-Коула, ядерный магнитный резонанс, время поперечной релаксации.

DIELECTRIC CHARACTERISTICS OF CORE SAMPLES AND THEIR RELATIONSHIP WITH PHYSICAL PARAMETERS

Repin Andrey Vladimirovich

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Associate Professor, PhD, repinrew@mail.ru

Shumskayte Mariya Yonovna

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Electromagnetic methods are actively used in the studies of natural environments both terrestrial and underground. One of the parameters necessary to interpret the sounding data is the value of the dielectric capacity of media in a wide frequency range. The paper presents the results of the measuring the complex dielectric capacity of core samples full and partially saturated with salting liquid. Modelling of two Cole-Cole relaxation models was carried out and it is shown the relationship of model parameters with some petrophysical parameters.

Keywords: complex dielectric capacity, Cole-Cole relaxation model, nuclear magnetic resonance, transverse relaxation time.

Для исследования связи петрофизических параметров с диэлектрической проницаемостью были проведены диэлектрические и дополнительные ЯМР измерения твердых горных пород. Измерения проводились в конденсаторной ячейке с плоскими обкладками с использованием векторного анализатора цепей Rohde&Schwarz ZNB8 и измерителя LCR KEYSIGHT E4990. Методика измерения подробно рассмотрена в работе [1].

Исследуемые образцы изготавливались в виде цилиндров диаметром 2,5-3 см и высотой 0,8-1,1 см. Конструкция конденсаторной ячейки позволяет проводить измерения образцов различной толщины. Измерения производились в диапазоне частот 25 Гц – 120 МГц. Насыщение образцов из сухого состояния проводилось с использованием вакуумной установки. Дренаж (удаление воды из образца) проводился с использованием центрифуги ОС-М6. При математической обработке ЯМР-спектров, определялись размер заполненных водой крупных и мелких пор и относительное содержание воды в них. По этим данным вычислялся средний размер пор. Влажность образцов определялась термостатно-весовым методом с использованием весов ВЛ-210. В качестве насыщающего флюида использовался солевой раствор NaCl концентрацией 4 г/л.

Из-за того, что пористость образцов разная, то объемная или весовая влажности в образцах будет различной. Поэтому в качестве показателя увлажненности был выбран коэффициент водонасыщенности: $K_w = W/W_{max}$. Параметры исследуемых образцов представлены в таблице.

Таблица 1 – Физические параметры образцов

№ образца	Пористость по станд. методике, %	Пористость ЯМР, %	Кпр, мД	Плотность объемная, г/см ³	Плотность минерала, г/см ³	Средний размер пор, мкм
1	17,3	19,37	19,63	2,10	2,69	0,71
2	6,7	10,68	0,169	2,43	2,73	1,13
3	10,3	11	0,81	2,35	2,75	1,25
4	13,9	13,9	0,08	2,32		0,51
5	18,8	21,6	32,2	2,08		2,07

Зависимости действительной части КДП ϵ' и удельной эффективной проводимости σ_e от частоты для образца №2 приведены на рис. 1.

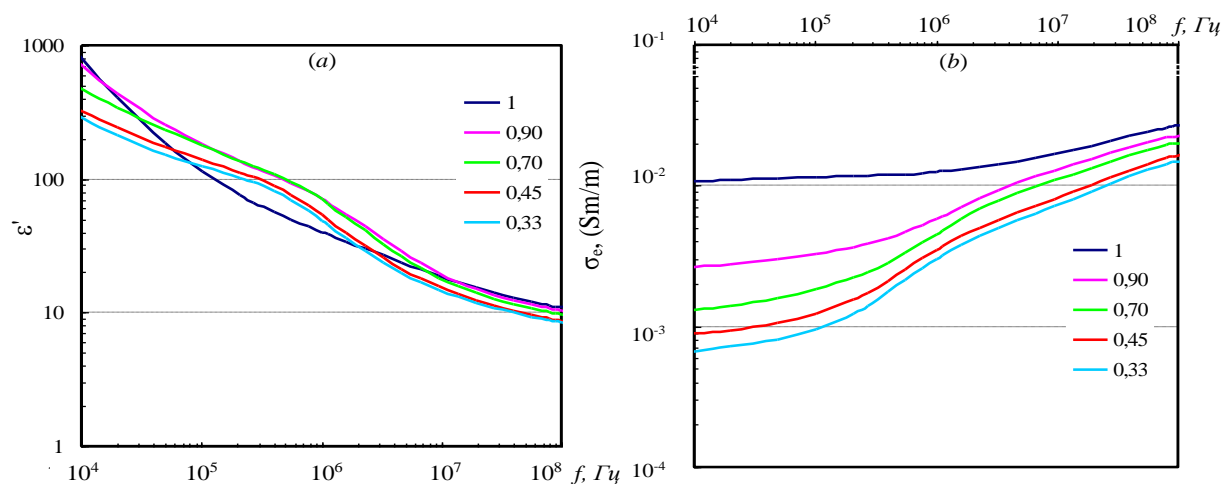


Рисунок 1 – Частотные зависимости (а) действительной части КДП ϵ' и (б) удельной эффективной проводимости σ_e для различных коэффициентов водонасыщенности в образце №2

В работе [2] было показано, что такое поведение в кило- и мегагерцовой области обусловлено наличием дополнительной релаксации в частотной области от сотен килогерц до десятков мегагерц, обусловленной поляризацией на границе вода-воздух. В ней же показано, что на параметры этой релаксации существенно влияют размеры частиц смесей и соленость насыщающего флюида.

Для моделирования многорелаксационных процессов существует несколько подходов. Нами был выбран метод, описанный в работах [1, 3], в которых предлагается моделировать многорелаксационный процесс, как сумму отдельных процессов. Математической моделью для описания отдельного релаксационного процесса служит модель Коула–Коула.

С учетом вышесказанного для моделирования спектра КДП использовалась следующая формула:

$$\epsilon^* = \epsilon_\infty + \frac{\epsilon_{S1} - \epsilon_\infty}{1 + (i\omega\tau_1)^{1-\alpha_1}} + \frac{\Delta\epsilon_{S2}}{1 + (i\omega\tau_2)^{1-\alpha_2}} - i \frac{\sigma_0}{\omega\epsilon_0},$$

где ϵ^* – комплексная диэлектрическая проницаемость, ϵ_∞ – высокочастотная диэлектрическая проницаемость, которая показывает вклад процессов, происходящих в гигагерцовой области, ϵ_{S1} – статическая диэлектрическая проницаемость, τ_1 – время релаксации, α_1 – коэффициент распределения времен релаксации релаксационного процесса, обусловленного поляризацией на границе вода–воздух частицы. Релаксационный процесс, обусловленный поляризацией на границе вода–твердые частицы, описывается следующими параметрами: $\Delta\epsilon_{S2}$ – амплитуда релаксации, τ_2 – время релаксации, α_2 – коэффициент распределения времен релаксации релаксационного процесса. Вклад ионной проводимости учитывается параметром σ_0 , i – мнимая единица, ω – циклическая частота, ϵ_0 – диэлектрическая постоянная вакуума.

Было проведено моделирование для всех образцов и для всех коэффициентов водонасыщенности. После моделирования были получены зависимости всех параметров модели от коэффициента водонасыщенности.

На рис. 2а приведена зависимость высокочастотной диэлектрической проницаемости ϵ_{∞} от коэффициента водонасыщенности K_W . На зависимостях хорошо видно, что при уменьшении K_W значения ϵ_{∞} монотонно уменьшаются, почти по линейному закону. По мере уменьшения пористости значения высокочастотной диэлектрической проницаемости уменьшаются. Исключение составляет образец №4, но в этом образце самая низкая проницаемость и высокое содержание карбонатов. Карбонатные породы обладают гидрофобными свойствами и не связывают влагу на поверхности, что по-видимому, и обуславливает иные диэлектрические свойства в данном образце. На зависимостях статической диэлектрической проницаемости ϵ_{S1} , заметно, что при уменьшении среднего размера пор, её значения увеличиваются (рис. 2б). Стоит отметить, что её значения для каждого образца мало меняются при изменении K_W . Значения среднего размера пор также хорошо согласуются со значениями временем релаксации. На рис. 3а хорошо видно, что по мере увеличения размера пор, времена релаксации уменьшаются.

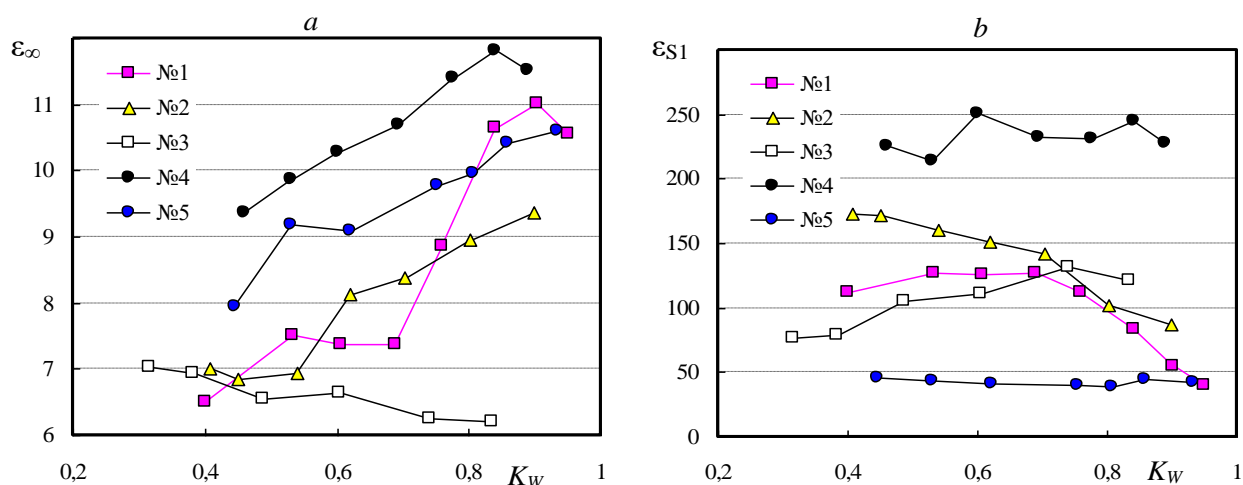


Рисунок 2 – Зависимости (а) высокочастотной диэлектрической проницаемости ϵ_{∞} и (б) статической диэлектрической проницаемости на границе вода-воздух ϵ_{S1} при различных коэффициентах водонасыщенности для всех образцов

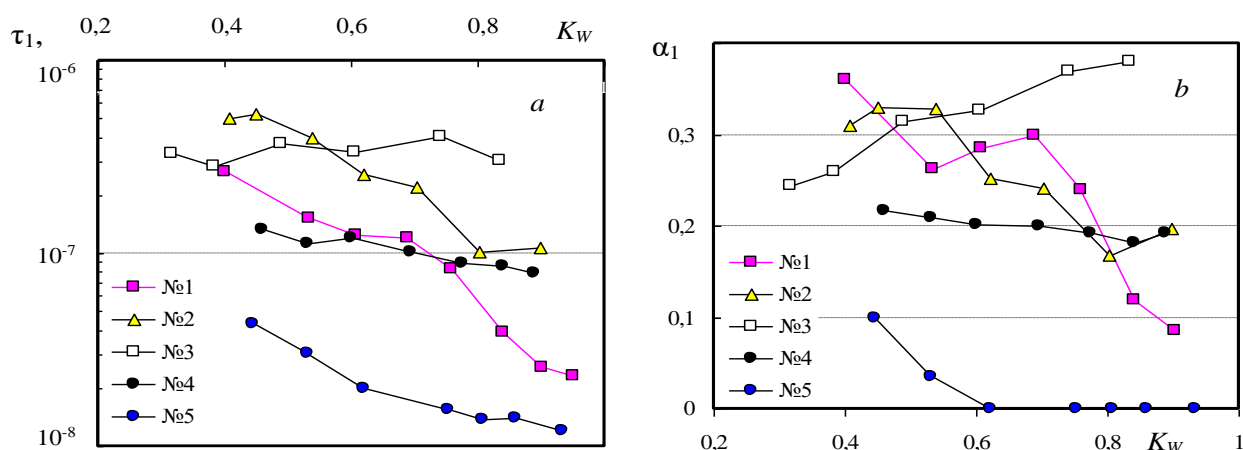


Рисунок 3 – Зависимости (а) времени релаксации ϵ_{∞} и (б) коэффициента распределения времен релаксации α_1 на границе вода-воздух при различных коэффициентах водонасыщенности для всех образцов

Зависимости коэффициента распределения времен релаксации α_1 в этом процессе позволяют сделать следующий вывод (рис. 3б). В образцах с низкой проницаемостью, значения α_1 меньше, чем в образцах с высокой проницаемостью.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ грант № 16-35-00393 мол_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эпов М.И. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах / М.И. Эпов, П.П. Бобров, В.Л. Миронов, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2011. – Т.52. – № 9. – С. 1302-1309
2. Bobrov P.P. Effect of the rock/water/air interaction on the complex dielectric permittivity and electromagnetic waves attenuation in water-saturated sandstones / P.P. Bobrov, A.S. Lapina and A.V. Repin // Progress in Electromagnetics Research Symposium Proceeding. – 2015. – С. 1877-1879
3. Wagner N. Dielectric relaxation behavior of Callovo-Oxfordian clay rock: A hydraulic-mechanical-electromagnetic coupling approach / N. Wagner, T. Bore, J.-C. Robinet, D. Coehlo, F. Taillade, S. Lesoille // Journal of Geophysical Research Solid Earth. – 2013. – №.118 – С. 4729-4744

О ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ СМЕСЕЙ РАЗЛИЧНОГО МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА

Родионова Ольга Васильевна

*Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, научный сотрудник,
Olga_vk07@list.ru*

Репин Андрей Владимирович

Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, доцент, к.ф.-м.н., repinrew@mail.ru

Лабораторные исследования искусственных песчано-глинистых смесей позволили выявить влияние различных типов глины, а также ее содержание на спектры комплексной диэлектрической проницаемости (КДП). По спектрам КДП установлены зависимости параметров релаксации от площади удельной поверхности искусственных песчано-глинистых смесей. По данным ЯМР-релаксометрии получены распределения пор по размерам в исследуемых смесях.

Ключевые слова: песчано-глинистая смесь, комплексная диэлектрическая проницаемость, параметры релаксации, удельная поверхность, ЯМР-релаксометрия.

ABOUT DIELECTRIC PERMITTIVITY OF SAND-CLAY MIXTURE OF VARIOUS MINERAL COMPOSITION

Rodionova Olga Vasilievna

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Research Officer, Olga_vk07@list.ru

Repin Andrey Vladimirovich

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Associate Professor, PhD, repinrew@mail.ru

Laboratory studies of artificial sand-clay mixture allowed to reveal the influence of various type of clay. The influence of clay content on the spectra of complex dielectric capacity is shown. The dependence of relaxation parameters on the specific area of artificial sand-clay mixture was established from the spectra of complex dielectric capacity. Pore size distribution studied mixtures are obtained from NMR relaxometry data.

Keywords: sand-clay mixture, complex dielectric capacity, relaxation parameters, surface area, NMR relaxometry.

Интерпретация данных зондирования сверхширокополосными импульсами, данных диэлектрического каротажа и исследование с использованием TDR-датчиков требует знания комплексной диэлектрической проницаемости в диапазоне частот от единиц килогерц до десятков гигагерц для различных природных сред. На спектры КДП сильное влияние оказывают содержание глины в породах, ее тип и площадь удельной поверхности [1-5]. Цель исследования заключалась в выявлении связи релаксационных параметров с физическими характеристиками искусственных песчано-глинистых смесей.

В качестве исследуемых образцов использовались искусственные песчано-глинистые смеси. Для их подготовки применялись сферические кварцевые гранулы с размером частиц 70 – 110 мкм, а также 3 вида глины: Са - бентонит, Na - бентонит и каолин. Необходимые компоненты смешивались в нужном процентном соотношении по массе. Затем исследуемый образец, увлажненный дистиллированной водой, выдерживается 5-7 суток в герметичной емкости. Далее образцы помещались в измерительную ячейку и насыщались с помощью вакуумной установки до водонасыщенности близкой к 1.

Для определения КДП песчано-глинистых смесей в широком диапазоне частот применялся уникальный широкополосный метод измерения в одной ячейке описанный в [6].

На рисунке 1 приведены экспериментальные частотные зависимости действительной и мнимой частей КДП образцов полностью насыщенных дистиллированной водой с содержанием глины 5% и 20% по массе. Видно, что в смесях, содержащих Na - бентонита значения ϵ' и ϵ'' на частотах ниже 1 ГГц возрастает быстрее, чем в образцах содержащих каолиновую глину

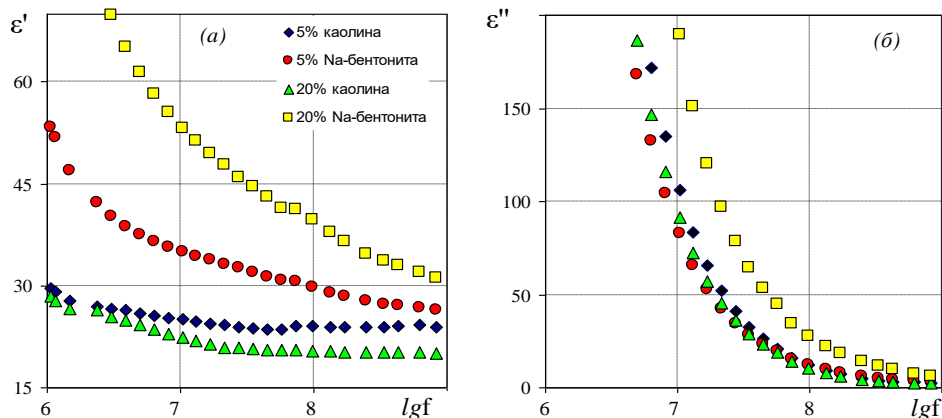


Рисунок 1 – Частотная зависимость действительной (а) и мнимой (б) частей КДП искусственных песчано-глинистых смесей

Слабое возрастание ϵ' и ϵ'' образца с каолиновой глиной объясняется малой удельной поверхностью каолина.

Для моделирования КДП смесей была выбрана релаксационная модель Коула-Коула [7]:

$$\epsilon^* = \epsilon_\infty + \frac{\epsilon_S - \epsilon_\infty}{1 + (i\omega\tau)^{1-\alpha}} - i \frac{\sigma}{\omega\epsilon_0}$$

где ϵ_∞ – высокочастотная диэлектрическая константа; ϵ_S – статическая диэлектрическая константа; ω – циклическая частота; τ – время релаксации; σ – ионная проводимость; i – мнимая единица; α – коэффициент распределения времен релаксации, который может изменяться от 0 до 1.

В выбранную модель включена только одна область релаксации, так как моделирование производится на частотах выше 1 МГц.

Анализ параметров модели показал, что значение времени релаксации τ для исследуемых полностью насыщенных образцов уменьшается при увеличении удельной площади поверхности (см. рис. 2а). Эта связь хорошо описывается экспоненциальной зависимостью. Так же наблюдается рост статической диэлектрической константы с увеличением удельной поверхности (см. рис. 2б).

Значение удельной эффективной проводимости σ на низких частотах возрастает с увеличением количества глины в образце для каждого типа глины.

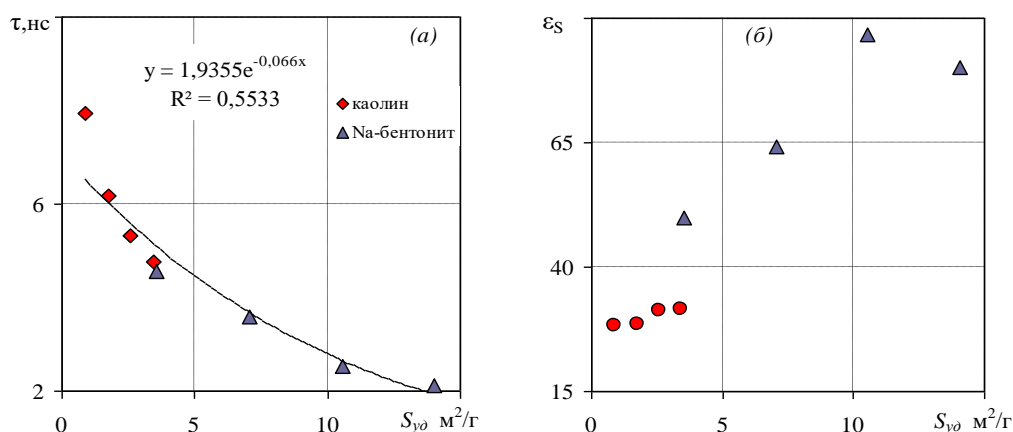


Рисунок 2 – Зависимости времени релаксации (а) и статической диэлектрической константы (б) от площади удельной поверхности

Исследования порового пространства образцов проводились с помощью метода импульсного ядерного магнитного резонанса (ЯМР) на ядрах водорода. В работе использовался ЯМР-релаксометр «Хромотек-Протон 20М», в котором реализован метод Карра-Парсела-Мейбума-Гилла [8]. Подготовленные образцы помещались в ячейку ЯМР- релаксометра, которая находилась в термостате при постоянной температуре 40 °С.

В процессе математической обработке ЯМР-спектров, определялись размер заполненных флюидом крупных и мелких пор и относительное содержание воды в них. На рис. 3 приведены графики зависимостей размеров пор первой и второй группы от содержания глины.

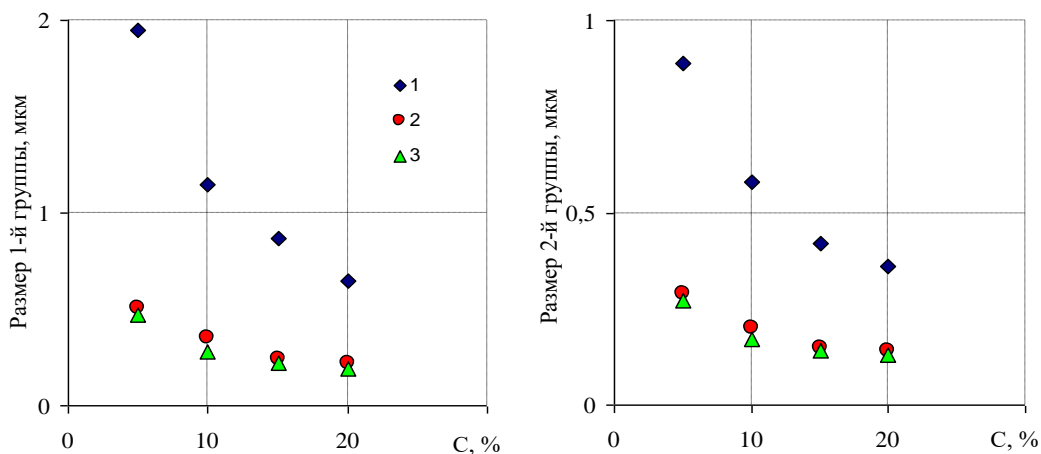


Рисунок 3 – Зависимость размеров первой и второй группы пор от количества глины в образцах содержащих каолиновую глину – кривая 1, Са – бентонит – кривая 2, Na – бентонит – кривая 3.

Видно, что с увеличением количества глины в образце, уменьшается размер пор, как первой, так и второй группы. Наиболее значительные измерения наблюдаются в образцах содержащих каолиновую глину.

Открытая пористость с увеличением количества глины возрастает, поскольку увеличивается удельная поверхность.

Оценка удельной поверхности образцов с помощью данных ЯМР показала значения близкие к значениям, определяемым с помощью изотермы адсорбции паров азота. Так абсолютная погрешность измерения удельной поверхности смесей содержащих каолиновую глину составляет 25-38%, а для образцов содержащих Na – бентонит – 2-12%. Столь большое значение погрешности обусловлено тем, что при определении удельной поверхности с помощью данных ЯМР смеси увлажняются, следовательно, происходит набухание частиц глины.

Полученные зависимости параметров релаксации от петрофизических характеристик может позволить оценивать удельную поверхность пород путем измерения их диэлектрических характеристик в состоянии полного насыщения.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проекты № 16-35-00393 мол_a)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Garrouch A. A. The Influence of Clay Content, Salinity, Stress, and Wettability on the Dielectric Properties of Brine-saturated Rocks: 10 Hz to 1 MHz / A. A. Garrouch, M. M. Sharma. // *Geophysics*. – 1994. – V. 59. – № 6. – P. 909 – 917.
2. Ishida T. Dielectric-relaxation spectroscopy of kaolinite, montmorillonite, allophane, and imogolite under moist conditions / T. Ishida, T. Makino, C. Wang. // *Clays and Clay Minerals*. – 2000. – V. 48. – № 1. – P. 75–84.
3. Revil A. Effective Conductivity and Permittivity of Unsaturated Porous Materials in the Frequency Range 1 mHz–1GHz / A. Revil // *Water Resources Research*. – 2013. – V. 49. – P. 306 – 327.
4. Schwing M. Dielectric Properties of a Clay Soil Determined in the Frequency Range from 1 MHz to 40 GHz / M. Schwing, Z. Chen, A. Scheuermann et al. // *ISEMA 2013: 10th International Conference on Electromagnetic Wave Interaction with Water and Moist Substances (25–27 September)*. Weimar, Germany, 2013. – P. 242–250.
5. Bobrov P.P. Dielectric permittivity spectra of oil-water-saturated sandy-clayey rocks of different mineralogical compositions and relaxation properties of water in these rocks / P.P. Bobrov, V.L.

- Mironov, A.V. Repin // Russian Geology and Geophysics. – 2015. – V. 56. – №. 7. – P. 1065–1073.
6. Bobrov P.P. Wideband Frequency Domain Method of Soil Dielectric Properties Measurements / P.P. Bobrov, A.V. Repin, O.V. Rodionova. //IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2015. – V. 53. – № 5. – P. 2366 – 2372.
 7. Ахадов Я. Ю. Диэлектрические свойства чистых жидкостей / Я. Ю. Ахадов – М.: Изд-во стандартов, 1972. – 412 с.
 8. Coates G.R. NMR Logging Principles and Applications / G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer–Houston: Hullibarton Energy Services, 1999. – 335 p.

ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДЫ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ОБРАЗЦОВ КЕРНА ПОСЛЕ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЯМР-ИЗМЕРЕНИЙ

Шумскаяйте Мария Ионовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Родионова Ольга Васильевна

Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, научный сотрудник, Olga_vk07@list.ru

В работе проведён анализ влияния центрифугирования на изменение структуры порового пространства образцов керна по результатам диэлектрических и ЯМР-измерений. Показано, что происходит перераспределение внутриводной воды, средний радиус пор увеличивается. При этом доля крупных пор, заполненных водой, уменьшается, а мелких – увеличивается.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, центрифугирование, объем пор, перераспределение воды.

WATER REDISTRIBUTION IN THE PORE VOLUME OF CORE SAMPLES AFTER CENTRIFUGING ON THE RESULTS OF NMR MEASUREMENTS

Shumskayte Mariya Yonovna

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Rodionova Olga Vasilievna

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Research Officer, Olga_vk07@list.ru

The analysis of influence of centrifugation on the pore structure change of the core samples is carried out on the results of dielectric and NMR measurements. It is shown there is a redistribution of pore water, mid radius of pores increases. However, the part of water-filled large pore increases and part of small pore – decreases.

Keywords: nuclear magnetic resonance, centrifugation, pore volume, water redistribution.

В работе проводится комплексный анализ данных диэлектрических и ЯМР-измерений восьми образцов керна при разном коэффициенте водонасыщенности. Рядом авторов подтверждается, что данные методы могут дополнять друг друга [1-4]. Исследуются цилиндрические песчаные образцы керна диаметром 25-30 мм и высотой 8-11 мм. Стандартными петрофизическими методами на них определяются коэффициенты пористости (Кп) и проницаемости (Кпр). Также Кп определяется и методом ЯМР на релаксометре «Хрометэк-Протон 20М» с частотой 12 МГц. Математическая обработка полученных на полностью водонасыщенных образцах керна ЯМР-спектров позволяет получить средние размеры мелких и крупных пор, а также средний радиус пор (Таблица 1).

Поскольку ЯМР-метод чувствителен к изменению водонасыщенности образцов керна, по ЯМР-спектрам можно получать информацию об изменении структуры порового пространства при изменении коэффициента водонасыщенности (рис. 1). Как видно из распределения по временам релаксации, при постепенном насыщении образца его ЯМР-спектры смещаются в сторону больших времен релаксации, амплитуда спектров увеличивается пропорционально количеству содержащейся в образце воды. При высушивании же спектры смещаются в сторону коротких времен релаксации, амплитуда уменьшается. При этом спектры при насыщении и высушивании не совпадают, то есть при одинаковом коэффициенте водонасыщенности при насыщении и высушивании заполненными водой окажутся поры разного размера, что свидетельствует о том, что фильтрация и дренаж идут в разных направлениях.

Таблица 1 –Физические характеристики образцов керн

№ образца	Кп, %	Кп, ЯМР, %	Кпр, мД	Средний размер пор, мкм
1	17,6	20,17	9,52	0,75
2	17,3	19,37	19,63	0,71
3	6,7	6,6	0,169	0,48
4	12,1	13,9	1,3	0,69
5	10,3	11	0,81	0,62
6	13,9	13,9	0,08	0,51
7	17,5	18,2	11	1,55
8	18,8	21,6	32,2	2,07

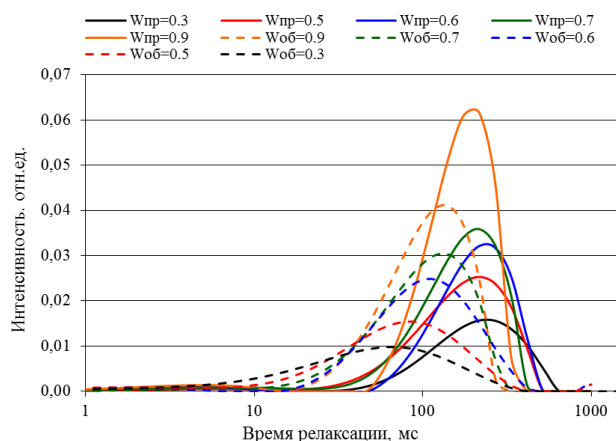


Рисунок 1 – Распределение по временам релаксации при насыщении и высушивании

Измерения выполнялись следующим образом. Сначала образец измеряется при 100% водонасыщении на релаксометре, получают его спектр по временам поперечной релаксации, пористость, коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$), размеры мелки, крупных пор и средний радиус пор. Затем образец центрифугируется при разных скоростях (500, 1000 об/мин) в течении 1-3 минут с каждой стороны до достижение рассчитанного коэффициента водонасыщенности. После каждого режима проводится повторное ЯМР-измерение. По полученным данным построены зависимости объема мелких и крупных пор от коэффициента водонасыщенности (рис. 2).

На рисунке 2 видно, что с уменьшением $K_{во}$ доля как крупных, так и мелких пор, заполненных водой, становится меньше. При этом доля мелких пор, заполненных водой, уменьшается быстрее. Это свидетельствует о перераспределении воды в поровом пространстве образцов керн, вызванном процессом центрифугирования. Отметим, что в образцах с низкой проницаемостью (образцы 3-6) доля крупных и мелких пор незначительно меняется при уменьшении коэффициента водонасыщенности, то есть фильтрация в этих образцах идет достаточно медленно и центрифугирование не оказывает существенного влияния на перераспределение воды в поровом пространстве.

Также по полученным данным построена зависимость доли связанных пор от коэффициента водонасыщенности (рис. 3). На графиках видно, что в образцах с высокой проницаемостью объем связанных пор больше. Но при уменьшении $K_{во}$ их количество резко уменьшается. В образцах с низкой проницаемостью объем связанных пор меняется незначительно.

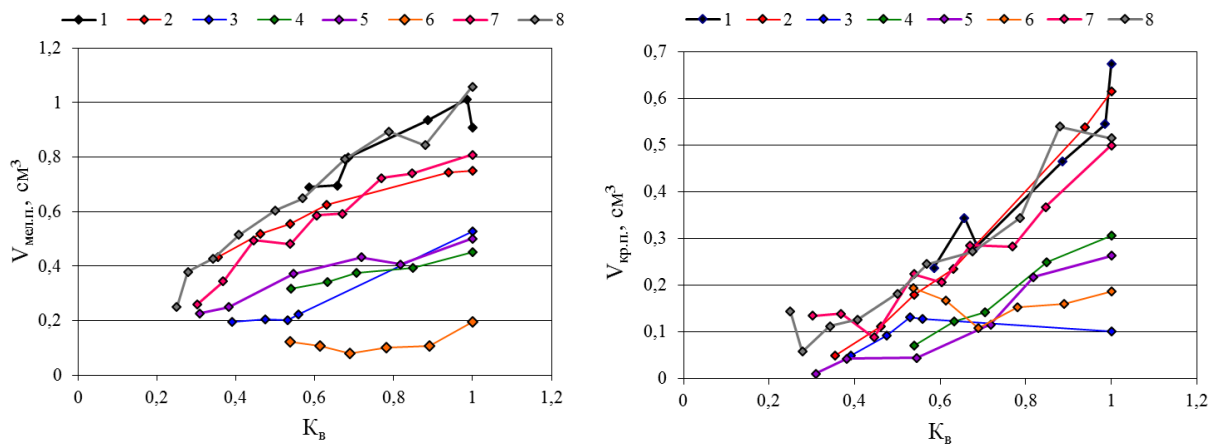


Рисунок 2 – Зависимость объема мелких (а) и крупных (б) пор, заполненных водой, от коэффициента водонасыщенности

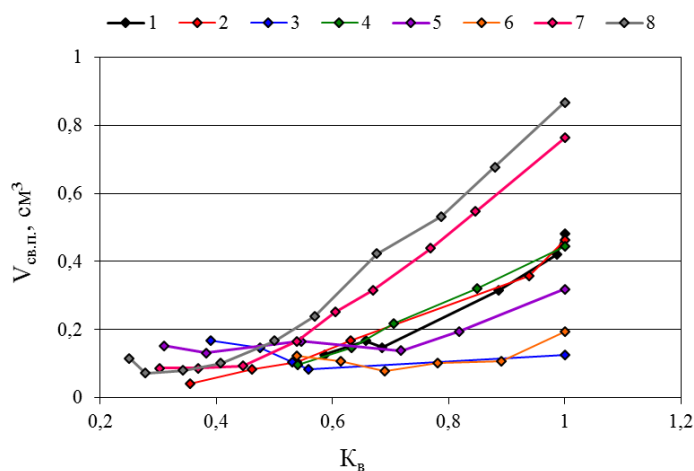


Рисунок 3 – Зависимость объема связанных пор от коэффициента водонасыщенности

Таким образом, экспериментально установлено, что в результате центрифугирования происходит перераспределение воды в поровом пространстве образцов керна, которое характеризуется изменением объема мелких, крупных пор и связанных пор при уменьшении коэффициента водонасыщенности.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ грант № 16-35-00393 мол_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Revil A. Effective conductivity and permittivity of unsaturated porous materials in the frequency range 1 mHz-1 GHz [Электронный ресурс] / A.Revil // Water Resources Research. – 2013. – Vol.49. – №1. – P. 306-327. Режим доступа: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2012WR012700/pdf>.
2. Bobrov P.P. Wideband frequency domain method of soil dielectric properties measurement / P.P. Bobrov, A.V. Repin, O.V. Rodionova // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2015. – vol.53. – №5. – P. 2366-2372.
3. Бобров П.П. Спектры диэлектрической проницаемости нефтеводонасыщенных песчано-глинистых пород различного минералогического состава и релаксационные свойства воды в этих породах / П.П. Бобров, В.Л. Миронов, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2015. – Т.56. – №7. – С. 1359-1368.
4. Шумская М.И. Изменение диэлектрической проницаемости и ЯМР-сигнала влажных

порошков кварцевых гранул при увеличении и уменьшении водонасыщенности / М.И. Шумская, П.П. Бобров, А.С. Лапина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №5. – С. 15-20.

ИЗУЧЕНИЕ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В ГИДРАТСОДЕРЖАЩИХ ОБРАЗЦАХ МЕТОДОМ ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ

Тураханов Аман Хаирболдыевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, инженер, студент, aman-turakhanov@yandex.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Манаков Андрей Юрьевич

Институт неорганической химии им. А.В. Николаева, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, зав.лаб., д.х.н., доцент, manakov@niic.nsc.ru

В работе выполняется анализ возможностей применения ЯМР-релаксометрии для изучения фазовых переходов в гидратсодержащих образцах. Рассматривается модель природных газовых гидратов в песчанике с использованием гидрата тетрагидрофурана. Исследуется диссоциация гидрата метана в суспензии нефти и в насыщенных метаном породах антрацита при атмосферном давлении. Результатами показано, что с помощью ЯМР возможен мониторинг состояния газовых гидратов при их изучении в нефтегазовых скважинах, угольных шахтах и карьерах.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, время поперечной релаксации, фазовый переход, гидратсодержащие образцы, температура.

THE STUDY OF THE PHASE TRANSITIONS IN HYDRATE-CONTAINING SAMPLES BY THE NMR RELAXOMETRY METHOD

Turakhanov Aman Kh.

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, amanturakhanov@yandex.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Manakov Andrey Yurievich

Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D., Docent, manakov@niic.nsc.ru

The paper presents the analysis of possibilities of using NMR relaxometry to study the phase change in hydrate-content samples. The model of the natural gas hydrates in the sandstone is considered using tetrahydrofuran hydrate. Dissociation of methane hydrate is studied in the oil suspension and anthracite rocks saturated with methane at the atmospheric pressure. Results show that using NMR method monitoring the state of gas hydrate is possible in their studying in oil-and-gas well, coal pit and open-cut.

Keywords: nuclear magnetic resonance, transverse relaxation time, phase transition, hydrate-containing samples, temperature.

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) – мощный физический эффект, широко используемый в различных областях научных исследований для изучения свойств, структуры и состояния вещества. Метод ЯМР на сегодняшний день успешно применяется в крупнейших нефтегазовых компаниях и ведущих научных лабораториях мира для изучения фильтрационно-емкостных и физико-химических свойств горных пород и насыщающих их флюидов [1-4]. Большой

интерес исследователей привлекает его использование для изучения нетрадиционных источников углеводородов – тяжелой нефти и битума, газовых гидратов и насыщенного метаном угля [5-7].

Газовые гидраты или клатраты это соединения, обладающие кристаллической структурой, которая образовалась в результате взаимодействия воды и газа при определенных термобарических условиях. В земной коре скопления гидратов могут образовываться в донных осадках акваторий на глубинах 200-1500 м ниже уровня дна, а также в многолетнемерзлых породах на глубинах 250-1000 м. Общее количество запасов природного газа в газогидратной форме по наиболее реалистичным оценкам составляет $2 \cdot 10^{14}$ м³ газа в глубоководных скоплениях субаквальных гидратов и порядка 10^{13} м³ в придонных скоплениях [8], что сравнимо с разведанными запасами газа в месторождениях традиционного типа.

ЯМР-измерения проведены на релаксметре МСТ-05 с рабочей частотой 2,2 МГц и индукцией магнитного поля 55 мТл при температуре 25°C. Система постоянных магнитов релаксметра выполнена на основе самарий-кобальтового сплава с рабочим температурным диапазоном от -60°C до +35°C.

В работе методом ЯМР-релаксометрии исследованы образцы гидрата тетрагидрофурана (ТГФ) в песке и суспензия гидрата метана в нефти, для которых изучена температурная зависимость ЯМР-параметров при диссоциации образцов при атмосферном давлении. Также в работе исследуется кинетика диссоциации гидрата метана в антраците и проводится сравнительный анализ с результатами для образца без гидрата.

ТГФ широко используется в качестве модели природных гидратов. В природе гидрат ТГФ не существует, но благодаря возможности получить его при замерзании гомогенного раствора и близости физических свойств к свойствам гидратов углеводородных газов, гидрат ТГФ широко используется при лабораторном моделировании содержащих гидраты образцов. Преимущество использования гидрата ТГФ состоит в возможности проводить исследования при атмосферном давлении в хорошо освоенном диапазоне температур, что намного упрощает исследования.

Температурные зависимости водородного индекса (НИ) на примере образцов гидрата ТГФ и суспензии гидрата метана в нефти показывают, что метод ЯМР позволяет контролировать фазовое состояние вещества (рис. 1).

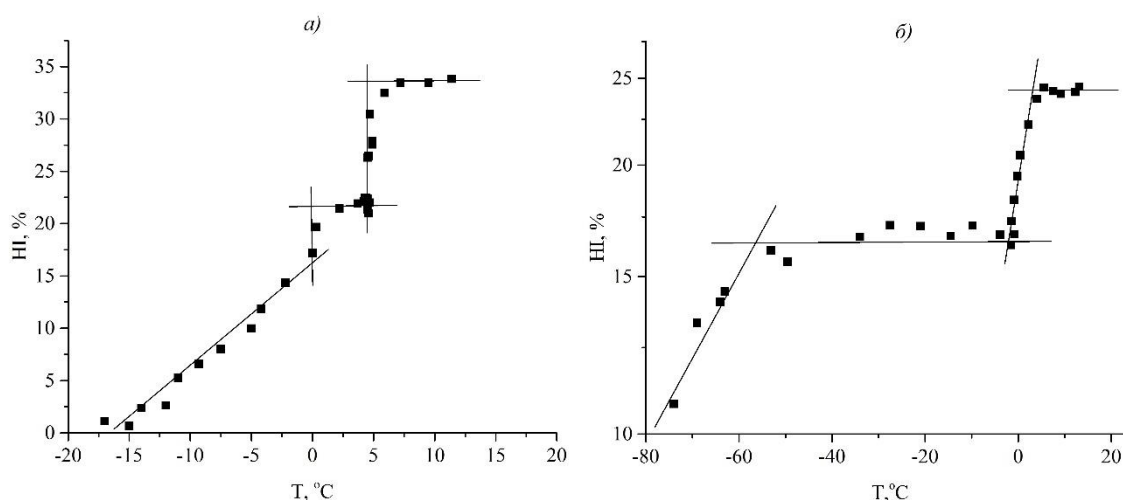


Рисунок 1 – Зависимость водородного индекса (НИ) от температуры на примере гидрата ТГФ (а) и суспензии гидрата метана в нефти (б)

Видно, что на рис. 1а имеется два перегиба: при 0°C и в интервале температур между 4°C и 5°C. Анализ литературы показывает [9], что при атмосферном давлении фазовый переход гидрата ТГФ происходит при 4,4 °C. Поэтому результаты, приведенные на рис. 1а, можно интерпретировать следующим образом: при 0°C плавится небольшая часть льда (так как часть воды не участвовала в образовании гидрата), а в промежутке между 4°C и 5°C происходит диссоциация гидрата ТГФ.

Анализ температурной зависимости НИ суспензии гидрата метана в нефти (рис. 1б) показывает, что в исследуемом диапазоне температур можно также выделить два перехода: в интервале между -80°C и -60°C, а также при 0°C. По-видимому, первый переход соответствует

диссоциации гидрата метана в нефти, второй – плавлению льда (часть воды не участвовала в образовании гидрата). Полученные результаты согласуются с литературными данными – фазовый переход гидрата метана происходит при -78°C при атмосферном давлении [10].

Для понимания кинетики диссоциации гидрата метана в антраците получена зависимость T_2^{LM} от времени (рис. 2) на примере угля с гидратом метана и влажного угля, насыщенного метаном.

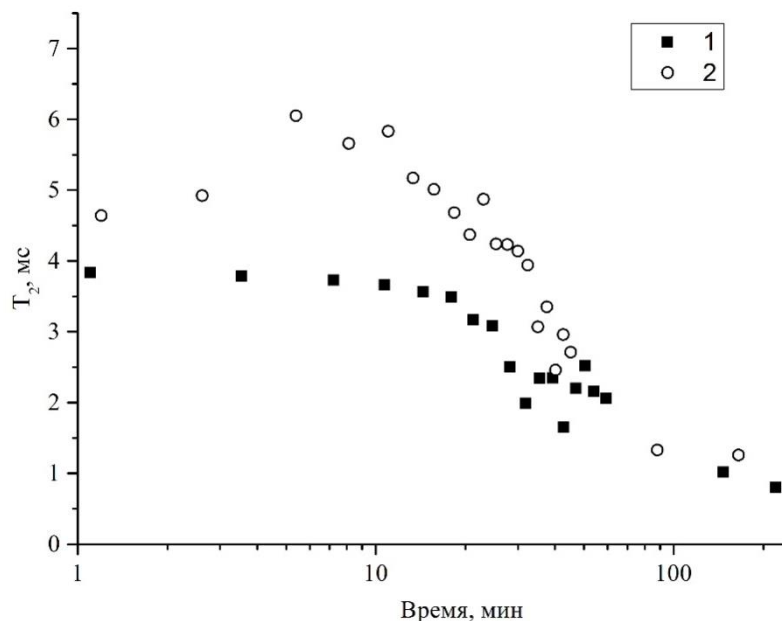


Рисунок 2 – Зависимость T_2^{LM} от времени с начала эксперимента. 1 – влажный уголь, насыщенный метаном, 2 – уголь с гидратом метана

Из графика видно, что T_2^{LM} гидрата метана растет в течение первых 10 минут и достигает максимума, после чего монотонно убывает. T_2^{LM} влажного угля, насыщенного метаном, монотонно падает. По-видимому, в первые 10 минут эксперимента происходит разложение гидрата метана. В результате освобождается вода на поверхности частиц угля. За счет этого растет время T_2^{LM} . Спустя 11-12 минут с начала эксперимента начинается процесс активного высыхания воды с поверхности, что видно из графика для влажного угля, насыщенного метаном. В результате, после 13-й минуты обе зависимости ведут себя одинаково.

Таким образом, основные ЯМР-параметры, водородный индекс (HI) и время поперечной релаксации (T_2), являются хорошими индикаторами фазовых переходов в гидратах, так как зависимость данных параметров от температуры/времени позволяет выделить и охарактеризовать основные этапы диссоциации гидратов. Предлагаемый подход к изучению гидратов позволяет оперативно определять фазовое состояние вещества, а также контролировать состояние гидратсодержащих пород при их изучении в нефтегазовых скважинах, угольных шахтах и карьерах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Howard J.J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements /J.J. Howard // Magnetic Resonance Imaging. – 1998. – Vol. 16. – №5. – P. 529-533.
2. Шумскайте М.Й. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважины, методом ЯМР-релаксометрии /М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских, С.Б. Бортникова, А.Н. Харитонов, В.С. Пермяков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 2. – С. 59-66.
3. Шумскайте М.Й. Анализ влияния объемного содержания и типа глинистых минералов на релаксационные характеристики песчано-алевритовых образцов /М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождения – 2015. – № 7. – С. 35-38.

4. Шумскайте М.Й. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов /М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 10. – С. 1911-1918.
5. Хисамов Р.С. Применение ядерно-магнитного каротажа в сильном поле для оценки вязкости на месторождениях сверхвязкой нефти Татарстана /Р.С. Хисамов, Р.Ш. Динмухамедов, К.М. Мусин, Т.Р. Абдуллин, Т.В. Шипунов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 14-18.
6. Aichele C.P. Nuclear magnetic resonance analysis of methane hydrate formation in water-in-oil emulsions /C.P. Aichele, W.G. Chapman, L.D. Rhyne, H.J. Subramani, A. Montesi, J.L. Creek, W. House // Energy Fuels. – 2009. – Vol. 23. – №2. – P. 835–841.
7. Yao Y. Quantitative characterization of methane adsorption on coal using a low-field NMR relaxation method /Y. Yao, D. Liu, S. Xie // International Journal of Coal Geology. – 2014. – Vol. 131. – С. 32-40.
8. Соловьев В.А. Глобальная оценка количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов /В.А. Соловьев // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 648-661.
9. Gough S.R. Composition of Tetrahydrofuran Hydrate and the Effect of Pressure on the Decomposition /S.R. Gough, D.W. Davidson // Canadian Journal of Chemistry. – 1971. – Vol. 49. – № 16. – P. 2691-2699.
10. Stoporev A.S. Unusual self-preservation of methane hydrate in oil suspensions /A.S. Stoporev, A.Yu. Manakov, L.K. Altunina, A.V. Bogoslovsky, L.A. Strelets, E.Ya. Aladko // Energy & Fuels. – 2014. – Vol. 28. – № 2. – P. 794–802. УДК 550.34+550.834

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗОНАНСНЫХ СВОЙСТВ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ГРУНТОВ ПО МИКРОСЕЙСМАМ: ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И НАТУРНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Федин Константин Владимирович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, Новосибирский государственный технический университет, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, FedinKV@ipgg.sbras.ru

Колесников Юрий Иванович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, главный научный сотрудник, д.т.н., доцент, KolesnikovYI@ipgg.sbras.ru

В работе по результатам физического и натурного эксперимента описаны методика и результаты опробования на тестовом участке метода прямого определения резонансных свойств приповерхностного грунтового слоя по записям микросейсм. Показано, что накопление большого числа амплитудных спектров шумовых записей позволяет уверенно выделять несколько низших мод стоячих волн сжатия-растяжения и сдвига в слое. Приведены примеры построения для участка наблюдений карт частот этих мод (собственных частот слоя) и коэффициентов усиления колебаний относительно эталонной точки, расположенной на скальной породе. Проведена оценка сезонных изменений резонансных свойств приповерхностных осадков.

Ключевые слова: стоячие волны, собственные частоты, физическое моделирование, натурный эксперимент, микросейсм.

DETERMINATION OF RESONANCE PROPERTIES OF THE SUBSURFACE SOILS ON MICROSEISM: PHYSICAL MODELING AND FIELD EXPERIMENT

Fedin Konstantin Vladimirovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk State University, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia, research officer, FedinKV@ipgg.sbras.ru

Kolesnikov Yuri Ivanovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russia, chief researcher, Doctor of Technical Sciences, associate professor, KolesnikovYI@ipgg.sbras.ru

In the work based on the results of the physical and full-scale experiment, the technique and results of testing in the test section of the method of direct determination of the resonant properties of the near-surface ground layer by microseism records are described. It is shown that the accumulation of a large number of amplitude spectra of noise records makes it possible to reliably identify several lower modes of standing waves of compression-stretching and shear in the layer. Examples are given of constructing frequency maps of these modes (the natural frequencies of the layer) and the amplification coefficients of the oscillations relative to the reference point located on the rock rock for the observation site. Estimation of seasonal changes in resonance properties of near-surface sediments is carried out.

Keywords: standing waves, natural frequencies, physical modeling, natural experiment, microseisms.

Записи микросейсм широко используются для оценки реакции земной поверхности на возможные сейсмические воздействия [1–2]. Методы, основанные на регистрации микросейсм, относительно дешевы и не требуют больших временных затрат, но, как правило, характеризуются не очень высокой точностью. В большинстве случаев методы, основанные на регистрации микросейсм, не предполагают анализа частотной зависимости отклика, в частности, изучения резонансных свойств верхней части разреза (ВЧР).

Некоторый опыт изучения резонансных свойств ВЧР по микросейсмам с помощью малоканальной аппаратуры описан в работе [3], авторы которой разработали метод выделения из микросейсм стоячих волн, формирующихся в ВЧР под их воздействием. Этот метод основан на пересчете разновременных записей к единому времени, при этом предполагается, что колебания в стоячих волнах в разных точках наблюдений когерентны, что на дневной поверхности в идеале может иметь место лишь в случае однородного приповерхностного слоя постоянной мощности.

Схема эксперимента и схематическое строение модели приведены на рис. 1. Модель была изготовлена в форме параллелепипеда с основанием $25 \times 25 \text{ см}^2$ из трех видов бетона с различным соотношением песок/цемент. Скорости продольных волн в разных частях модели были измерены импульсным способом и составили: в нижнем слое мощностью 8 см – 4450 м/с, в верхнем слое мощностью 6.5 см – 2760 м/с, в линзовидном включении диаметром на поверхности 15 см и максимальной глубиной 5.5 см – 1350 м/с.

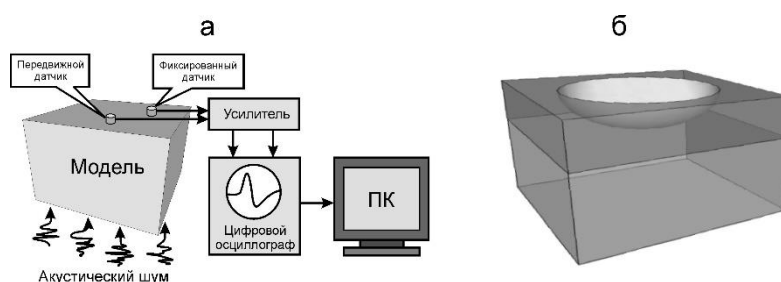


Рисунок 1 - Схема эксперимента (а) и строение модели.

Моделирующий микросейсмический акустический шум генерировался с помощью возвратно-поступательных движений щетки с жесткой щетиной. Регистрация шумовых сигналов производилась на верхних поверхностях модели широкополосным пьезокерамическим датчиком поршневого типа диаметром 2 мм и толщиной 1 мм.

Датчик в ходе экспериментов последовательно устанавливался на верхней поверхности модели в узлах квадратной сетки размерностью 23×23 . Шаг сетки составлял 1 см. После предварительного усиления шумовые сигналы регистрировались цифровым осциллографом В-423 и записывались на жесткий диск персонального компьютера для последующей обработки.

Пример накопления большого числа амплитудных спектров последовательных участков шумовой записи, зарегистрированной в одной из точек на поверхности линзовидного включения (длина каждого участка – 8196 отсчетов), приведен на рис. 2. Как видно из рисунка, на осредненном спектре отчетливо выделяются регулярные пики с частотами, кратными частоте первого из них – 73.56 кГц.

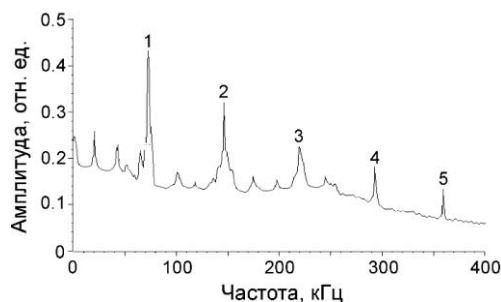


Рисунок 2 -Пример осредненного по времени амплитудного спектра шума, записанного на поверхности линзовидного включения. Цифрами обозначены номера мод выделенных стоячих волн.

Такая закономерность характерна для собственных частот слоев с двумя свободными или двумя жестко закрепленными границами, подобным собственным частотам стержней с двумя свободными или двумя жестко закрепленными концами при их продольных колебаниях [4]. Частоты стоячих волн сжатия-растяжения по толщине таких слоев определяются формулой

$$f_n = \frac{(2n-1)V_p}{4h}. \quad (1)$$

Для слоя же, лежащего на жестком полупространстве, как и для закрепленного с одного конца стержня, интервал между регулярными пиками должен быть равен удвоенной частоте первого из них в соответствии с формулой

$$f_n = \frac{nV_p}{2h}. \quad (2)$$

Казалось бы, парадоксальное расположение частотных пиков стоячих волн на осредненном амплитудном спектре, полученном для слоя с одной жестко закрепленной и другой свободной границами, объясняется относительно небольшими размерами модели. Как показало численное моделирование методом конечных элементов [5], увеличение внешних размеров модели при неизменной толщине поверхностного слоя привело бы к постепенному уменьшению амплитуд пиков с частотами, определяемыми формулой (1), и возрастанию пиков с частотами, соответствующими формуле (2).

Тем не менее, несмотря на несоответствие частотных особенностей спектров стоячих волн, полученных на физических моделях небольшого размера, тем закономерностям, которые должны наблюдаться в натуральных условиях, результаты моделирования показали, что осреднение большого числа спектров шумовых записей, зарегистрированных на поверхности ВЧР, может быть использовано для прямого определения ее резонансных свойств. Примеры таких карт для низшей моды стоячих волн, полученных для модели с линзовидным включением, приведены на рис. 3.

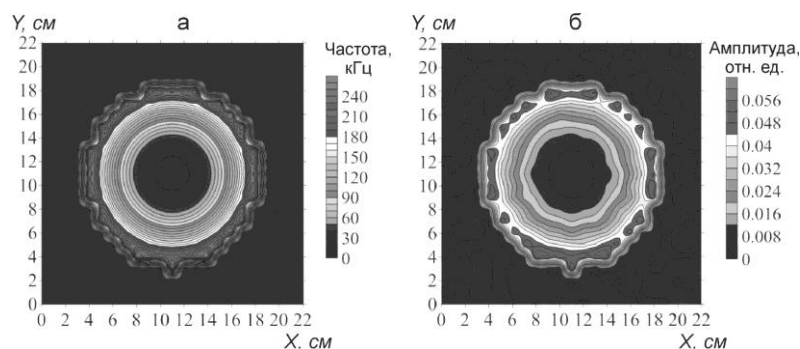


Рисунок 3 - Распределение частот (а) и амплитуд (б) низшей моды стоячих волн на верхней грани модели линзы над слоями.

Для опробования описанного метода определения резонансных свойств ВЧР был проведен натуральный эксперимент на территории геофизической обсерватории «Ключи», расположенной в 7 км восточнее Академгородка (Новосибирск, Россия). В течение 14 суток была проведена регистрация микросейсм одноканальными цифровыми регистраторами Texan (RefTek-125A) с частотой дискретизации 1 кГц. Для записи использовались вертикальные сейсмографы GS-20DX.

На рис. 4 приведен пример накопления амплитудных спектров последовательных участков записей микросейсм длительностью 8192 отсчета каждый. Как можно видеть, на осредненном спектре уверенно выделяются регулярные пики, соответствующие стоячим волнам сжатия-растяжения.

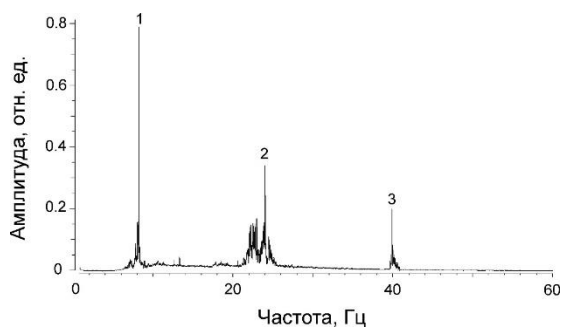


Рисунок 4 - Пример осредненного по времени амплитудного спектра микросейсм, записанных в натурном эксперименте. Цифрами обозначены номера мод выделенных стоячих волн.

Таким образом, приведенные результаты модельного и натурального экспериментов показали перспективность предложенного метода прямого определения резонансных свойств верхней части разреза по данным пассивных сейсмических измерений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Павлов О.В. Сейсмическое микрорайонирование / О.В. Павлов, В.А. Рогожина – М.: Наука, 1984. – 236 с.
2. Nakamura Y. A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground surface / Y. A Nakamura // Quarterly Report of the Railway Technical Research Institute. 1989. 30(1). – P. 25–30.
3. Еманов А.Ф. Резонансные свойства верхней части разреза/ А.Ф. Еманов, А.А.Красников, А.А.Бах, Е.Н. Черных, А.А.Еманов, А.Ю.Семин, А.В.Черепанов // Физ. мезомех. – 2008. Т. 11, № 1. – С. 26–36.
4. Лепендин Л.Ф. Акустика: Учеб. пособие для вузов. / Л.Ф. Лепендин / М.: Высш. школа, 1978. – С. 448.
5. Колесников Ю.И. О детальном изучении резонансных свойств верхней части разреза по микросейсам: данные физического моделирования/ Ю.И. Колесников, К.В.Федин., А.Ф. Еманов // Технологии сейсморазведки. 2013. № 3. – С. 52–63.

ЛИТОЛОГО-ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ ГИС КОМПЛЕКСА СКЛ

Федосеев Арсений Артемович

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент, FedoseevAA@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Казаненков Валерий Александрович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, к.г.-м.н., KazanenkovaVA@ipgg.sbras.ru

Представленная работа посвящена комплексной литологической интерпретации данных ГИС и численной инверсии данных ВЭМКЗ комплекса СКЛ для построения литолого-электрофизических моделей баженовской свиты по поисково-разведочным скважинам.

Ключевые слова: Баженовская свита, модель породообразующих компонентов, литологические типы, частотная зависимость, удельное электрическое сопротивление, диэлектрическая постоянная, литолого-электрофизическая модель

LITHOLOGICAL-ELECTROPHYSICAL MODELS OF THE BAZHENOV FORMATION ACCORDING TO LOG DATA OF THE SKL COMPLEX

Fedoseev Arseniy Artemovich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, FedoseevAA@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Kazanenkova Valery A.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Ph. D., docent, Leading Researcher, Head of Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, KazanenkovaVA@ipgg.sbras.ru

The presented work is devoted to integrated lithological interpretation of well logs and numerical inversion of VEMKZ data of the SKL complex for constructing lithological-electrophysical models of the Bazhenov formation in case of prospecting and exploration wells.

Keywords: Bazhenov formation, model of rock-forming components, lithological types, frequency dependence, specific electrical resistance, dielectric constant, lithological-electrophysical model.

На протяжении последних десятилетий огромный интерес ученых направлен на всестороннее изучение нетрадиционного источника углеводородного сырья в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – баженовскую свиту. Она является как основной нефтепроизводящей толщей, так и региональным глинистым флюидоупором для залежей в отложениях оксфорда верхней юры. Характерной особенностью служит высокая степень неоднородности состава, обусловленная изменением относительного содержания в разрезе свиты глинистого, кремнистого, карбонатного и органического вещества [1 – 2]. В связи с тем, что разрезы скважин слабо охарактеризованы керновым материалом, большое внимание уделяется литологической интерпретации данных геофизических исследований в скважинах (ГИС). Однако к настоящему времени не существует общей теоретико-методической базы для комплексной обработки данных

ГИС в интервалах баженовской свиты, включая литологическую интерпретацию, что определяет актуальность представленной работы.

Наряду с литологическим изучением баженовской свиты, важным на сегодняшний день является изучение ее электрофизических свойств, а именно установление частотных зависимостей удельного электрического сопротивления ($УЭС$) и относительной диэлектрической проницаемости ($ОДП$). В настоящее время широко используются современные скважинные комплексы, например, СКЛ, которые включают расширенный набор методов ГИС, позволяющие выполнять высокоточные измерения за одну спуско-подъемную операцию, что позволяет выполнять обработку данных ГИС в рамках единой интерпретационной модели. Комплекс СКЛ включает метод высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования ($ВЭМКЗ$), с помощью которого можно устанавливать частотные зависимости $УЭС$ и $ОДП$ на основе совместной численной инверсии измеряемых разности фаз и отношения амплитуд [3 – 7].

Целью настоящей работы является развитие методического обеспечения комплексной интерпретации данных ГИС современного комплекса СКЛ для определения вещественного состава, выделения литологических типов и изучения электрофизических параметров пород баженовской свиты в центральных районах Западной Сибири. Основные решаемые задачи состоят в построении моделей относительного содержания породообразующих компонент баженовской свиты; определении основных литологических типов карбонатно-глинисто-кремнистых высокоуглеродистых пород по результатам интерпретации ГИС на основе новой классификации баженинов [8], а также установлении частотных зависимостей $УЭС$ и $ОДП$ по данным $ВЭМКЗ$.

Для построения литолого-электрофизической модели по данным ГИС на основе анализа относительного содержания породообразующих компонент использовался расширенный комплекс методов, включающий гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, боковой каротаж, $ВЭМКЗ$ и другие. Для оценки объемного содержания минеральных компонент горной породы использовался метод [9 – 12], основанный на решении системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ), в которой показания метода ГИС линейно связаны с относительным содержанием каждой слагающей породы компонентой. Коэффициенты матрицы СЛАУ определялись исходя из анализа результатов литологических исследований керна. Для устойчивого решения СЛАУ и повышения достоверности учитывалась априорная информация о составе изучаемых пород, которая основана на результатах литолого-минералогического анализа керна, отобранного из ряда скважин на изучаемой области.

По результатам построения литологической модели, описываемой распределением относительного содержания породообразующих компонент, выполнялось определение основных литологических типов пород баженовской свиты. Выделение литотипов баженинов основано на разработанной в работе А.Э. Конторовича с соавторами [8] новой классификации. В ее основу положен принцип разделения пород баженовской свиты по составу основных групп минералов. Для выделения литологических типов по ГИС в работе принята сокращенная классификация, включающая следующие основные типы пород: силициты, карбонаты, аргиллиты, породы смешанного состава (карбонатно-глинисто-кремнистые) и битуминозные породы.

В качестве примера приведены результаты построения литолого-электрофизической модели баженовской свиты в разрезе одной из скважин Русскинской площади (рис. 1), где оценено относительное содержание породообразующих компонент и выделены основные литологические типы пород по данным ГИС, а также по данным $ВЭМКЗ$ скважинного комплекса СКЛ выполнена численная инверсия разности фаз и отношения амплитуд, и установлены частотные зависимости $УЭС$ и $ОДП$. По результатам литологической интерпретации каротажных данных в своей толще свита, выделяемая в интервале относительных глубин 3045-3070 м, имеет следующее распределение. Ниже глубины 3070 м она подстилается пластом аргиллитов абалакской свиты, характеризующимся относительным объемным содержанием глинистого материала более 50%. В основании баженовской свиты содержание кремнистых минералов увеличивается, что подтверждается наличием глинисто-кремнистых пород (3063-3070 м). В интервале глубин 3058-3063 м содержание кремнистых минералов превышает 60%, что указывает на наличие силицитов. От глубины 3058 м и выше увеличивается количество глинистого материала, где расположены глинисто-кремнистые породы. Увеличение карбонатного материала выше по разрезу свидетельствует о карбонатно-кремнистых и карбонатно-глинистых породах (3045-3051 м). Относительная глубина 3045 м является кровлей баженовской свиты, которая перекрывается пластом аргиллитов подачимовской толщи. Что касается распределения органического вещества,

оцененного по каротажным данным, в интервале 3045-3070 м его содержание увеличивается до 10-25%, что характеризует битуминозные смешанные кремнисто-глинисто-карбонатные породы.

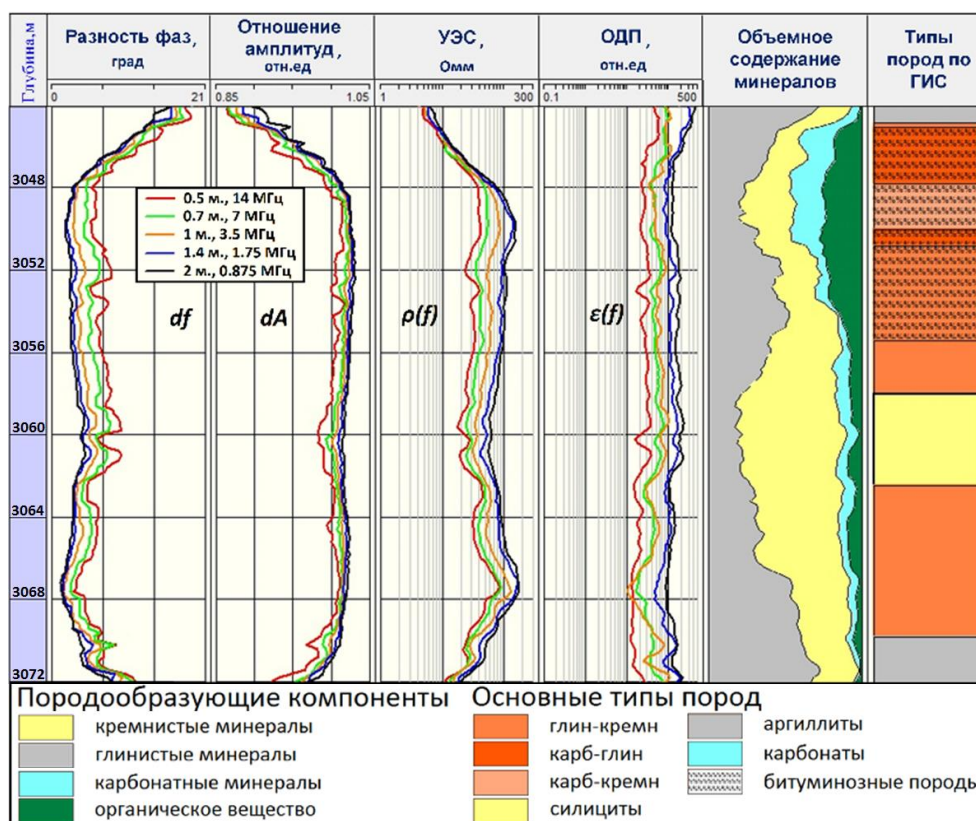


Рисунок 1 – Литолого-электрофизическая модель баженовской свиты на примере скв. Рускинского месторождения. Практические диаграммы разности фаз (df) и отношения амплитуд (dA) ВЭМКЗ, полученные в результате численной инверсии сигналов ВЭМКЗ распределения УЭС $\rho(f)$ и ОДП $\varepsilon(f)$, а также рассчитанное объемное содержание минералов и определенные литологические типы пород по ГИС комплекса СКЛ.

По результатам проведенных исследований выполнена литолого-геоэлектрическая интерпретация данных ГИС комплекса СКЛ и построены литолого-электрофизические модели баженовской свиты по поисково-разведочным скважинам. По данным ГИС и лабораторным исследованиям керна определено объемное содержание породообразующих компонентов, выделены основные литологические типы и установлены частотные зависимости электрофизических параметров пород баженовской свиты в разрезах нескольких десятков скважин ряда месторождений Широкого Приобья в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Брадучан Ю.В. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) /Ю.В. Брадучан, С.П. Булынникова, Н.П. Вячкилева, А.В. Гольберт, Ф.Г. Гурари и др. // Новосибирск: Наука. – 1986. – Вып.649. – 215с.
2. Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность /Ф.Г. Гурари // Советская геология. – 1981. – № 11. – С. 3 –12.
3. Павлова М.А. Литолого-электрофизическая модель баженовской свиты участка Салымского месторождения по данным керна и электрометрии /М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Г. Эдер, В.Н. Глинских, А.Д. Камкина, А.Г. Замирайлова // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015». XI Международный научный конгресс (Новосибирск, 13-25 апреля 2015 г.): материалы конференции. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – Т. 2. – С. 178–182.

4. Павлова М.А. Интерпретация данных электрометрии на интервале баженовской свиты /М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013». IX Международный научный конгресс (Новосибирск, 15-26 апреля 2013 г.): материалы конференции. – Новосибирск: СГГА, 2013. – Т. 2. – С. 132–136.
5. Павлова М.А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры /М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012». VIII Международная конференция (Новосибирск, 10-20 апреля 2012 г.): материалы конференции. – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 1. – С. 127–131.
6. Павлова М.А. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения /М.А. Павлова, В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, А.Д. Камкина, В.Н. Глинских // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 57–62.
7. Эпов М.И. Комплекс СКЛ для каротажа за один спуско-подъем: методики и интерпретация на практических примерах /М.И. Эпов, В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова // «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». Пятнадцатая научно-практическая конференция (Ханты-Мансийск): материалы конференции. – Ханты-Мансийск. ИздатНаукаСервис, 2012. – Т. 2. – С. 27–36.
8. Конторович А.Э. Классификация пород Баженовской свиты /А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье – Тверь: Тверьгеофизика, 2003. – 130 с.
10. Doveton J.H. Geologic Log Analysis Using Computer Methods /J.H. Doveton // Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists. – 1994. – 169 p.
11. Mitchell W.K. Statistical Log Analysis Made Practical /W.K. Mitchell, R.J. Nelson // World Oil. – 1991. – Vol. 212. – №6. – 115 p.
12. Moss B. Statistically Valid Log Analysis Method Improves Reservoir Description /B. Moss, R. Harrison // Offshore Europe conference (Aberdeen, September 10-13, 1985). – Aberdeen, 1985. – Paper SPE-13981-MS. – 32 p.

ПРОБЛЕМА БИНИРОВАНИЯ ПРИ РАБОТЕ НА PS-ВОЛНАХ В АЗИМУТАЛЬНО-АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ НА ПРИМЕРЕ ОБОБЩЕННОЙ МОДЕЛИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Хогоева Екатерина Евгеньевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск Россия, аспирант, KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru

Юрубчено-Тохомское месторождение располагается в южной части Сибирской платформы и относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Продуктивная толща сложена трещиновато-кавернозными карбонатами и характеризуется присутствием сейсмической анизотропии. Верхняя часть разреза (ВЧР) также является анизотропной. Анизотропные интервалы представлены трансверсально-изотропной средой с горизонтальной осью симметрии (НТИ). Наличие двух НТИ-слоев вносит существенные трудности в обработку данных и приводит к вариациям в лучевых схемах, полученных при одинаковом удалении, но в разных азимутах, что приводит к азимутальным вариациям времен пробега. В данной работе проблема бинирования исследовалась на синтетических годографах, рассчитанных для обобщенной модели Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления.

Ключевые слова: анизотропия, кинематическая поправка, трещинный коллектор, Восточная Сибирь.

BINNING PROBLEM IN AZIMUTHALLY ANISOTROPIC MEDIA FOR PS-WAVES WITH A CASE STUDY FROM YURUBCHENO-TOKHOMO ZONE

Khogoeva Ekaterina Evgenievna

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Ph.D. student, KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru

Yurubchen-Tokhomskoe deposit is located in the South of Siberian Platform and related to Leno-Tungusskaya oil and gas province. Productive formation represented by fractured cavernous carbonates is characterized by the presence of seismic anisotropy. Near-surface is also anisotropic. Anisotropic intervals are represented by transversal anisotropic media with a horizontal symmetry axis (HTI). Presence of two HTI layers significantly complicates the data processing and results to ray trajectories obtained on the same offset depending on source-receiver azimuth, that leads to travel-time variations. In this paper binning problem obtained from synthetic moveout calculated for a common Yurubchen-Tokhomo model.

Keywords: anisotropy, moveout correction, fractured reservoir, East Siberia.

Поровое пространство карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения представлено кавернами и субвертикальными трещинами, направление которых плавно изменяется по латерали. Наличие направленных вертикальных трещин в толще обуславливает азимутальную анизотропию проницаемости в ней, а также ее азимутальную сейсмическую анизотропию, которая выражена как изменением скоростей суммирования с изменением азимута, так и расщеплением поперечных волн. Вариации скоростей суммирования при этом не являются достоверным диагностическим признаком анизотропии интервала, так как могут быть обусловлены неоднородностью, в то время как расщепление поперечных волн происходит только в анизотропной среде. Связь такого расщепления с анизотропией проницаемости позволяет посредством поляризационного анализа планировать систему эффективной разработки месторождения.

Проблемой данного разреза является азимутальная анизотропия ВЧР [1], которая существенно осложняет изучение анизотропных свойств нижележащей толщи вследствие повторного расщепления восходящих поперечных волн.

Среды с вертикальной направленной трещиноватостью описываются трансверсально-изотропной средой с горизонтальной осью симметрии бесконечного порядка, при этом пространственному расположению плоскостей трещин соответствуют плоскости изотропии. Так как ВЧР и коллектор имеют переменное направление плоскостей изотропии, то они смоделированы

как анизотропный интервал, в котором направление оси симметрии плавно изменяется вдоль горизонтальной оси причем для каждого слоя по своему закону.

Обобщенная модель Юрубчено-Тохомской зоны представляет собой горизонтально-слоистую среду, состоящую из 11 слоев. Верхний слой соответствует анизотропной верхней части разреза, мощностью 170 м, нижний анизотропный слой соответствует целевому интервалу – трещиноватому карбонатному коллектору рифейского возраста, мощностью 460 м. Параметры слоев модели среды представлены в таблице 1 и включают в себя скорости продольных и поперечных волн вдоль оси симметрии бесконечного порядка (O_∞), плотности и коэффициенты анизотропии K_p , K_{sv} , K_{sh} [4].

В координате $X=0$ азимут плоскостей изотропии в верхнем слое составляет 150° , в рифейском коллекторе этот азимут — 120° . Вертикальные плоскости изотропии поворачиваются на 1° на 50 м по координате X в верхнем слое в по часовой стрелке, а в нижнем — против часовой стрелки.

Таблица 1 – Обобщенная сейсмогеологическая модель Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления

Подосва, м	v_p , м/с	v_s , м/с	ρ , кг/м ³	K_p	K_{sv}	K_{sh}
170	2000	900	2.1	1.13	1.07	1.13
470	3600	1700	2.4			
870	5600	3100	2.65			
1070	6500	3500	2.75			
1320	4800	2700	2.5			
1600	6100	3200	2.7			
2100	5250	2850	2.6			
2220	6300	3400	2.75			
2300	5300	2800	2.6			
2760	6900	3400	2.8	1.1	1.05	1.1
∞	3700	1500	2.4			

В изотропной горизонтально-слоистой среде, а также в трансверсально-изотропной среде с вертикальной осью симметрии лучевые схемы при наземных наблюдениях лежат в вертикальной плоскости, содержащей источник и приемник. Однако при наличии в разрезе азимутально-анизотропных слоев с горизонтальной или наклоненной осью симметрии лучевые схемы становятся пространственными (рисунок 1).

Пространственные годографы отраженных обменных волн в такой среде являются несимметричными, таким образом традиционный скоростной анализ по гиперболоиду становится некорректным. Однако, на небольшой базе аппроксимировать годограф обменной волны возможно гиперболоидом с эллипсоидальным сечением, предложенным В.Ю. Гречкой и др. [2].

Наиболее информативными при изучении азимутальной анизотропии являются обменные волны, так как они предоставляют возможность определять направление трещиноватости по поляризации волны PSh. Наличие двух азимутально анизотропных слоев с различными плоскостями симметрии приводит к расщеплению поперечных волн в каждом из них, что создает интерференцию четырех PS волн на поверхности. Для определения поляризации волны PSh в коллекторе необходимо сначала компенсировать расщепление восходящих поперечных волн в верхнем анизотропном слое, что описано в работе С.Б. Горшкалева и др. [3].

Для формирования бинов круговой расстановки с удалением 2760м было проведено асимптотическое бинирование со средневзвешенным значением V_p/V_s , показавшее смещение точки отражения на 100 м от центра бина. При помощи лучевого трассирования в изотропной среде, были получены значения удалений приемника и источника от центра. Далее лучевым трассированием были получены точки обмена для лучей обменных волн для радиальной системы наблюдения, их расположение в горизонтальной плоскости приведено на рисунке 2. В азимутально-анизотропной среде, из-за трехмерности лучевых схем, вместо одной точки обмена существует бин некоторых размеров, в котором находятся все точки обмена. Очевидно, что реальный бин, соответствующий медленной обменной волне PSvSv, заметно больше бина быстрой обменной волны PShSh.

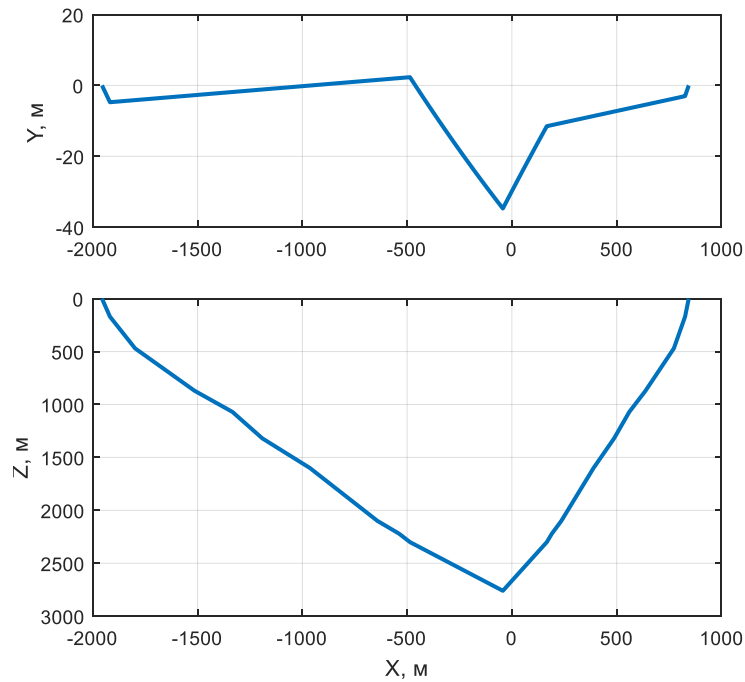


Рисунок 1 – Горизонтальная и вертикальная проекции луча PSvSv-волны, отраженной от подошвы нижнего анизотропного слоя

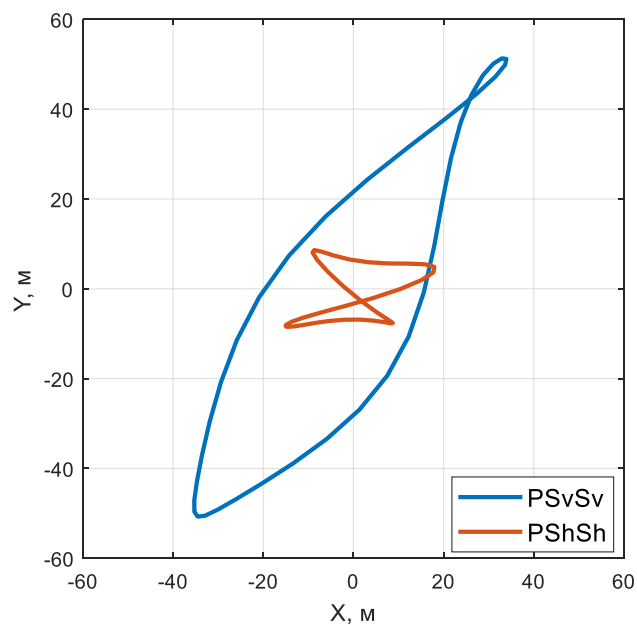


Рисунок 2 – Расположение точек обмена волн PSvSv и PShSh на подошве нижнего анизотропного слоя

С увеличением бина увеличивается и ошибка решения обратной задачи, так как углы, под которыми лучи распространяются в анизотропном слое будут существенно отличаться от случая нахождения точки обмена в центре бина. В связи с этим, для корректного проведения скоростного анализа, необходимо осуществлять компенсацию расщепления и в нижнем анизотропном слое, получая в результате сейсмограммы быстрой и медленной обменных волн в каждом анизотропном слое. Такая процедура позволит получить скоростную характеристику анизотропного коллектора по каждому типу волн. Кроме этого, азимутально анизотропные слои приводят к существенному увеличению размера бина, но преобразование сейсмограмм с получением сейсмограммы быстрой волны позволяет существенно уменьшить его размеры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Gorshkalev S.B. Evidence for rapid variations of azimuthal anisotropy in the near surface: an example from Eastern Siberia, Russia / Gorshkalev S.B., Karsten W.V., Lebedev K.A., Korsunov I.V. // *Journal of Seismic Exploration*. – 2007. – V. 16. – № 2-4. — P. 319-330;
2. Grechka V. Generalized Dix equation and analytic treatment of normal-velocity for anisotropic media / Grechka V., Tsvankin I., Cohen J.K. // *Geophysical Prospecting* — 1999. — № 47. — P.117–148;
3. Горшкалев С.Б. Поляризационный анализ отраженных PS-волн в средах с переменным направлением трещиноватости / Горшкалев С.Б., Карстен В.В., Афонина Е.В., Вишневецкий Д.М., Хогоева Е.Е. // *Технологии сейсморазведки* — 2016. — №1. — с. 52-60;
4. Ляховицкий Ф.М. Анализ анизотропии скоростей сейсмических волн в тонкослоистых периодических средах / Ляховицкий Ф.М., Невский В.В. // *Изв. АН СССР. — сер. Физика Земли*. — 1970. — №9. — с.12-21.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПО ЯМР-ДАНЫМ

Шумскайте Мария Йоновна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, доцент, д.ф.-м.н., GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Голиков Никита Александрович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Бортникова Светлана Борисовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, заведующий лабораторией, д.г.-м.н., профессор, BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

В работе проведен анализ ЯМР-данных с последующим определением фильтрационно-емкостных свойств песчано-глинистых образцов керна и грунтовых композитов, кондиционированных криогелем, а также физико-химических свойств жидкостей, выносимых из газовых скважин. По ЯМР-данным определено количество и тип глинистых минералов, показана связь удельной поверхности с глинистостью для разных литологических групп образцов керна. Выполнена типизация жидкостей, выносимых из газовых скважин.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, время поперечной релаксации, порода-коллектор и пластовый флюид, фильтрационно-емкостные и физико-химические свойства.

DETERMINATION OF FORMATION RESERVOIR AND PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS AND FLUIDS BY NMR DATA

Shumskayte Mariya Yonovna

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Glinskikh Vyacheslav Nikolaevich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, department head, Ph.D. (Physics and Mathematics), associate professor, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Golikov Nikita Alexandrovich

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, chief engineer, GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Bortnikova Svetlana Borisovna

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, department head, Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), professor, BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

The analysis of NMR data is carried out with the subsequent determination of formation reservoir properties of sandy-shale core samples and ground composite conditioned cryogel and physicochemical properties of the fluid taken from a gas borehole. Amount and type of clay minerals determinate by NMR data. The relationship of surface specific and clayiness is shown for different lithological group of core samples. Typification of the fluid taken from a gas borehole is carried out.

Keywords: nuclear magnetic resonance, transverse relaxation time, reservoir rock and fluid, formation reservoir and physicochemical properties.

Метод ЯМР-релаксометрии направлен на определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и типизацию пластовых флюидов. Как известно, существенное влияние на ФЕС оказывают количество и тип глинистых минералов [1, 2]. ЯМР-измерения выполняются на образцах керн, представленных нижнемеловыми мелко- и среднезернистыми песчаниками, алевритоглинистым песком, алевритами песчанистыми и алевритами сильно глинистыми с глинистым цементом порового типа, глина представлена каолинитом и хлоритом с незначительными примесями гидрослюда. По результатам проведенных исследований на ЯМР-релаксометре «МСТ-05» получены зависимости объемного содержания глины от эффективной ЯМР-пористости ($K_{пзф}$) и удельной поверхности, рассчитанной по ЯМР-данным с использованием формулы (1), от глинистости (рис. 1).

$$S_{уд}^{ЯМР} = \frac{CBW}{BVI},$$

где CBW , BVI – доли глинисто- и капиллярно-связанного флюидов.

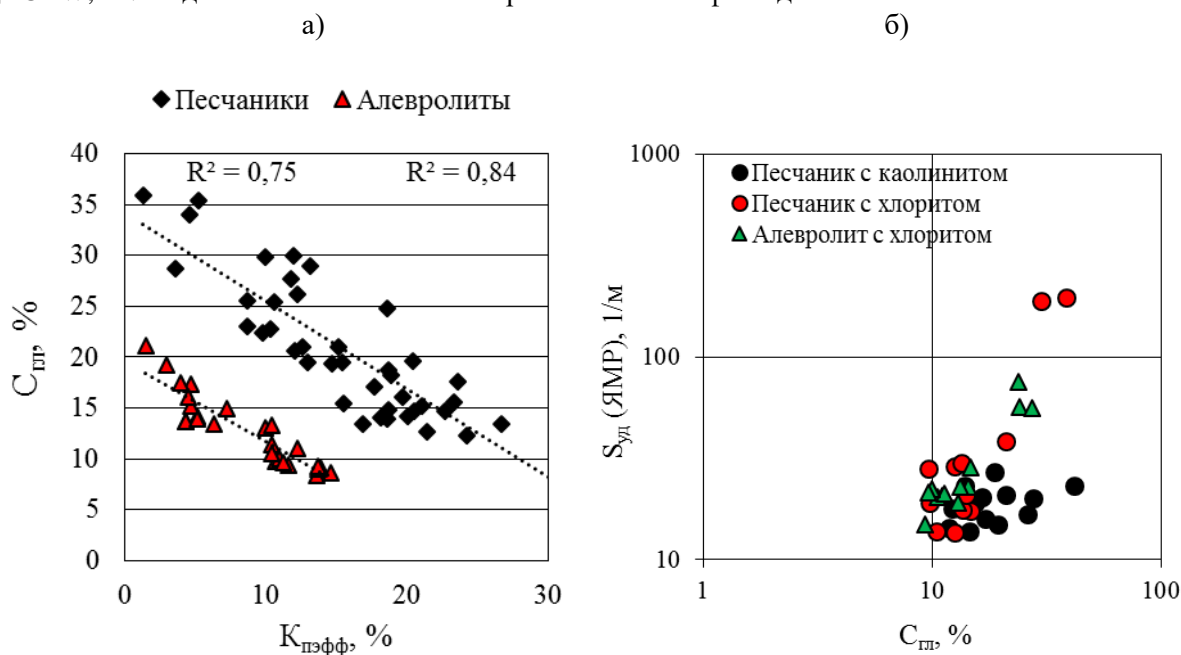


Рисунок 1 – Зависимость объемного содержания глины от эффективной ЯМР-пористости (а) и удельной поверхности от глинистости (б)

На рисунке 1а видно, что полученные зависимости характеризуются увеличением эффективной ЯМР-пористости с уменьшением глинистости ($R^2 > 0,8$), обуславливающим снижение доли глинисто-связанного флюида. При этом для песчаников уменьшение содержания глины более существенное, чем для алевролитов, что связано с преобладающим содержанием каолинита или хлорита в составе глинистой фракции. При одинаковой эффективной пористости содержание глины в образце отличается, так как для удержания равного количества глинисто-связанного флюида требуется разное количество каолинитовой и хлоритовой глины из-за высокой удельной поверхности последней [3]. На рисунке 1б видно, что для всех групп образцов керн характерно увеличение удельной поверхности с увеличением глинистости. При этом в песчаниках с каолинитовой глиной удельная поверхность увеличивается незначительно. Это связано с тем, что частицы каолинита, распределенные дискретно, составляют часть матрицы породы вместе с частицами самого песчаника и обладают низкой удельной поверхностью. В образцах с хлоритовой глиной изменение удельной поверхности происходит быстрее, что связано с поверхностными свойствами частиц хлорита, обладающих высокой удельной поверхностью [4]. Также установлено граничное время поперечной релаксации 10 мс, которое позволяет разделять образцы с преобладающим содержанием каолинита или хлорита.

Перспективным направлением исследований является изучение грунтовых композитов, кондиционированных криогелем на основе поливинилового спирта (ПВС). Выполнено четыре цикла замораживания/оттаивания в диапазоне температур от -8°C до $+25^{\circ}\text{C}$, ЯМР-измерения проводились с шагом по температуре 3°C и регистрировалось изменение коэффициента пористости и времени поперечной релаксации грунтовых композитов (рис. 2) [5].

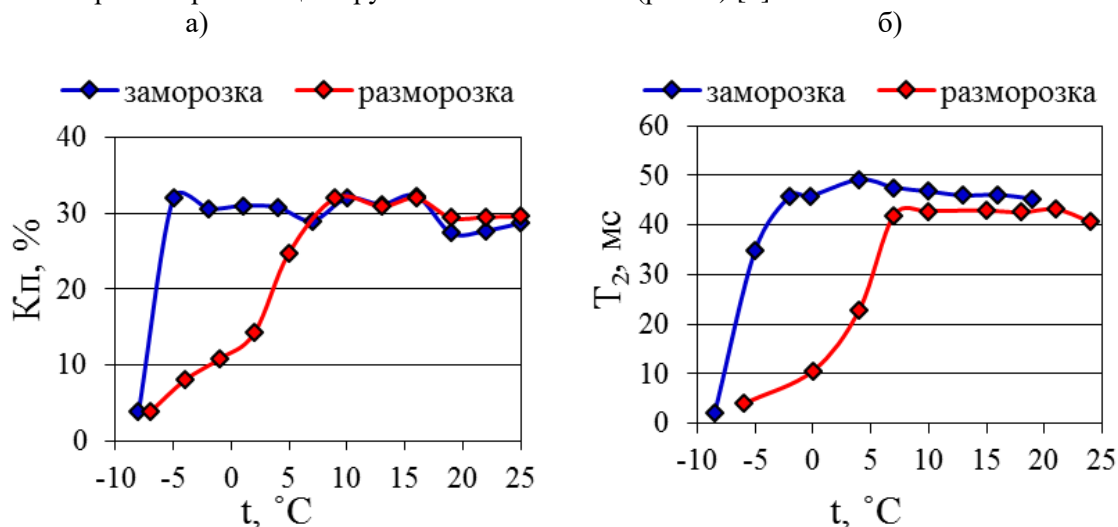


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента пористости (а) и времени поперечной релаксации (б) от температуры при 1-м цикле замораживания/оттаивания грунтового композита, кондиционированного 35% криогеля

Как рисунку 2а видно, что, коэффициент пористости при заморозке уменьшается только при температурах ниже -4°C . До этой температуры коэффициент пористости меняется незначительно с понижением температуры. При оттаивании же коэффициент пористости постепенно возрастает до температуры $+8^{\circ}\text{C}$, затем значения не меняются с дальнейшим повышением температуры, то есть при этой температуре восстанавливаются упругие свойства криогеля в составе грунтового композита. На рисунке 2б видно, что уменьшение времен поперечной релаксации при понижении температуры наблюдается при -2°C для грунтового композита и при $+5^{\circ}\text{C}$ для криогеля, до этих температур времена остаются постоянными, что говорит о неизменности структуры порового пространства. при повышении температуры времена поперечной релаксации, как и коэффициент пористости, увеличиваются до температуры $+8^{\circ}\text{C}$, затем не меняется.

Типизация пластовых флюидов проводится на примере жидкостей, выносимых из газовых скважин. Они существенно отличаются по временам поперечной релаксации и имеют контрастные физико-химические характеристики. Определены времена поперечной релаксации 20 проб жидкостей с разным содержанием техногенной, пластовой и конденсационной воды [6]. Анализ ЯМР-данных показывает, что время поперечной релаксации существенно зависит от ионно-солевого состава жидкостей. Изменение времени поперечной релаксации от содержания каждого типа воды показано на рисунке 3.

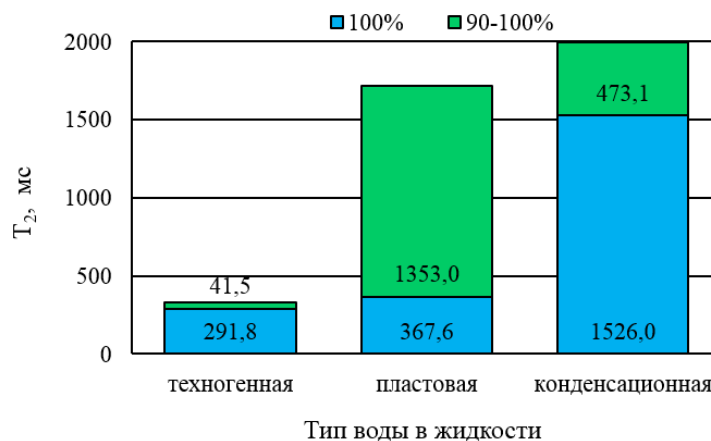


Рисунок 3 – Распределение времён поперечной релаксации для проб с содержанием техногенной, пластовой и конденсационной воды 100% и 90-100%

Как видно на рисунке 3, время поперечной релаксации 41,5 мс пробы с содержанием техногенной воды 91% в семь раз меньше времени поперечной релаксации 291,8 мс пробы со 100% содержанием техногенной воды. Время поперечной релаксации 1353,0 мс пробы с содержанием пластовой воды 92% почти в четыре раза больше времени поперечной релаксации 367,6 мс пробы со 100% содержанием пластовой воды. Время поперечной релаксации 473,1 мс пробы с содержанием конденсационной воды 98% уменьшилось в три раза по сравнению с пробой со 100% содержанием конденсационной воды, для которой время поперечной релаксации составляет 1526,0 мс. Эти изменения связаны, как уже говорилось, с изменением концентраций парамагнитных ионов

Таким образом, определено объемное содержание и тип глинистых минералов образцов, рассчитана удельная поверхность образцов керна. Анализ изменения коэффициента пористости и времени поперечной релаксации криогелей и грунтовых композитов на их основе показал, что грунтовый композит более устойчив к изменению температуры по сравнению с чистым криогелем. По ЯМР-данным выполнена типизация жидкостей, выносимых из скважин, на основе связи времени поперечной релаксации с концентрацией парамагнитных включений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Джафаров И.С. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов /И.С. Джафаров, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
2. Coates G.R. NMR Logging, Principles & applications /G.R. Coates, M.G. Prammer, L. Xiao. – Houston: Halliburton Energy Services Publishing, 2001. – 342 p.
3. Шумскайте М.Й. Анализ влияния объемного содержания и типа глинистых минералов на релаксационные характеристики песчано-алевритовых образцов керна / М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских // Каротажник. – 2015. – Вып. 253. – №7. – С. 56-62.
4. Шумскайте М.Й. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алеврито-глинистых образцов // М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 10. С. 1911-1918.
5. Shumskayte, M.Y. Cryogels: electrophysical parameters and NMR-characteristics / M. Shumskayte, A. Yunasheva, T. Eltsov, N. Golikov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science [Электронный ресурс]. – 2016. – Vol. 43. – № 1. – 7 p. – Режим доступа: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012021/pdf>.
6. Шумскайте М.Й. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважины, методом ЯМР-релаксометрии / М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских, С.Б. Бортникова, А.Н. Харитонов, В.С. Пермяков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 2. – С. 59-66.

СЕКЦИЯ 4. ЭКОНОМИКА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДИВИДЕНДНОЙ ПОЛИТИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ НА СТРАТЕГИЮ ИХ РАЗВИТИЯ

Алиева Валерия Руслановна

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, poly@admin.nsu.ru

В работе проводится сравнительный анализ дивидендной политики крупнейших российских нефтегазовых компаний, рассчитаны коэффициент дивидендных выплат и дивидендная доходность нефтяных компаний в 2012-2015 годах.

Ключевые слова: нефть, газ, дивиденды, чистая прибыль, эмиссия, акции.

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF DIVIDEND POLICY OF OIL AND GAS COMPANIES ON THE STRATEGY OF THEIR DEVELOPMENT

Alieva Valeria R.

Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia, student, poly@admin.nsu.ru

The paper compares the dividend policy of the largest Russian oil and gas companies, calculates the dividend payout ratio and the dividend yield of oil companies in 2012-2015.

Keywords: oil, gas, dividends, net profit, issue, shares.

Дивидендная политика – неотъемлемая часть решений, принимаемых руководством фирмы в области финансирования. Максимизация стоимости бизнеса и его ценности для владельцев является основной целью менеджмента.

В период с 2012 по 2016 год объем выплаченных дивидендов нефтегазовыми компаниями претерпевал ряд изменений – в основном это рост до 2014 года, падение в 2015 году и восстановление с 2016. Существует тенденция к неоднородности изменений в выплаченных дивидендов среди анализируемых компаний. Так компании Славнефть и Русснефть в определенные года не выплачивали дивидендов. Для компании Русснефть невыплата дивидендов, начиная с 2013 года, ознаменовала дополнительную эмиссию акций и подготовку к IPO. Компания Славнефть не котирует свои акции на Московской бирже, и вопрос невыплаты дивидендов зафиксирован в финансовых отчетностях компании за последние 2 года [1, 3, 4].

Как показывает статистика (табл. 1) в случае капитализации общая тенденция сохраняется для всех компаний-представителей нефтегазовой индустрии. В случае дивидендов эта динамика неоднородна.

Таблица 1. – Выплаченные дивиденды, млн руб.

Компании	2012	2013	2014	2015	2016
Роснефть	71000	85000	136000	87000	125000
Лукойл	82800	75800	121627,0551	111800	127300
Сургутнефтегаз	17862,5	21435	23221,25	85741	25007,5
Газпромнефть	44091,3	66905	49579	58314,3	61633
Татнефть	18257,8	19526	18670	22460	23116
Славнефть	12836	7634	11836	0	0
Русснефть	2795	0	0	0	2426
Газпром	141804	170449	170449	181079	171020,1
Новатэк	26901	41475	28967	40990	36435,6

Корреляция между капитализацией и дивидендами положительная у всех исследуемых компаний нефтегазового сектора России. Это говорит о возможности проверки гипотез влияния

различных показателей на дивидендную политику компаний, а следовательно и капитализацию компаний на фондовом рынке [8, 9].

Сравнение исследуемых компаний по двум показателям – чистой прибыли и дивидендам показало, что видно явное деление компаний на четыре небольших кластера – компании с низкой чистой прибылью и дивидендами (Русснефть, Татнефть, Сургутнефтегаз), средней прибылью и умеренными дивидендами (Газпромнефть и Новатэк), средней прибылью и высокими дивидендами (Лукойл и Роснефть) и компания с высокой прибылью и дивидендами (Газпром).

Сравнивая компании относительно коэффициента дивидендных выплат и дивидендов, прослеживается другая кластеризация – компании с высокой долей дивидендов в чистой прибыли и высокими дивидендами (Роснефть и Лукойл), компании с умеренной долей и средними выплатами (Сургутнефтегаз, Газпромнефть и Татнефть), с низкой долей и высокими выплатами (Газпром) и оставшиеся (Новатэк и Русснефть).

Не стоит забывать, что динамику выплаченных дивидендов формируют как изменения годовых дивидендов, так и количество акций в обращении. За период 2012-2016 гг. немногие компании изменяли количество акций в обращении – компания Русснефть проводила дополнительную эмиссию и дробление акций в 2016 году, что ознаменовало выход компании на IPO, и компания Новатэк в 2014 году выкупила собственные акции [2, 5, 6].

Несомненно, важно понимать, насколько нормативы по выплате дивидендов, установленные и документально закреплённые самими компаниями, реализуются на практике. Поэтому первым этапом анализа дивидендной политики является подтверждение реального коэффициента дивидендных выплат и установленного документально в 9 компаниях нефтегазового сектора.

Проведён анализ информации, полученной из официальных источников компаний, о зафиксированном диапазоне коэффициента дивидендных выплат (который показывает отношение выплаченных дивидендов к чистой прибыли за отчетный период). Крупнейшие компании нефтегазового сектора используют совершенно разные стратегии дивидендных выплат – не ограничивая коэффициент дивидендных выплат (Славнефть и Русснефть), определяя возможный диапазон изменения коэффициента (Газпром), устанавливая минимальный пороговый уровень выплат (Роснефть, Сургутнефтегаз, Газпромнефть и др.) и, наконец, устанавливая максимальный порог дивидендов (Татнефть) [7, 10].

В таблице 2 приведены реальные данные за анализируемый период с 2012 по 2016 год о доле в чистой прибыли дивидендных выплат.

Таблица 2. – Динамика коэффициента дивидендных выплат компаний

Компании	2012	2013	2014	2015	2016
Роснефть	0,19	0,16	0,39	0,24	0,62
Лукойл	0,38	0,36	0,33	0,38	0,61
Сургутнефтегаз	0,10	0,08	0,13	0,12	0,40
Газпромнефть	0,24	0,36	0,39	0,50	0,29
Татнефть	0,23	0,25	0,19	0,21	0,22
Славнефть	0,52	0,45	0,00	0,00	0,00
Русснефть	0,59	0,00	0,00	0,00	0,13
Газпром	0,12	0,15	0,24	0,22	0,17
Новатэк	0,39	0,38	0,55	0,55	0,14

По результатам анализа отраженные в документациях положения подтверждаются на практике, что подтверждает гипотезу о влиянии сформированных компанией обязательств перед инвесторами с реальной дивидендной политикой компании.

Результаты работы применимы в прогнозировании будущих дивидендных выплат нефтегазовых компаний и оценке их инвестиционной привлекательности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
2. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
3. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
4. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
5. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
6. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
7. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.
8. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
9. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
10. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.

ВЛИЯНИЕ ТРАНСПАРЕНТНОСТИ НА ФИНАНСОВУЮ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ КРУПНЕЙШИХ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ

Вершинин Владислав Игоревич

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия,
студент, paccable_boy@mail.ru*

Информационная прозрачность корпораций является одним из важных показателей работы компании, на который обращают внимание различные группы стейкхолдеров. Анализ информационной прозрачности важен для инвесторов в качестве оценки перспективности, надежности своих вложений и понимания того, что происходит в компании сейчас и куда она собирается развиваться в дальнейшем.

Ключевые слова: компания, прозрачность, деятельность компании, финансовая отчетность.

INFLUENCE OF TRANSPARENCY ON THE FINANCIAL PERFORMANCE OF THE LARGEST RUSSIAN COMPANIES

Vershinin Vladislav Igorevich

Novosibirsk National Research University, Novosibirsk, Russia, student, paccable_boy@mail.ru

Information transparency of corporations is one of the important indicators of the company's work, to which various groups of stakeholders pay attention. Analysis of information transparency is important for investors as an assessment of the prospects, reliability of their investments and understanding of what is happening in the company now and where it is going to develop in the future.

Keywords: company, transparency, company activity, financial reporting.

Прозрачность компании зависит от множества факторов, которые необходимо учитывать в ее анализе. Например, это сколько раз в год компания публикует свою отчетность, какую информацию предоставляет посредством отчетности и каким способом она раскрывает эту информацию.

Одно из современных направлений исследования, основывается на построении индекса прозрачности для выборки компаний и дальнейшей оценки влияния этого индекса на финансовую результативность компаний. Предполагается, что успешные компании раскрывают больше информации, чем менее результативные.

Крупные российские компании относительно недавно стали уделять внимание должному раскрытию информации о деятельности компании. В настоящее время корпоративный сектор РФ начинает использовать различные механизмы для раскрытия информации и увеличивает аспекты раскрываемой информации. Кроме того, можно отметить, что текущая ситуация, связанная с политикой компаний по раскрытию информации динамично меняется в связи с совершенствованием принципов корпоративного управления и особенностями развития российского крупного бизнеса [3, 5, 7].

Целью данного исследования является оценка влияния прозрачности на финансовую результативность крупнейших российских компаний

Для достижения данной цели в исследовательской работе поставлены и решены следующие задачи:

- 1) Проведение анализа существующих теоретических подходов влияния прозрачности на финансовую результативность компаний, на базе существующих российской и зарубежной источников литературы, а также рассмотреть работы, связанные с построением индекса прозрачности;
- 2) Построение индекса прозрачности крупнейших российских компаний, на основе предложенного авторского подхода;
- 3) Формирование модели оценки влияния прозрачности на финансовую результативность крупнейших российских компаний, с учетом авторского индекса прозрачности.

Объектом исследования является финансовая результативность 44 крупнейших российских компаний, лидеров по объемам капитализации и реализованной продукции.

Предметом исследования является методические подходы к формированию индекса прозрачности и его влияние на финансовую результативность компаний

Статистической базой для исследования явились доступные официальные данные о состоянии компаний за 2016 год, опубликованные в ежеквартальных отчетах эмитента и открытых информационных базах [2, 4, 6].

В качестве методов исследования автором использованы методы эконометрического анализа, в том числе регрессионный анализ.

Теоретической базой исследования являются работы в области оценки влияния прозрачности на финансовую результативность таких авторов, как Дж. Энтони, К. Рамеша, И. Адизеса, Л. Грейнера, а также исследования рейтинговых агентств S&P и PRC о построении индекса прозрачности для крупнейших компаний РФ.

В практической части работы представлен 1. анализ уровня корпоративной прозрачности РФ; 2. анализ полученных расчетов о влиянии прозрачности, на финансовую результативность компаний. Полученные выводы касаются особенностей крупных российских компаний, которые на данный момент имеют сравнительно небольшую историю развития.

За последние годы возник новый взгляд на прозрачность компании – с точки зрения фактора финансовой результативности. Основная идея этой концепции заключается в том, что уровень прозрачности и каким способом эта информация раскрывается могут влиять на результативные показатели компании. Согласно теории утверждается, что более прозрачные компании вызывают симпатии рынка и являются более финансово результативными.

Ученые до сих пор не достигли консенсуса относительно того, из чего должна состоять прозрачность и на какой результирующий показатель наилучшим образом оказывает влияние. Одни ученые предлагают одновременно использовать сразу несколько групп показателей для правильного определения индекса прозрачности, другие уделяют особое внимание какой-то одной группе показателей [9].

В данном исследовании особое внимание уделяется 2 работам: первая работа материалы данного исследования используются для выведения и построения авторского индекса прозрачности; второй работой является, где авторы в качестве основного финансово-результативного измерителя используют капитализацию компании. Помимо этого, выделяются дополнительные показатели, такие как рентабельность, размер фирмы, доля денежных средств и эквивалентов в собственных активах компании и отношение собственного капитала к собственным активам. Применение данных показателей на примере российских компаний обосновано сравнительной доступностью и простотой расчетов.

По итогам построения индекса прозрачности для 44 крупнейших компаний РФ было выявлено, что общий уровень прозрачности корпоративного сектора находится на весьма низком уровне. Исключениями являются некоторые компании из таких отраслей, как энергетика и нефтегазовая отрасль. Аутсайдерами являются частные компании из таких отраслей как, оптовая и розничная торговля [1, 8, 10].

По итогам регрессионного анализа было выявлено, что индекс прозрачности является значимым и положительно влияет на финансовую результативность компании. Также подтвердилась значимость показателей объем реализованной продукции и чистый долг компании. Остальные показатели по итогам работы, были признаны незначимыми. Таким образом, по результатам исследования можно заключить, что прозрачные компании являются более финансово результативными.

Тем не менее, вопрос влияния прозрачности на финансовую результативность компании все еще остается открытым. Многие авторы предлагают иные способы расчета индекса прозрачности и иные показатели на которые он влияет, значимость которых еще предстоит проверить исследователям на примере различных стран.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
2. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.
3. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
4. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
5. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
6. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
7. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
8. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
9. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
10. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ДОХОДЫ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Гореев Антон Валерьевич

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, poly@admin.nsu.ru

В последние годы существенные отрицательные для нашей страны конъюнктурные изменения на мировом рынке нефти должны были вызвать незамедлительное падение нефтегазовых доходов, однако воздействие других факторов (курса валюты, базовой ставки НДС, объема добычи и экспорта нефти) кардинально изменили ситуацию, что в итоге привело к росту основной части доходов бюджета. В связи с этим появился живой интерес к анализу и пониманию различного воздействия факторов на изменения доходов.

Ключевые слова: нефтегазовые доходы, федеральный бюджет, НДС, курс валюты, экспортная пошлина.

OIL AND GAS INCOMES IN THE FEDERAL BUDGET

Goreev Anton V.

Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia, student, poly@admin.nsu.ru

In recent years, significant negative for our country of the conjunctural changes in the world oil market should have caused an immediate drop in oil and gas revenues, but the impact of other factors (exchange rate, the basic rate of mineral extraction tax, oil production and exports) the main part of budget revenues. In this regard, there was a keen interest in analyzing and understanding the different impact of factors on income changes.

Keywords: oil and gas revenues, federal budget, MET, exchange rate, export duty.

Нефтегазовые доходы являются одной из важнейших составляющих доходной части федерального бюджета Российской Федерации. В 2014 году доля этих доходов в суммарных доходах бюджета составляла 51%, на данный момент на 1-ый квартал 2017 года доля этих расходов составляет 36%. Эти цифры, говорят о существенном влиянии этих доходов на бюджет нашей страны, как на доходную часть, так и на расходную, что и показывает актуальность данной темы.

Углеводородные доходы состоят из налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и вывозной (или экспортной) таможенной пошлины. На эти показатели влияют экзогенные и эндогенные факторы. К экзогенным факторам стоит отнести цену на нефть, политические, а к эндогенным – курс валют, объем добычи, изменения законодательства и т.д. [3, 6, 9].

Однако становится трудным и почти невозможным учесть факторы, к которым невозможно применить единицы измерения: законодательство, политику и т.д. Тогда остается выявить, оценить и проанализировать воздействие только тех факторов, которые имеют количественную величину: цена на нефть, курс валют, объем добычи и т.д.

Целью данного исследования является анализ факторов, влияющих на нефтегазовые доходы федерального бюджета Российской Федерации.

Для достижения данной цели в исследовательской работе поставлены и решены следующие задачи:

- 1) изучение существующих теоретических аспектов анализа нефтегазовых доходов федерального бюджета Российской Федерации;
- 2) изучение методических подходов факторного анализа и разложения углеводородных доходов федерального бюджета России;
- 3) практическая реализация существующих методов по оценке влияния нефтегазовых доходов федерального бюджета России.

Объектом исследования является углеводородная часть доходов федерального бюджета Российской Федерации, в частности НДС и экспортная пошлина.

Предметом исследования является методические подходы к оценке влияния различных факторов на формирования нефтегазовых доходов федерального бюджета

Статистической базой для исследования явились доступные официальные данные доходах и расходах федерального бюджета РФ, всероссийские показатели по добычи и экспорту нефти, газа

и нефтепродуктов, данные Центрального банка России о курсах валют и данные федеральной налоговой службы России о учёте мировой цены на нефть.

В качестве методов исследования автором использованы методы индексного анализа, как классические, так и более современные [2, 5, 8].

Теоретической базой исследования являются работы и результаты работ в области индексного анализа Э. Лайспераса, Г. Пааше, И. Фишера, Анга, Ханга и Лиу, а так же исследования ключевых экономистов в области ресурсозависимости экономики России от нефти и газа.

В практической части работы представлены:

1. оценка влияния различных факторов на формирования налога на добычу полезных ископаемых и вывозной таможенной пошлины;
2. рекомендации к практическому применению методов оценки влияния различных факторов на нефтегазовые доходы бюджета.

На протяжении трех лет на нефтяные налоговые поступления оказывали влияние следующие факторы: курс валют, цена на нефть, базовая ставка НДС, налоговые вычеты, объем добычи и экспорта нефти.

В НДС в 2014 и 2015 годах следует выделить такие положительные два фактора, как курс валют и базовая ставка, суммарное влияние которых привело к росту нефтяных доходов на 302 и 138 млрд. руб. соответственно. В этот период им противостояла цена на нефть, который пытался уменьшить доходы, оказав влияние в размере 130% и 1959%. В 2016 году цене на нефть удалось добиться большего влияния и снизить нефтяные доходы на 306 млрд. руб.

В рамках экспортной пошлины все факторы оказали существенное влияние на её формирование. Самым значимым фактором оказалась цена на нефть, затем курс валют и последний по значимости был объем экспорта нефти [1, 4, 10].

Для более точного и глубокого анализа следует использовать несколько видов разложений. Эта работа, конечно, занимает больше времени, чем использование только одного метода. Прибегая к классическому индексному анализу, можно получить достаточно быстро направления воздействия факторов, но с очень большой погрешностью. Используя более прогрессивные методы индексного анализа, можно получить очень точные результаты, которые почти не дают неразложимого остатка, но это очень трудоемкий процесс [7].

Данная работа показала, что те факторы, которые были выделены изначально, являются действительно важными и с помощью показанных разложений появляется возможность полностью смоделировать процесс формирования нефтяных доходов федерального бюджета России. В процессе развития данной тематики становится возможным, используя метод сценарного анализа, спрогнозировать углеводородную часть доходов федерального бюджета Российской Федерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.
2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
4. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
5. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
6. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
7. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова

- И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
8. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
 9. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
 10. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.

УПРАВЛЕНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Грачёв Сергей Леонидович

ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, Россия, начальник Управления по эксплуатации вахтовых поселков филиал ООО «Газпром добыча Надым», Grachyov@mail.ru

В статье рассматриваются условия развития газовой промышленности России на современном этапе. Показано, что социальная инфраструктура является ключевым направлением корпоративной социальной ответственности. Представлена классификация социальной инфраструктуры газодобывающего предприятия. Проведена динамика и анализ затрат на развитие и поддержание социальной инфраструктурой в условиях Крайнего Севера России. Показано, что социальная инфраструктура является одним из экономически эффективных инструментов стимулирования работников.

Ключевые слова: инфраструктура, газодобыча, предприятие, крайний север, структура расходов.

MANAGEMENT OF THE SOCIAL INFRASTRUCTURE OF A GAS PRODUCING ENTERPRISE

Grachev Sergey L.

LLC "Gazprom dobycha Nadym", Nadym, Russia, head of Department responsible for shiftsettlements of LLC "Gazprom dobycha Nadym", Grachyov@mail.ru

The article considers the conditions for the development of the Russian gas industry at the present stage. It is shown that social infrastructure is the key direction of corporate social responsibility. Classification of the social infrastructure of the gas producing enterprise is presented. Dynamics and analysis of the costs of development and maintenance of social infrastructure in the Far North of Russia were carried out. It is shown that social infrastructure is one of the economically effective tools to stimulate employees.

Keywords: infrastructure, gas production, enterprise, extreme north, cost structure.

Газовая промышленность России является крупнейшим элементом российской экономики и мировой системы энергообеспечения. По итогам 2016 г. валовая добыча природного газа в России выросла на 1 % (6,6 млрд куб. м) и составила 652,6 млрд куб. м. В структуре валовой добычи природный газ составляет 85 % (556,9 млрд куб. м), попутный нефтяной газ (ПНГ) – 13 % (83,3 млрд куб. м). Кроме того, в течение года на факелах было сожжено около 12,3 млрд куб. м газа, что составляет менее 2 % валовой добычи газа.

Особенностью развития газовой промышленности России на современном этапе является расширение географии освоения месторождений углеводородов за счет вовлечения в разработку и наращивания добычи газа в районах Крайнего Севера, прежде всего в пределах п-ва Ямал, а в перспективе – шельфа арктических морей. Разработка ресурсов углеводородов в сложно доступных районах с суровыми природно-климатическими условиями оказывает существенное влияние на условия труда и качество жизни работников газодобычи, а также их семей, проживающих в пределах моногородов и поселков северных районов Западной Сибири. В этих условиях существенно актуализируются определение приобретённых направлений социальной корпоративной ответственности на предприятиях газодобычи, связанные прежде всего с управлением социальной инфраструктурой [3, 6, 10].

ПАО «Газпром» крупнейшая государственная газовая компания в России и в мире. Поэтому с одной стороны, целью компании является повышения эффективности деятельности в интересах ее акционеров в лице государства, с другой стороны – в условиях работы в малоосвоенных моногородах Крайнего Севера актуализируется проблема повышения социальной ответственности бизнеса в части предоставления жилья, качественного здравоохранения, культурного и жилищно-коммунальном обслуживании, а также других сфер жизнеобеспечения и развития человеческого потенциала.

Таким образом, для предприятий газовой промышленности в условиях Крайнего Севера крайне необходимо найти баланс между показателями эффективности и принципами повышения уровня удовлетворения социальных потребностей населения.

Классификация объектов социальной инфраструктуры дочерних добывающих предприятий ПАО «Газпром» в условиях Крайнего Севера будет рассматриваться на примере ООО «Газпром добыча Надым» [2, 5, 9].

В настоящее время используются несколько основных классификаций расходов, в том числе по объектам социальной инфраструктуры, - по структуре элементов, объектов и филиалов. Структура доходов – по структуре объектов и филиалов (табл. 1).

Таблица 1 – Классификации структуры расходов/доходов объектов социальной инфраструктуры

Пообъектная структура	Пофилиальная структура	Поэлементная структура
Жилые дома <ul style="list-style-type: none"> • Общежития • Гостиницы • Детские дошкольные • Учреждения (ДДУ) • Спорткомплексы • Дома культуры • Прочие объекты 	<ul style="list-style-type: none"> • Управление по эксплуатации вахтовых посёлков, • Медико-санитарная часть, • Пансионат "Надым", • Прочие 	<ul style="list-style-type: none"> • Энергия • Фонд заработной платы • Взносы в государственные внебюджетные фонды • Амортизация • Аренда • Лизинг • Капитальный ремонт • Общие расходы

В качестве основных экономических показателей социальной инфраструктуры предприятия предлагается рассматривать структуру и динамику затраты (расходы) предприятия.

Таблица 2 – Структура расходов на социальную инфраструктуру по филиальному признаку в период с 2010 по 2016 гг.

Показатели	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы	100,0	100	100	100	100	100	100
УЭВП	71,8	82,8	79,2	84,9	83,3	82,1	79,5
МСЧ	20,9	7,8	10,1	10,5	11,9	12,3	14,3
Пансионат "Надым"	2,9	3,8	3,9	4,6	4,8	5,5	6,3
Прочие объекты	4,4	5,6	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0

Одно из эффективных решений по снижению расходов на содержание объектов социальной инфраструктуры предприятия на сегодняшний день является ее реструктуризация, т.е. выделение (отказ) обслуживающих производств, а также создание (преобразование) специализированных сервисных организаций внутри крупных компаний. Такая политика дает свои ощутимые результаты. За 2011-2016 гг. убыток от социальной инфраструктуры сократился почти на 50% [1, 4, 7, 8].

Однако в условиях недостаточно полного удовлетворения потребностей населения (работников) в рамках реализации государственной социальной политики в жилье, качественном здравоохранении, культурном обслуживании, жилищно-коммунальном обслуживании и других сферах жизнеобеспечения и развития человеческого потенциала актуализируется проблема повышения социальной ответственности крупного бизнеса. Понимая, что социальная инфраструктура создает условия для сбалансированной организации жизнедеятельности работников, предприятия газовой промышленности находят баланс между показателями эффективности и принципами повышения уровня удовлетворения социальных потребностей населения, работающего в крупных производственных компаниях и проживающего в регионах Крайнего Севера. В связи с чем, необходим постоянный мониторинг затрат с использованием дополнительных инструментов контроллинга, позволяющих выявить неэффективные направления деятельности, в целях разработки организационно-технических мероприятий по их оптимизации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
2. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
3. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
4. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
5. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
6. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.
7. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
8. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
9. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
10. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СДЕЛКИ СЛИЯНИЯ И ПОГЛОЩЕНИЯ В РОССИИ

Даценко Дарья Олеговна

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, dasha_datsenko1@mail.ru

Горчаков Артем Васильевич

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, dasha_datsenko1@mail.ru

В условиях большого количества кризисных ситуаций в России и в мире, многие компании рассматривают сделки слияния и поглощения в качестве возможного пути преодоления кризиса. В данном случае необходимо знать все факторы, способные повлиять на протекание сделки слияния/поглощения, чтобы она действительно стала решением кризисной проблемы, а не усугубила ее. С каждым годом число слияний и поглощений растет быстрым темпом, это достаточно выгодный процесс для обеих компаний.

Ключевые слова: сделка, слияние и поглощение, нефть, компании.

FACTORS AFFECTING MERGERS AND ACQUISITIONS IN RUSSIA

Datsenko Daria Olegovna

Novosibirsk National Research University, Novosibirsk, Russia, student, dasha_datsenko1@mail.ru

Gorchakov Artem Vasilievich

Novosibirsk National Research University, Novosibirsk, Russia, student, dasha_datsenko1@mail.ru

In the face of a large number of crisis situations in Russia and in the world, many companies view M & A transactions as a possible way to overcome the crisis. In this case, it is necessary to know all the factors that can influence the course of the merger / acquisition transaction so that it really becomes a solution to the crisis problem, rather than exacerbating it. Every year, the number of mergers and acquisitions is growing at a rapid pace, this is a fairly profitable process for both companies.

Keywords: transaction, merger and acquisition, oil, companies.

Цель исследования: изучение факторов внешней и внутренней среды компании, влияющих как на количество, так и на эффективность сделок слияния и поглощения.

Задачи исследования:

1. Изучить теоретические основы сделок слияния и поглощения.
2. Рассмотреть историю сделок слияния и поглощения в России и в мире; рассмотреть крупнейшие сделки за последнее время.
3. Изучить факторы, влияющие на количество/эффективность данных сделок.
4. Изучить статистику сделок за последние годы (по числу, по сумме, по отраслям и т.д.)
5. Сопоставить данную статистику с разными экономическими показателями, такими как ВВП, уровень инфляции, цены на нефть и т.д.
6. Провести анализ и выявить взаимосвязь между данными о сделках и данными об экономической ситуации (внешними факторами).

Объект исследования: сделки слияния и поглощения в России и в мире.

Предмет исследования: факторы, влияющие на число, стоимость и эффективность сделок слияния и поглощения.

Рассмотрим подробнее внешние факторы, в частности различные макроэкономические показатели. Число сделок за 2010-2016 год держится примерно на одном уровне (450-600 сделок в год). Динамика по сумме сделок совсем другая, в 2013 году мы видим резкое увеличение суммарной стоимости сделок (с 50 до 120 \$ млрд.), а значит средней стоимости каждой сделки, с чем это может быть связано, выясним позже. В остальные годы общая сумма колеблется около 50 \$ млрд.

Сравним динамику ВВП России с нашей динамикой сделок. Видно, что с 2010 по 2016 год ВВП страны растет с постоянным темпом, примерно в 5 млрд. руб. за год. Таким образом, можно

сделать вывод, что число и стоимость сделок слияний и поглощений не находятся в прямой зависимости от ВВП страны [4, 7, 10].

Рассмотрим динамику цен на российскую нефть. После 2010 года произошел небольшой рост цен, а в 2015 году происходит резкий спад, цены снижаются в 2 раза. Что происходит в это время с динамикой сделок? Вместе с падением цен на нефть, начинается небольшой спад числа сделок. Резкий рост стоимости сделок в 2013 году, возможно, связан с ростом цен на нефть с предыдущие годы, и стабильностью в данном году. То есть можно сделать предположение, что число и стоимость сделок слияния и поглощения могут косвенно зависеть от цен на отечественную нефть.

Уровень инфляции как один из важнейших макроэкономических показателей. Небольшой рост инфляции темпом около 5% считается нормальным для экономики, но инфляция в 2014 и 2015 годах выходит за пределы нормы. Возможно, эти объясняется и спад количества сделок и спад их стоимости в этих годах [2, 5, 8].

Лидирующее место во всех отраслях как по числу сделок, так и по их стоимости занимает Строительство и девелопмент (предпринимательская деятельность, связанная с созданием объекта недвижимости, реконструкцией или изменением земельного участка, приводящая к увеличению их стоимости). По стоимости она занимает 27%, а по числу – только 15%, следовательно, она является достаточно капиталоемкой отраслью, совершение таких сделок требует особо тщательного подхода к изучению всех факторов. Далее идут такие отрасли, как торговля, связь, транспорт и финансы, то есть так же являются достаточно популярными в сфере сделок слияния и поглощения. Отрасль IT-технологий занимает равные доли и по числу и по стоимости - около 10%. Не смотря на то, что данная сфера стремительно развивается в сегодняшние дни, в сфере сделок слияния и поглощения она уступает другим отраслям. Так же мы видим, что достаточно распространенными сделками являются сделки в сферах сельского хозяйства, добычи полезных ископаемых и в сфере услуг (5-10 %) [3, 6, 9].

Для полной картины необходимо рассмотреть динамику сделок и на мировом рынке. Например, в 2013 году мы видим небольшой спад и количества сделок и их стоимости, хотя на российском рынке в этот период наоборот был заметен резкий подъем. Рост сделок в 2014 году в мире противоположен спаду в России. В целом, число сделок на мировом рынке колеблется вместе с их стоимостью. С 2008 по 2013 год наблюдается спад, вызванный, по моему мнению, большим количеством кризисных ситуаций в мире [1].

В ходе данного исследования был проведен анализ факторов, имеющих влияние на сделки слияния и поглощения. Как известно, они делятся на внутренние и внешние (которые в свою очередь подразделяются на факторы микро-, мезо- и макроуровня). Систематизировав данные по сделкам слияния и поглощения в России и в мире и данные о важнейших макроэкономических показателях, были составлены диаграммы, на основе которых было проще проводить сравнение. Проведя данный анализ, можно сделать несколько выводов. По нашим данным выходит, что количество сделок и их суммарная стоимость слабо зависит от ВВП страны, но при этом зависит от уровня инфляции и цен на нефть. На данном примере мы рассматривали зависимость только от внешних факторов макроэкономического уровня. Но не нужно забывать о других важных внешних и внутренних факторах. Конечно, внешняя среда имеет большое влияние на процессы, связанные с компанией, но тем не менее внутренняя среда имеет решающее значение. Поэтому различные внутренние факторы, я считаю, имеют большее влияние на количество и стоимость сделок слияния и поглощения. В любом случае, изучение данных факторов очень важно на сегодняшний день, так как сделки слияния и поглощения набирают все большую популярность в России и в мире в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
2. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недрапользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
3. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы /

- Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
4. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
 5. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
 6. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.
 7. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
 8. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
 9. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
 10. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.

МЕХАНИЗМ ЭФФЕКТИВНОГО СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

Дудник Анна Игоревна

*Российский экономический университет им. Г.В.Плеханова, г.Москва, Россия, аспирант,
Annetdd@gmail.com*

В статье изучена динамика создания совместных предприятий после 2000-х гг., проведен обзор состояния и перспектив совместных предпринимательских проектов в сфере энергетики, а также обоснована необходимость в разработке критериев эффективности совместных предприятий.

Ключевые слова: совместные предприятия, энергетика, риск, партнерство.

MECHANISM OF EFFECTIVE JOINT VENTURES IN ENERGY INDUSTRY

Dudnik Anna Igorevna

Plekhanov Russian University of Economics, Moscow, Russia, Ph.D.Student, Annetdd@gmail.com

This paper explores dynamics of establishing new joint ventures since 2000, gives an overview of actual and future projects in fuel and energy complex, and also provides recommendations for setting up criteria for estimation of effectiveness of joint ventures.

Keywords: joint ventures, energy, risk, partnership

Для ресурсно-ориентированной России сфера энергетики представляет наибольшую важность в плане исследования целесообразности создания и достижения эффективного функционирования совместного предпринимательства, как для теоретических аспектов экономической науки, так и для практики компаний. Институт совместного предпринимательства - субъект международной экономической деятельности, поэтому необходимо создание благоприятных условий для плодотворного развития совместных предпринимательских проектов на государственном уровне.

Динамика создания совместных предприятий не так давно вышла на уровень роста (рис. 1, рис. 2). Согласно данным, опубликованным компанией «Ernst&Young» наблюдается тенденция увеличения количества созданных совместных предприятий. В 2011 году публичные и национальные компании таких стран, как Индия и Китай вложили более 17 млрд. долларов в энергетические проекты США и Канады, большая часть которых преимущественно совместные предприятия. Однако, несмотря на то, что современные совместные проекты в нефтегазовой отрасли сильно отличаются друг от друга (организационной структурой, размерами, составом участников, целями, характером деятельности и др.), все же нет ответа на вопрос об их оптимальной форме.

Показатели, предоставленные Федеральной службой государственной статистики, подтверждают положительную динамику относительно создания совместных предприятий. По состоянию на март 2017 года, в нефтегазовой отрасли существует более 400 предприятий, имеющих иностранное участие [1]. Что, несомненно радует, если вспомнить, что первые совместные предприятия в нефтегазовой сфере были созданы в СССР лишь в 1989 году [2].

Подобные данные демонстрируют современное состояние комплекса совместного предпринимательства в рамках сегодняшней экономической действительности. С одной стороны, данному инструменту приходится сталкиваться с постоянными и вновь возникающими проблемами, например, климатическими условиями, санкциями, скачками цен на нефть и др. Стоит вспомнить, что в 2013 и 2014 годах ExxonMobil и «Роснефть» создали ряд совместных предприятий для проведения исследовательских и разведывательных работ. Однако под санкции попал ряд проектов на шельфах Черном море и в Арктике, а также проекты по разработке нефти в Западной Сибири.

С другой стороны, подобная структура позволяет получить выход к новым рынкам и обмен технологической базой, что является важной составляющей для перехода России на путь инновационной экономики.



Рисунок 1 – Динамика создания совместных предприятий в мире в нефтегазовом секторе в 2004-2009 гг.

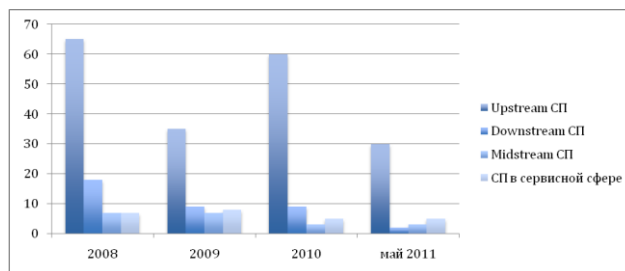
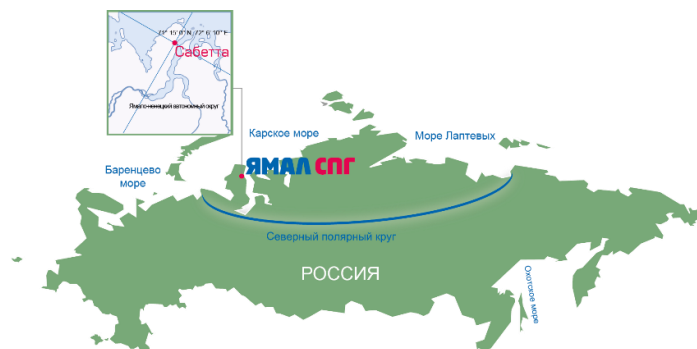


Рисунок 2 – Динамика создания совместных предприятий в мире в нефтегазовом секторе в 2008-2011гг. Источник: Ernst&Young. Navigating Joint Ventures in Oil and Gas Industry

Совместное предприятие представляет собой одну из разновидностей стратегического альянса, который является очень перспективной стратегией интеграции, получившей широкое применение в рискованной нефтегазовой сфере. Образование международных стратегических альянсов в ТЭК осуществляется на основе таких стратегических интересов, как координация стратегии развития, стратегия расширения рынка, определение стратегии совместных проектов и совместных капитальных вложений. Все это характерно для отраслевых и межотраслевых международных энергетических стратегических альянсов. Увеличение подобных объединений является одним из способов оценки мировых экономических процессов, ведущих к реальному образованию мирового хозяйства как всеобщей экономической целостности [3].

Одним из новейших примеров международного совместного предприятия можно назвать проект «Ямал СПГ» (рис. 3), операторами которого являются ОАО «Новатэк» (50,1%), концерн TOTAL (20%), Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (20%) и Фонд Шелкового Пути (9,9%). На данном этапе проект находится на стадии активного строительства завода по сжижению природного газа, и первая очередь обещается быть запущенной уже в этом году. К основным преимуществам проекта относятся выгодное расположение и значительная ресурсная база, что, вероятно, сможет обеспечить гибкую конкурентоспособную логистическую модель, позволяющую получить доступ к рынкам стран АТР и Европы.

Таким образом, совместное предпринимательство во всех его видах, от простых форм до крупномасштабных интеграционных проектов, является одной из важнейших форм привлечения прямых иностранных инвестиций [4]. И существует необходимость в определении критериев оценки эффективности совместных предпринимательских проектов в области энергетики и разработке рекомендаций по совершенствованию механизма эффективных институциональных основ экономико-организационных отношений, складывающихся между субъектами совместного предприятия с иностранным участием.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Мурашова М.Н. Состояние и перспективы совместного предпринимательства с зарубежными компаниями в современных российских условиях / М.Н. Мурашова // Известия Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. – 2013. - №1 (11). – С.102-113.
2. Трунилина Т.Д. Совместные предприятия в нефтяной промышленности России: некоторые итоги первых пяти лет новейшей истории / Т.Д. Трунилина, А.А. Конопляник // Экономика Топливо-энергетического комплекса России. – 1994. - №6. – С. 6-12.
3. Станбеков Т.А. Топливо-экономический комплекс России в формировании Евразийского энергетического альянса [Электронный ресурс]. / Т. СА Станбеков // Россия и АТР. – 2007. – №1. – 141 с. – Режим доступа: <http://www.riatr.ru/2007/ATR2007-1-WEB/16p137-141.pdf>
4. Токарев А.В. Развитие современного предпринимательства в России и за рубежом / А.В. Токарев / Молодой ученый. – 2016. - №5 (109). – С. 434-438.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ МЕДИЦИНОЙ НА ГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

Ерина Анастасия Николаевна

ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, Россия, экономист I категории, manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Герелишин Игорь Ярославович

ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, Россия, начальник Медико-санитарной части, iger-1972@yandex.ru

В статье рассматриваются условия развития газовой промышленности России на современном этапе. Показано, что здравоохранение является ключевым направлением корпоративной социальной ответственности. Представлен опыт формирования и развития промышленной медицины газодобывающих районов в условиях Крайнего Севера России. Проведена сравнительная экономическая эффективность различных подходов к управлению медицинскими услугами. Показано, что промышленная медицина является наиболее экономически эффективным инструментом продления трудоспособности работников за счет целенаправленных профилактических мер.

Ключевые слова: газовая промышленность, промышленная медицина, газодобывающее предприятие, социальная инфраструктура, Крайний Север, Газпром добыча Надым, социальная ответственность.

MANAGEMENT OF INDUSTRIAL MEDICINE AT THE GAS DEGREASING ENTERPRISE

Erina Anastasia N.

LLC «Gazprom mining Nadym», Nadym, Russia, Chief Accountant, manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Gerelishin Igor Yaroslavovich

LLC «Gazprom mining Nadym», Nadym, Russia, Head of the Medical and Health Care Unit, iger-1972@yandex.ru

The article considers the conditions for the development of the Russian gas industry at the present stage. It is shown that healthcare is a key area of corporate social responsibility. The experience of formation and development of industrial medicine of gas producing regions in the conditions of the Far North of Russia is presented. Comparative economic efficiency of various approaches to management of medical services is carried out. It is shown that industrial medicine is the most cost-effective tool for prolonging the work capacity of employees through targeted preventive measures.

Keywords: gas industry, industrial medicine, gas producing enterprise, social infrastructure, Far North, Gazprom mining Nadym, social responsibility.

Особенностью развития газовой промышленности России на современном этапе является расширение географии освоения месторождений углеводородов за счет вовлечения в разработку и наращивания добычи газа в районах Крайнего Севера, прежде всего в пределах п-ва Ямал, а в перспективе – шельфа арктических морей. Разработка ресурсов углеводородов в сложно доступных районах с суровыми природно-климатическими условиями оказывает существенное влияние на условия труда и качество жизни работников газодобычи, а также их семей, проживающих в пределах моногородов и поселков северных районов Западной Сибири [2, 5].

В этих условиях существенно актуализируются определение приобретённых направлений социальной корпоративной ответственности на предприятиях газодобычи, связанные прежде всего с предоставлением медицинских услуг. В настоящее время недостаточно проработаны теоретические и методические подходы к проблеме организации предоставления медицинских услуг на предприятиях газодобычи, являющиеся градообразующими в северных районах Западной Сибири. В результате погоня за оптимизацией и попыткой снижения издержек газодобычи за счет реструктуризации сложившейся и хорошо зарекомендовавшей себя системы промышленной медицины может привести напротив к увеличению стоимости предоставления медицинских услуг, ухудшений условий труда и роста заболеваний с временной потерей нетрудоспособности.

Расходы на промышленную медицину градообразующего газодобывающего предприятия ООО «Газпром добыча Надым» (далее - Общество), включающие медико-санитарное сопровождение, комплексные программы медицинской профилактики и реабилитации, динамический мониторинг здоровья, добровольное медицинское страхование и обязательные взносы в внебюджетные фонды по обязательному медицинскому и социальному страхованию, составляют менее 2% от совокупных затрат Общества (без учета взносов в государственные внебюджетные фонды – менее 1%) [1, 6, 7].

Расходы на промышленную медицину подразделяются на четыре основных направления: государственная страховая медицина, медико-санитарное сопровождение, комплексная трехэтапная реабилитация, управленческие расходы. При этом большая часть расходов приходится на государственную страховую медицину (45,3 %) и медико-санитарное сопровождение (30,4 %).

По данным на 2015 г. затраты на государственную страховую медицину составили 984,4 млн руб., из которых 81 % пришлось на страховые взносы в Фонд обязательного медицинского страхования, а 19 % – на страховые взносы в фонд социального страхования. Затраты на медико-санитарное сопровождение составили 659,7 млн руб., из которых 42 % приходится на содержание врачебных амбулаторий, содержание врачебных/фельдшерских здравпунктов составляет 37 % затрат, стоимость амбулаторного и стационарного лечения – 14 % затрат, стоимость осмотров – 7 % затрат. Затраты на комплексную трехэтапную реабилитацию составили 433,2 млн руб., из которых 49 % пришлось на санитарно-курортное и реабилитационно-восстановительное лечение, 35 % – на финансирование отделения межвахтового обслуживания, 16 % – на финансирование рекреационных комплексов в вахтовых поселках. Общие управленческие расходы составили 93,5 млн руб.

О экономической эффективности рассматриваемой модели медицинского обеспечения свидетельствуют показатели прямого и сопутствующего экономического эффекта, рассчитанные с учетом методических рекомендаций по оценке экономической эффективности и подходов к проведению клинико-экономического анализа медицинских организаций (письмо Минздрава СССР от 05.01.1984 г. № 02-14/2-14, приказ Министерства здравоохранения РФ от 27.05.2002 г. №163), и представляющие собой отношение суммы сохраненных финансовых ресурсов предприятия за счет изменения и недопущенного роста медико-социальных показателей, а также стоимости произведенной продукции за счет сохранённой трудоспособности к совокупным затратам на содержание промышленной профилактической медицины [3, 4].

Стоимость одного дня нетрудоспособности, включает в себя оплату 3-х первых дней больничного за счет работодателя, расходы по доплате до среднего заработка, доплата за исполнение обязанностей временно отсутствующего работника. Расходы на одного работника при первичном выходе на инвалидность и смерти включают затраты по профессиональной подготовке; гарантии и компенсации лицам, прибывшим из других регионов России и впервые начавшим свою трудовую деятельность в районах Крайнего Севера; материальная помощь членам семьи умершего работника. За анализируемый период общий экономический эффект промышленной медицины превышает от 6 до 15 раз затрат на нее.

Обеспечивается это в большей степени сопутствующим эффектом, что обусловлено повышенными медико-социальными показателями по Надымскому району. Прямой экономический эффект покрывает в среднем 27% затрат на медицину (табл. 1).

Таблица 1 – Экономический эффект промышленной медицины

Наименование показателя	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015
Сумма реализованной продукции за 1 человеко-день	руб.	35813	52274	79327	82588	85315
Отработано одним человеком за год	чел.-дней	173	172	169	171	169
Стоимость одного дня нетрудоспособности	руб.	1326	1421	1247	1299	1649
Расходы на одного работника при первичном выходе на инвалидность	млн.руб.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Расходы на одного работника при смерти	млн.руб.	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
Расходы на содержание промышленной медицины	млн.руб.	920	1 105	1 093	1 141	1 243
Совокупный результат экономии затрат	млн.руб.	5977	8831	14094	17370	13445
Наименование показателя	Ед.изм.	2011	2012	2013	2014	2015
Прямая экономия расходов	млн.руб.	159	504	205	547	211
Сопутствующая экономия	млн.руб.	5818	8327	13888	16823	13233
Экономический эффект промышленной медицины ООО «Газпром Добыча Надым»	млн.руб.	6,5	8,0	12,9	15,2	10,8
Прямой экономический эффект	млн.руб.	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2
Сопутствующий экономический эффект	млн.руб.	6,3	7,5	12,7	14,7	10,6

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
2. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
4. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
5. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
6. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
7. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.

ВЛИЯНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ НА ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ

Кожевин Владислав Дмитриевич

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, kozhevl@mail.ru

Работа посвящена определению влиянию кризисных явлений, таких как падение цен на нефть, на финансовую устойчивость крупнейших нефтегазовых компаний России. Для достижения поставленной цели были выявлены различные подходы к определению финансовой устойчивости компаний, выбран наиболее состоятельный подход и проведена его модификация, проведен сравнительный анализ результатов данного подхода с результатами эконометрического подхода.

Ключевые слова: финансовые показатели, нефтегазовые компании, цена, финансовая устойчивость.

INFLUENCE OF OIL PRICES ON FINANCIAL INDICATORS OF OIL AND GAS COMPANIES OF RUSSIA

Kozhevin Vladislav D.

Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia, student, kozhevl@mail.ru

The work is devoted to determining the impact of crisis phenomena, such as a fall in oil prices, on the financial stability of the largest oil and gas companies in Russia. To achieve this goal, various approaches to determining the financial stability of companies were identified, the most consistent approach was chosen and its modification was performed, a comparative analysis of the results of this approach with the results of the econometric approach was carried out.

Keywords: financial indicators, oil and gas companies, price, financial stability.

Падение мирового спроса и цен на энергоресурсы, в особенности на нефть в минувшие годы, наблюдавшийся спад роста российской экономики, чрезмерная волатильность на валютных рынках и удорожание импортных товаров стали причиной резкого роста числа убыточных компаний и учащения их банкротств. Именно поэтому для обеспечения стабильного функционирования компаний в условиях сложной, постоянно меняющейся макроэкономической ситуации необходимо осуществлять анализ текущего финансового состояния и инвестиционной привлекательности [3, 6, 9].

В современных условиях остро встаёт вопрос об оценке стабильности и эффективности деятельности крупнейших, системообразующих компаний для развития экономики страны. Исторически сложилось, что одними из основных, образующих нынешнюю российскую экономику компаний являются нефте- и газодобывающие корпорации. В этой связи с каждым годом всё острее и острее поднимается вопрос о необходимости снижения доли доходов от нефтегазового комплекса (далее - НГК) в бюджете государства. Однако статистика последних лет говорит об обратном.

1) На данный момент на основе доходов от НГК формируется Резервный фонд и Фонд национального благосостояния Российской Федерации, которые составляют соответственно 912,95 млрд. руб. и 4134,27 млрд. руб. или около 6% от ВВП вместе (на 01.04.2017).

2) Доля компаний НГК в общей капитализации российского рынка оставляет 43%, а в первые 5 мест входят ВИНКи - «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «НОВАТЭК».

3) По данным министерства энергетики экспорт энергоносителей в 2016 году составил 57% от ВВП страны. Более того по оценке специалистов за период с 2000 по 2020 годы добыча основных энергоресурсов вопреки желаниям политиков будет расти. Прирост добычи нефти и газового конденсата составит 62,6%, добычи газа – 51% (2020г. к 2000г.).

4) Капитальные вложения ВИНК в нефтедобычу в 2016 г. увеличились на 23,8% по сравнению с 2015 г. и на 55,4% по сравнению с 2012 г. Реализованы меры государственной поддержки по стимулированию нефте- и газодобычи на шельфе, а также освоения трудноизвлекаемых запасов.

5) Постепенно происходит переориентация экспорта энергоносителей с Западного рынка на ёмкие, динамично развивающиеся Восточные рынки, тем самым создавая потенциал для роста экспорта энергоносителей.

Цель работы: определение влияния кризисных явлений, таких как падение цены на нефть, на финансовую устойчивость крупнейших нефтегазовых компаний России.

Объект. Нефтегазовые корпорации России: «Газпром», «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «НОВАТЭК» [4, 7, 10].

Предмет. Анализ влияния изменения цен на нефть и газ на финансовую устойчивость нефтегазовых компаний.

Научная новизна работы. В работе анализируется изменение финансовой устойчивости нефтегазового сектора России в периоды двух кризисов и стабильного время с применением модели Мертона. Проведен сравнительный анализ финансовой устойчивости компаний в разрезе нефтяных и газовых, государственных и частных в условиях кризиса и стабильного время.

Снижение доли прибыли нефтегазовых компаний в бюджете государства в ближайшее время не ожидается и не является возможным, ввиду её особой значимости для ряда финансовых институтов. Не случайно выводом доклада по России за 2011г. Организации экономического сотрудничества и развития стал тезис о том, что приоритетным направлением государственной политики должно оставаться повышение энергоэффективности.

В виду того, что НГК так широко проник в бюджетные институты государства, а неминуемое истощение легкодоступных нефти – и газоместорождений приводит к увеличению издержек по их разработке, что влечёт за собой снижение доходов бюджета и роста ВВП, необходимо достоверно определять финансовую устойчивость нефтегазовых компаний в зависимости от изменения цен на углеводород, а также степень влияния кризисных явлений, сопровождаемых падением цен на углеводороды, на финансовую устойчивость нефтегазовых компаний [2, 5, 8].

Необходимость использования эконометрического подхода к оценке финансовой устойчивости нефтегазовых компаний в зависимости от изменения цены на нефть заключается в проверке и подтверждении результатов, полученных в модели Мертона ранее. Особенно важным данный анализ становится, когда наблюдаются кризисные явления в экономике и фондовый рынок может вести себя неэффективно, подавая ложные сигналы и искажая результаты рыночных моделей. Нефтегазовый сектор по определению наиболее сильно зависит от изменения цен на нефть, однако данная зависимость меняется от компании к компании и со временем. Для выявления этих особенностей и будет проведен эконометрический анализ.

На основе анализа представленных зависимостей стоит отметить, что у компании Газпром наблюдается сильная сезонность выручки, на что указывают значимые коэффициенты при включенных квартальных фиктивных переменных. Анализ влияния изменения нефти на изменение выручки интересен не с точки зрения нефтяных компаний (зависимость их выручки от изменения цены на нефть очевидна), а с точки зрения газовых, т.к. их основным продуктом является газ.

Тем не менее исторически сложилось, что цена на природный газ привязана к котировкам нефти, что подтверждается регрессией, построенной на спотовых котировках нефти и газа с начала 2007 года.

Без относительно к структуре потребления рынок связывает котировки нефти и газа, тем самым определяя полученные результаты значимости фактора изменения цены для газовых компаний.

Как отмечалось ранее, данные по Газпрому, имеющие существенную сезонную составляющую, будут сглажены простой скользящей средней с окном скольжения 4.

Следующим шагом анализа стало выявление влияния изменения цен на нефть на ключевые доходные показатели компании EBITDA (наиболее популярный в нефтегазовой отрасли показатель близкий к операционной прибыли) и Чистая прибыль компаний. Влияние цен на нефть на данные показатели является ключевым для финансовой устойчивости компаний по причине того, что прибыль не только используется для реинвестирования в производство и дофинансирование проектов компаний, но и идет на выплаты инвесторам и акционерам, что формирует инвестиционную привлекательность компании на рынке [1].

Расчеты показали, что экспортные пошлины на нефть являются запаздывающей переменной и рассчитываются на основе цен на нефть прошлого периода, что в периоды роста цен увеличивает доходы нефтегазового сектора, а во время падения наоборот снижает их.

В целом стоит отметить, что EBITDA существенно зависит как от текущих, так и прошлых цен на нефть, что таким образом, выражается в высокой зависимости финансовой устойчивости нефтегазовых компаний от изменения цен на нефть. Данный результат также подтверждает выводы, полученные по модели Мертона.

Эластичность изменения EBITDA по изменению цены на нефть, для государственных компаний оказывается ниже, чем для частных. Т.е. государственные компании оказываются менее подвержены влиянию со стороны изменяющихся нефтяных цен, чем частные, что указывает на их большую финансовую устойчивость.

Размер компании также указывает на меньшую чувствительность к изменению цен на нефть, коэффициенты при регрессорах (мера реакции изменения EBITDA на изменение цены нефти) для крупных компаний, оказываются ниже, чем для мелких.

По результатам анализа было установлено, что изменение цены нефти практически не влияет на изменение Чистой прибыли. Данный вывод оказывается вполне очевидным по причине того, что источники формирования прибыли у компаний не замыкаются лишь на нефтегазовых доходах. Кризис 2014 года показал, что значительное влияние на величину прибыли оказывают курсовые разницы в ситуации девальвации национальной валюты. Также компании могут продавать свои активы, проводить операции хеджирования, получать доходы от неосновной деятельности (консолидация прибыли банка) и другие операции. Данные факторы тем самым нивелируют влияние цены на нефть на изменение прибыли компаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.
2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
4. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
5. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
6. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
7. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
8. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
9. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
10. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СТРУКТУРУ И ДИНАМИКУ ОПЕРАЦИОННЫХ РАСХОДОВ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Кондратова Анастасия Юрьевна

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, anastasiakondratova1996@gmail.com

Рассматривается анализ структуры и динамики операционных расходов крупнейших российских нефтегазовых компаний в кризисных условиях. Также выясняются основные факторы, оказывающие основополагающее влияние на расходы, возникающие в результате основной деятельности предприятий, оптимизация которых может существенно увеличить прибыль компаний.

Ключевые слова: нефтегазовые компании, расходы, стоимость, объём добычи.

DETERMINATION OF THE MAIN FACTORS INFLUENCING THE STRUCTURE AND DYNAMIC-OPERATING EXPENSES OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES

Kondratova Anastasia Yu.

Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia, graduate student, anastasiakondratova1996@gmail.com.

We have analyzed the structure and dynamics of the operating costs of the largest Russian oil and gas companies in crisis conditions. We also found out the main factors that have a fundamental impact on the costs arising from the main activities of the enterprises. Optimization of these factors can significantly increase the company's profits.

Keywords: oil and gas companies, expenses, cost, volume of production.

Для увеличения доходов предприятий существует два пути: увеличивать выручку, наращивая объемы реализации, или снижать расходы. Второй путь является более приемлемым, потому что расходы являются более управляемым показателем для большинства компаний, так как они напрямую зависят от принимаемых решений по производству и реализации продукции.

Ухудшение минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности, которое наблюдается в целом по отрасли, осложнившаяся политическая обстановка, а также сильные колебания цен на нефть – все это может повлиять на увеличение операционных расходов. Это в свою очередь приведет к снижению доходов не только нефтегазовых компаний, но и государственных, так как около 50% доходов страны приносит именно этот сектор. Таким образом, исследование динамики и структуры операционных расходов, а также направлений их снижения, является высоко актуальной задачей [1, 2, 4].

Степень разработанности темы. Оптимизация расходов является одним из основных методов улучшения экономического положения любого предприятия, которое определяется конкурентоспособностью, надежностью и финансовой устойчивостью. Таким образом, данная тема является достаточно хорошо изученной как отечественными, так и зарубежными экономистами. Однако большинство исследований по данной теме проводятся на уровне одного предприятия. В данной работе проводится анализ целой нефтегазовой отрасли, в чем и заключается ее новизна.

Объект исследования: операционные расходы 6 крупнейших нефтегазовых компаний России: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром Нефть», «Татнефть», «Газпром» и «НОВАТЭК».

Предмет исследования: методологические подходы определения факторов, влияющих на операционные расходы. Цель исследования: изучить основные составляющие и динамику операционных расходов российских нефтегазовых компаний и выявить факторы, которые в наибольшей степени влияют на них.

Статистической базой для исследования послужили данные из консолидированных отчетностей исследуемых компаний за 2000-2016 гг., а также из журнала центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса за тот же период, который ежегодно публикует итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России.

Для анализа на основе панельных данных с помощью эконометрического пакета Stata были построены несколько моделей для объяснения динамики операционных расходов от следующих факторов: курса доллара США, цен на нефть, объема добычи и объема переработки: модель сквозной регрессии, модель с фиксированными эффектами и модель со случайными эффектами. В результате проведенных тестов, была выбрана модель с фиксированными эффектами.

В ходе работы проводилось сравнение двух моделей с фиксированными эффектами. Первая модель была построена в целом для нефтегазового сектора, вторая – только для нефтяного.

Для того, чтобы выбрать между этими двумя моделями необходимо сравнить их коэффициенты детерминации. Коэффициент детерминации в первой модели равен 56,6 %, во второй модели этот показатель достигает 77 %. Видно, что вторая модель почти на 20 % лучше оценивает зависимую переменную. Итак, модель получается более значимой, если при анализе учитывать только один сектор, в данном случае нефтяной, т.е. предположение, сделанное в предыдущем пункте, подтвердилось [3, 5, 10].

В результате анализа подтвердились все четыре гипотезы относительно влияющих на операционные расходы факторов. Показатели выбранной модели приведены в таблице 3.7. Наибольшее влияние на расходы нефтегазовых компаний, как и предполагалось, оказывает цена нефти, о чем можно судить по t-статистике, которая для данного фактора равна 6,15. Вторым по значимости фактором является курс доллара США (t-статистика равна 6,06). Также сильное влияние оказывает объем добычи нефти, значимость фактора которой достигает 5,25. Фактор объема переработки нефти также является существенным при анализе, хотя значение t-статистики равно 2,89, что несколько ниже, чем у остальных. Все эти факторы положительно коррелированы с операционными расходами, т.е. при увеличении всех этих факторов операционные расходы также будут увеличиваться.

Статистика Дарбина-Уотсона равна 1,38. Это значение попадает в интервал неопределенности, таким образом, о наличии или отсутствии автокорреляции нельзя сказать однозначно.

Данное исследование показало, что на операционные расходы большее влияние оказывают макроэкономические факторы, такие как цены на нефть или курс доллара. Этот факт позволяет сделать вывод, что на сокращение операционных расходов нефтегазовые компании сами могут повлиять только путем снижения зависимости от внешнего рынка. Этого можно достичь двумя способами. Снижая объем покупаемой нефти, компании могут сократить самую большую статью операционных расходов по отрасли. В большей степени это применимо к компании «ЛУКОЙЛ», так как расходы по статье «приобретение углеводородов» именно этой компании составляют более половины расходов всей отрасли. Вторым способом снижения операционных расходов может стать замещение импортных материалов и комплектующих, участвующих в добыче и переработке, на отечественные. Это поможет компаниям снизить зависимость от сильных колебаний курса доллара и цен на нефть [6, 7, 8].

Несмотря на то, что размер операционных расходов положительно связан с объемами добычи и переработки, проведение модернизации производства может значительно сократить операционные расходы, что чаще всего сопровождается значительными вложениями по статье капитальных расходов. Эффективность внедрения нового оборудования можно оценить с помощью различных инвестиционных проектов, которые могут стать дальнейшим развитием этой темы. Однако в таком случае будет необходимо сконцентрировать свое внимание на какой-либо одной компании. Важным фактором при принятии решения о модернизации является анализ показателей эффективности инвестиций, таких как NPV (чистая приведенная стоимость), IRR (внутренняя норма доходности), PBP (срок окупаемости) и пр.

Можно привести следующие направления модернизации добычи, которые приведут к оптимизации расходов нефтегазовых компаний:

1. Упрощение и облегчение конструкций скважин.
2. Внедрение прогрессивных методов сооружения буровых установок.
3. Рациональное применение кустового бурения.
4. Улучшение технологии приготовления и применения промысловых жидкостей.
5. Ускорение бурения скважин.
6. Массовое использование испытателей пластов и др.

Подводя итог, отметим, что важны как учет издержек и расчет себестоимости производства и реализации продукции, так и активная деятельность, направленная на снижение данных затрат и, следовательно, удешевление продукции.

В результате проведения исследования факторов, влияющих на операционные расходы нефтегазовых компаний, были получены следующие выводы:

1. К операционным расходам относятся себестоимость продукции, коммерческие и управленческие расходы, которые при вычитании их из выручки будут образовывать операционную прибыль. Эти затраты составляют подавляющую часть расходов предприятия, причем доля операционных расходов в структуре выручки ежегодно увеличивается. Оптимизация расходов является одними из основных направлений совершенствования экономической деятельности каждого предприятия, определяющих его конкурентоспособность, надежность и финансовую устойчивость.

2. Наблюдается ежегодное увеличение операционных расходов, которое связано с ухудшением ресурсно-сырьевой базы углеводородов в России, удорожанием сервисных работ и увеличением степени сложности разработки, ростом доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов, а также увеличением стоимости добычи нефти в регионах с суровыми природно-климатическими условиями. Были выделены основные факторы, оказывающие наиболее влияние на размер и динамику операционных расходов, к которым относятся: курс доллара США, цены на нефть и объемы добычи и переработки.

3. Результатом анализа влияния отобранных факторов на операционные расходы стала построенная модель на основе панельных данных, которая подтвердила сделанные в работе предположения на счет положительной корреляции факторов с зависимой переменной. Необходимо обратить внимание на то, что, модель, построенная только для нефтяных компаний, гораздо лучше описывает размер и динамику операционных расходов. Это способствует разделению направления дальнейших исследований отдельно в нефтяном и газовом секторах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.
2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
4. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
5. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
6. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
7. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
8. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
9. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
10. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России.

ГЛАВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЛИЦЕНЗИОННОЙ ПОЛИТИКИ ГОСУДАРСТВА И НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Мишенин Михаил Владимирович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, старший научный сотрудник, MisheninMV@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены устойчивые тенденции и закономерности развития лицензионной политики в области недропользования. по субъектам Российской Федерации с дифференциацией по объёму запасов, содержащихся на участках, структуре сырьевой базы.

Ключевые слова: лицензия, нефтегазовые компании, доход, федеральный бюджет.

MAJOR TRENDS OF LICENSING POLICY DEVELOPMENT OF THE STATE AND COMPANIES OF OIL AND GAS COMPANIES

Mishenin Mikhail V.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Senior Researcher. The work was supported by grants from the RFBR No. 15-06-09094, 17-06-00537
MisheninMV@ipgg.sbras.ru*

The article considers stable tendencies and patterns of licensing policy development in the field of subsoil use. on the subjects of the Russian Federation with differentiation in terms of the amount of stocks held on the sites, the structure of the raw material base.

Keywords: license, oil and gas companies, income, federal budget.

По результатам проведённых конкурсов и аукционов больше всего торгов было реализовано в Европейской части страны 39 из 54 объявленных конкурсов и аукционов, второе место занимает Дальний Восток 10 из 10. Такой высокий показатель характерен для Европейской части России в значительной части благодаря большому количеству открытых и локализованных мелких и мельчайших месторождений. Регион характеризуется высоко развитой общехозяйственной, транспортной и добывающей инфраструктуры, которая позволяет с относительно меньшими издержками проводить разведку и введение в эксплуатацию новых участков.

По результатам торгов в 2015 г. итоговый размер разового платежа в России сократился относительно 2013 г. более чем в 3 раза и составил 35,9 млрд руб. Тогда как, средний итоговый размер разового платежа снизился почти в 4 раза (588,3 млрд руб.), такое значительное сокращение происходит за счет резкого понижения стоимости участков в Западной Сибири (снижение в 15 раз) и в Восточной Сибири (снижение более чем в два раза) [3, 6, 9].

Значительную часть всех доходов федерального бюджета от лицензирования недр внесли малые независимые нефтяные компании и наблюдается устойчивое снижение доли участия ВИНК, так как крупные компании имеют высокую степень обеспеченности сырьевой базой текущих проектов и заинтересованы преимущественно в крупных активах, а на конкурсах и аукционах выставляются в основном участки недр с небольшим объемом запасов и ресурсов углеводородов. В 2015 г. наибольший объем поступлений от разовых платежей за право пользования участками недр был внесён компанией ЗАО «Антипинский НПЗ» (16,1 млрд руб.).

Лидерами по объёму запасов нефти категорий С1 и С2 являются участки недр, выставленные на конкурсы и аукционы в Западной Сибири (41,4 млн т) и Европейской части (19,9 млн т), на долю этих участков приходится 99% запасов нефти категории С1 и 99% запасов нефти категории С2 всех участков недр, выставленных в России в 2015 г. Ресурсы нефти категории С3 почти все сосредоточены на участках, проданных в Восточной Сибири (144,5 млн т) более 96%, ресурсы нефти категорий D1л+D1+D2 примерно поровну распределились в Восточной Сибири (154,4 млн т) и на Дальнем Востоке (140,6 млн т) по 41,5% и 31,8% соответственно.

Большую часть суммарных запасов газа категории С1 (более 63 %) приходится на Западную Сибирь (3,4 млрд куб. м), на Европейскую часть приходится остальные 37 % (2 млрд куб. м). Почти 98% запасов газа категории С2, сосредоточенно на участках из Европейской части России (35,2

млрд куб. м). Ресурсы газа категории С3 все сосредоточены на проданных участках в Восточной Сибири (143,6 млрд куб. м). Ресурсы категорий D1л+D1+D2 распределились в Восточной Сибири (212,7 млрд куб. м) и на Дальнем Востоке (423,9 млрд куб. м) по 31 % и 62 % соответственно [2, 5, 8].

Большая часть дохода федерального бюджета от проведённых конкурсов и аукционов на право пользования участками недр, содержащих углеводородное сырьё сформирована малыми независимыми нефтяными компаниями. В то время как вертикально-интегрированные компании последние годы в гораздо меньшей степени участвуют в процессе лицензирования участков недр. Это связано с тем, что ВИНК с одной стороны имеют достаточно высокие показатели обеспеченности сырьевой базой для реализации текущих проектов, с другой стороны – российские majors заинтересованы преимущественно в крупных активах и в меньшей степени участвуют в конкурсах и аукционах на право геологического изучения, разведки и разработки участков, содержащих небольшой объем запасов и ресурсов углеводородов.

На протяжении последних лет происходит систематическое снижение доли участия ВИНК в распределении участков недр. ВИНК участвуют преимущественно только в распределении крупных активов, которые в последний раз лицензировались в 2013 г. – Имилорское и Западно-Имилорское, Источное и Северо-Рогожниковское месторождения. По итогам 2015 г. наибольшую активность среди ВИНК на конкурсах и аукционах проявляла компания «НК «Роснефть» (табл. 1).

Таблица 1. Организационная структура оплаты размеров стартовых разовых платежей

Недропользователь	Стартовый размер разового платежа, млн руб.	Итоговый размер разового платежа, млн руб.	Аукционы, шт.	Конкурсы, шт.
ЗАО «Антипинский НПЗ»	16091,0	16091,0		3
«НЗНП Трейд»	6690,4	6692,0		1
ОАО «НК «Роснефть»	491,2	4603,9	7	
ООО «СюльдюкарНефтеГаз»	149,2	2526,2	3	
ООО «Директ-Нефть»	5,0	1061,5	1	
ОАО «Самаранефтегаз» (НК «Роснефть»)	391,8	832,7	2	
ПАО «Оренбургнефть» (НК «Роснефть»)	3,1	787,7	1	
ОАО «Зарубежнефть»	305,0	715,0	1	
ООО «ВОССЭТ»	573,0	630,3	1	
ООО «Иркутская нефтяная компания»	11,0	496,1	1	
ООО «Аktion»	364,3	400,7	4	
ООО «Рябовское»	239,4	239,4	1	
ООО «Кыинско-Часельское нефтегаз»	149,6	164,5	1	
ООО «Регион-нефть»	41,5	120,0	1	
ОАО «Удмуртнефть» (НК«Роснефть»)	114,6	112,1	1	
Прочие	322,4	414,1	30	2
Всего	25942,5	35887,3	55	6

В 2015 г. большую часть дохода федерального бюджета от проведённых конкурсов и аукционов на право пользования участками недр, содержащих углеводородное сырьё внесла компания ЗАО «Антипинский НПЗ» (16,1 млрд руб). Компания участвовала в трех конкурсах на право разведки и добычи месторождений в Оренбургской области – частей Воронцовского (запасы категории С1 - 18,2 млн т), Гремячевского (запасы категорий С1+С2 – 5,6 млн т), а также в целом Могутовского (запасы категории С1 – 21,7 млн т). По итогам 2015 г. из всех распределенных активов, именно участки недр Оренбургской области представляли интерес для компаний, поскольку содержали запасы нефти высокодостоверных категорий – С1 и С2 [1, 4, 10].

Малая независимая нефтяная компания «НЗНП Трейд» пополнила федеральный бюджет на 6,6 млрд руб. выиграв 1 конкурс на право геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья Гавриковского месторождения в ХМАО с самыми крупными запасами нефти (37 млн т) среди всех распределяемых в 2015 г. участков недр [7].

Вертикально-интегрированная нефтяная компания «НК «Роснефть» пополнила федеральный бюджет на 4,6 млрд руб. С учетом дочерних обществ «НК «Роснефть» участвовала в наибольшем числе аукционов на право пользования участками недр – 11 аукционах.

Другие вертикально-интегрированные нефтяные компании открыто не участвовали в конкурсах и аукционах на право пользования участками недр, поэтому список представлен в основном малыми независимыми компаниями.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 15-06-09094, 17-06-00537

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.
2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
4. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
5. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
6. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
7. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
8. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
9. Эдер Л.В. Газовая промышленность России: современное состояние и долгосрочные тенденции развития / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 4. – С. 36-46.
10. Эдер Л.В. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Кожевин В.Д. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9-18.

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В СИБИРСКОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ

Немов Василий Юрьевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия, NemoVVu@ipgg.sbras.ru

Рост добычи нефти в Сибирском федеральном округе начался с 2008 г., когда были введены в эксплуатацию магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», спецморнефтепорт в Козьмино, подводные и соединительные нефтепроводы. Это позволило нарастить добычу нефти в регионе с 14 млн т в 2008 г. до 51,7 млн т в 2016 г. (9,4% от добычи нефти в России). Прирост добычи обеспечивался за счёт освоения новых нефтегазоносных районов в Красноярском крае и Иркутской области. Суммарная добыча нефти в этих регионах выросла с 0,6 млн т в 2008 г. до 40,1 млн т в 2016 г.

Ключевые слова: нефть, газ, добыча, Сибирский федеральный округ, современное состояние.

PECULIARITIES OF THE MODERN STATE OF OIL AND GAS PRODUCTION IN THE SIBERIAN FEDERAL DISTRICT

Nemov Vasilij Yu.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Junior Researcher, Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russia, NemoVVu@ipgg.sbras.ru

The increase in oil production in the Siberian Federal District began in 2008, when the East Siberia-Pacific Ocean oil trunk pipeline, the special oil port in Kozmino, supply and connecting oil pipelines were commissioned. This allowed to increase oil production in the region from 14 million tons in 2008 to 51.7 million tons in 2016 (9.4% of oil production in Russia). The increase in production was provided by developing new oil and gas bearing areas in the Krasnoyarsk Territory and the Irkutsk Region. The total oil production in these regions increased from 0.6 million tons in 2008 to 40.1 million tons in 2016.

Keywords: oil, gas, mining, Siberian Federal District, current state.

Рост добычи нефти в Сибирском федеральном округе начался с 2008 г., когда были введены в эксплуатацию магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», спецморнефтепорт в Козьмино, подводные и соединительные нефтепроводы. Это позволило нарастить добычу нефти в регионе с 14 млн т в 2008 г. до 51,7 млн т в 2016 г. (9,4% от добычи нефти в России). Прирост добычи обеспечивался за счёт освоения новых нефтегазоносных районов в Красноярском крае и Иркутской области. Суммарная добыча нефти в этих регионах выросла с 0,6 млн т в 2008 г. до 40,1 млн т в 2016 г.

Рост добычи нефти в СФО обусловлен последовательным подключением ряда месторождений независимых нефтяных компаний к нефтепроводной системе ВСТО. Так, в 2010 г. «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) подключила к нефтепроводу Ярактинское месторождение. В 2016 г. компания ввела ряд новых месторождений (Аянское, Западно-Аянское, Ичёдинское и др.), которые позволили ей выйти на уровень добычи 7,7 млн т, что почти на 50% больше результатов 2015 г. В 2011 г. благодаря использованию инфраструктуры «ИНК» для подключения к ВСТО, добыча нефти на Дулисьминском месторождении в 2012 г. возросла вдвое до 0,8 млн т, а в 2016 г. составила уже 1,5 млн т. [3, 6, 9].

В настоящее время основу добычи нефти в Сибирском Федеральном округе составляют четыре месторождения:

- Ванкорское в Красноярском крае, обеспечивает 40,4 % добычи нефти в регионе;
- Верхнечонское в Иркутской области, обеспечивает 16,8 % добычи нефти;
- Ярактинское в Иркутской области, обеспечивает 12,9 % добычи нефти;
- Крапивинское в Томской области, обеспечивает 2,8 % добычи нефти.

Основной прирост добычи нефти в Сибирском федеральном округе в 2016 г. пришёлся на Иркутскую область за счёт роста добычи на месторождениях Иркутской нефтяной компании и её дочерних обществ, в основном имеющих статус совместных предприятий с иностранными компаниями Японии (JOGMEC, ИТОСНУ и INPEX). Добыча нефти на крупнейшем в Иркутской области Верхнечонском месторождении в 2015 г. достигла проектного уровня и в 2016 г. составила 8,7 млн т или около 50 % совокупной добычи нефти в Иркутской области. В 2016 г. на базе инфраструктуры Верхнечонского и Северо-Даниловского месторождений открыто Верхнеичерское месторождение, которое в перспективе также позволит поддержать добычу в регионе. Всего по итогам 2016 г. на месторождениях Иркутской области прирост добычи составил 2,8 млн т, в то время как в целом по СФО суммарная добыча выросла на 2,4 млн т. [2, 5, 8].

В Красноярском крае добыча нефти в 2016 г. составила 22,2 млн т, что соответствует уровню 2015 г. Стагнация добычи нефти в крае связана с сокращением производства нефти на Ванкорском месторождении на 1,1 млн т в связи с проблемами технологического характера на нефтепроводе «Ванкор – Пурпе». Проектный уровень добычи на Ванкорском месторождении первоначально был оценен в 25 млн т нефти в год, но позднее оценка была снижена до уровня 21,5 млн т/год и достигнута в 2013 г. Ванкорское месторождение вместе с Сузунским, Тагульским и Лодочным месторождениями формирует «Ванкорский кластер» с проектным уровнем добычи в 25 млн т в год. Развитие кластера на первом этапе связано с освоением Сузунского месторождения, которое было введено в разработку в 2016 г. и обеспечило 1,0 млн т добычи нефти. На втором этапе (после 2018 г.) планируется ввести Тагульское и Лодочное месторождения. Небольшой прирост добычи нефти в 2016 г. наблюдался на Юрубчено-Тохомском и Куюмбинским месторождениях, которые в 2017 г. будут введены в промышленную эксплуатацию в связи с окончанием строительных работ и запуском нефтепровода «Куюмба-Тайшет».

Добыча нефти в Томской области росла непрерывно с 1966 г. вплоть до пика добычи нефти в конце 1980-х гг. С начала 90-х гг. происходило резкое падение добычи до уровня 6,7 млн т в год. Начиная с 2000-х гг. нефтяникам региона удалось нарастить добычу нефти. Однако, чрезмерный темп отбора нефти привёл к очередному падению объёмов добычи в 2004 г. В настоящее время важную роль в поддержании добычи нефти в Томской области играет активное подключение к разработке мелких месторождений предприятий малого и среднего бизнеса. Благодаря этому с 2006 г. удалось стабилизировать добычу нефти в регионе на уровне 10-12 млн т в год. Структура добычи нефти по месторождениям характеризуется относительно невысокой концентрацией. Так около 50 % нефти добывается на 7 основных месторождениях. В том числе на Крапивинском месторождении добывается 1,4 млн т (13 % от общего объёма добычи в области), на Советском месторождении добыча составляет 0,8 млн т (8 %). Всего в 2016 г. объём добычи нефти и конденсата в Томской области составил 11 млн т, что на 3 % меньше уровня добычи 2015 г. Доля региона в структуре добычи нефти в Сибирском федеральном округе составляет 21,3 %.

Начало освоения нефтяных месторождений Омской области приходится на 1990-е гг. Так в 1992 г. Прирахтовское месторождение запущено в опытно-промышленную эксплуатацию ОАО «Иртышнефтегазгеология». В августе 1999 г. Администрация Омской области объявила конкурс на освоение Западно-Крапивинского месторождения. Победителем конкурса стала компания ОАО «Сибнефть», получившая право на разработку месторождения. Активная фаза добычи нефти началась в 2002 г. Выход на полку с максимальным объёмом добычи нефти в 1,1 млн т пришёлся на 2006 г. Однако уже в 2009 г. началось планомерное сокращение объёма добычи нефти. В настоящее время в Омской области добывается около 0,3 млн т нефти, что составляет 0,6 % добычи нефти в Сибирском федеральном округе [1, 10].

В Новосибирской области учтены построенный в 2000 г. нефтепровод «Верх-Тарское – Барабинск» предопределил ускоренное освоение Верх-Тарского и других месторождений Северного района области. Интенсификация добычи нефти в Новосибирской области приходится на 2002 г. В 2007-2009 гг. добыча вышла на полку на уровне 2-2,1 млн т в год. Однако применение различных методов повышения извлечения нефти привели к росту обводнённости и увеличению доли трудноизвлекаемой нефти. После 2009 г. началось резкое сокращение объёма добываемой нефти. В 2016 г. объём добычи нефти составил 0,3 млн т, что на 33 % ниже уровня предыдущего года. Тем не менее, в 2017 г. планируется увеличить объём геолого-разведочных работ и дополнительно обустраивать разрабатываемые участки [4, 7].

Основу добычи газа в СФО составляют три региона: Томская область, Красноярский край и Иркутская область. За последние 5 лет добыча газа с учетом сжигания ПНГ в СФО выросла в 2 раза: с 10,8 млрд куб м в 2010 г. до 21,8 млрд куб м в 2016 г. (табл. 1).

Таблица 1 – Добыча газа в Сибирском федеральном округе с учетом сжигания ПНГ, млрд куб. м

Регион, субъект	2010		2012		2014		2016	
	млн т	% от РФ	млн т	% от РФ	млн т	% от РФ	млн т	% от РФ
Сибирский ФО	10,8	1,6	16,4	2,4	20,8	3,2	21,8	3,3
Томская обл.	4	0,6	4,6	0,7	5,1	0,8	5,4	0,8
Красноярский край	6,1	0,9	8,9	1,3	12	1,8	11,5	1,8
Иркутская обл.	0,6	0,1	2,9	0,4	3,7	0,6	4,8	0,7
Прочие	0,06	0	0,06	0	0,07	0	0,1	0,0

Наибольший прирост добычи обеспечил Красноярский край (на 5,4 млрд куб м), прежде всего за счет добычи попутного газа Ванкорского месторождения. В Иркутской области добыча выросла с 0,6 млрд куб м в 2010 г. до 4,8 млрд куб м в 2016 г. В Томской области промышленная добыча газа началась в 1999 г. с освоением мелких и средних месторождений. В настоящее время добыча в области выросла до 5,4 млрд куб м в год.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РНФ № 17-78-20218, РФФИ № 15-06-09094, 17-06-00537

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.
2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
4. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
5. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
6. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
7. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
8. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
9. Эдер Л.В. Газовая промышленность России: современное состояние и долгосрочные тенденции развития / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 4. – С. 36-46.
10. Эдер Л.В. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Кожевин В.Д. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9-18.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ОРГАНИЗАЦИИ В ХОДЕ ОСВОЕНИЯ КРУПНОГО ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА (НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»)

Переладов Алексей Михайлович

ООО «Газпром добыча Надым», г.Надым, Россия, начальник отдела кадров и трудовых отношений администрации, Pereladov74@mail.ru

В статье рассмотрены аспекты оптимизации человеческих ресурсов организаций при проведении масштабного освоения крупных инвестиционных проектов в условиях Крайнего Севера. Проводиться расчет потребности в численности работников на вновь вводимые в эксплуатацию объектов. Рассмотрены различные методы мотивации, которые способствуют стабильной и результативной трудовой деятельности работников путем предоставления конкурентоспособного материального вознаграждения и нематериального поощрения за труд.

Ключевые слова: человеческий ресурс, организация, инвестиционный проект, методы мотивации, газ, нефть.

THE OPTIMIZATION OF HUMAN RESOURCES OF THE ORGANIZATION DURING THE COURSE OF ACHIEVEMENT OF LARGE-SCALE INVESTMENT PROJECT IN CONDITIONS OF FAR NORTH (IN TERMS OF LLC «GAZPROM DOBYCHA NADYM»)

Pereladov Alexey M.

Gazprom dobycha Nadym LLC, Nadym, Russia, Head of Department, Pereladov74@mail.ru

In the article aspects of optimization of human resources of organizations are considered at large-scale development of large investment projects in the Far North. Calculate the need for the number of employees for newly commissioned facilities. Various methods of motivation are considered that contribute to the stable and efficient labor activity of workers by providing competitive material rewards and non-material incentives for work.

Keywords: human resource, organization, investment project, methods of motivation, gas, oil.

Главная роль в обеспечении потребностей в газе российского рынка и экспорта на перспективу принадлежит углеводородным ресурсам полуострова Ямал, которые рассматриваются в качестве основы устойчивого развития газовой промышленности страны на длительную перспективу.

В настоящее время в условиях модернизации и инвестиционного развития ПАО «Газпром» определило главной задачей деятельности ООО «Газпром добыча Надым» (далее – Общество) реализацию проекта создания на Ямале нового крупного центра газодобычи, центром которого является Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (далее БНГКМ).

В ходе освоения данного инвестиционного проекта проблема оптимизации управления человеческими ресурсами становится наиболее актуальной и включает в себя ряд основных направлений деятельности Общества, предусматривающих создание бизнес-процессов с учетом условий успешного функционирования и развития месторождений углеводородов, находящихся на разных стадиях жизненного цикла.

В связи с этим, первостепенным элементом управления персоналом является определение потребности Общества в квалифицированных кадрах. Расчет потребности в численности работников на вновь вводимые в эксплуатацию объекты производится в соответствии с утвержденным регламентом 1 раз в квартал (на предстоящий квартал, в котором запланирован ввод объектов). Планирование нормативной численности преобладающей части работников производится на основании корпоративных нормативных сборников, разработанных НУ «Центральная нормативно-исследовательская станция ПАО «Газпром» (далее – ЦНИСГазпром) с использованием аналитически-расчетного метода, обеспечивающего необходимую степень обоснованности при значительно меньших по сравнению с исследовательским методом затратах на сбор исходной информации.

Значительно меньшая часть работников нормируется на основании межотраслевых нормативных сборников, утвержденных законодательством РФ и проанализированных на применимость специалистами ЦНИСГазпром.

Небольшая часть работников нормируется на основании нормативных сборников других отраслей, это, в основном, специфические виды деятельности, также осуществляемые в ПАО «Газпром» (например, медицина).

Для определения нормативной численности работников, должности/профессии которых не охвачены указанными выше нормативными сборниками (либо охвачены, но данные сборники не одобрены к применению ЦНИСГазпром) на уровне подразделений ПАО «Газпром» разрабатываются местные нормативные сборники. Эти сборники ориентированы на нормирование редких, нехарактерных для ПАО «Газпром» в целом должностей/профессий, либо на те, для которых в будущем планируется, но еще не проведена разработка корпоративных нормативных сборников. Разработка местных нормативных сборников производится по утвержденным методикам, проекты местных сборников рассматриваются, корректируются и утверждаются ЦНИСГазпром.

Учитывая стратегические задачи Газпрома по Ямалу, количество персонала возрастает, что требует комплексного подхода в укомплектовании квалифицированными кадрами. Качественный, своевременный отбор и найм персонала осуществляется с помощью двух источников: внутреннего и внешнего.

Учитывая, что поэтапный ввод в эксплуатацию объектов на полуострове Ямал совпадает по годам с выводом из эксплуатации трех газовых промыслов месторождения «Медвежье» (ГП-2, 5, 7), одним из эффективных управленческих решений является использование внутренних трудовых ресурсов Общества. В частности, высвобождаемый персонал по соглашению сторон переводится на перспективные для компании объекты, что позволяет оптимизировать сроки и средства на подбор, подготовку кадров, использовать высококвалифицированный, адаптированный персонал к специфике работы.

В случае отсутствия внутри Общества специалистов, соответствующего профиля и квалификации, происходит прием сторонних лиц из числа «местного рынка труда». С этой целью создана и активно функционирует база данных кандидатов, которая систематически обновляется. Так же служба по управлению персоналом активно взаимодействует с образовательными учреждениями (участие в ярмарках выпускников в ВУЗах, конкурсах молодых специалистов), с городским центром занятости населения, проводит конкурсные мероприятия, активно освещает информацию о Компании и Обществе в СМИ.

Для привлечения и сохранения персонала в Обществе используются различные методы мотивации, которые способствуют стабильной и результативной трудовой деятельности работников путем предоставления конкурентоспособного материального вознаграждения и нематериального поощрения за труд.

Система оплаты труда, действующая в ООО «Газпром добыча Надым», предусматривает установление должностных окладов и тарифных ставок с учетом квалификации и деловых качеств, текущее премирование за результаты производственной деятельности работников, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема выполняемых работ, единовременное премирование, а также выплату вознаграждения по итогам работы.

В качестве морального стимулирования существует порядок представления работников Общества к награждению и поощрению за особо выдающиеся заслуги, высокие показатели в труде, личный вклад в развитие газовой отрасли. Работники ООО «Газпром добыча Надым» представляются к поощрению следующими видами наград: государственными, ведомственными, отраслевыми, наградами ООО «Газпром добыча Надым».

Вместе с тем, мотивирующим фактором для эффективности решения производственных задач, является наличие востребованной Социальной политики ПАО «Газпром», гарантом которой в нашем Обществе является Коллективный договор.

Социальное развитие ООО «Газпром добыча Надым» осуществляется по нескольким направлениям: социальные льготы и выплаты, медицинское обслуживание, санаторно-курортное и реабилитационно-восстановительное лечение, негосударственное пенсионное обеспечение, личное страхование, корпоративная программа жилищного обеспечения (КПЖО), организация общественного питания, содержание объектов непромышленного назначения, оказание услуг социальной направленности.

Таким образом, можно отметить, что ООО «Газпром добыча Надым» имеет отработанную, четко функционирующую систему УЧР, включающую: правильно сформированную потребность в кадрах, логистику персонала внутри Общества, социальную и мотивационную политики в Обществе.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ РЕГИОНОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Проворная Ирина Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово.
ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru*

В статье рассмотрены аспекты повышения эффективности функционирования нефтегазового комплекса России за счёт развития ресурсных регионов. Авторами обосновано принципиальное значение транспортной составляющей для устойчивого развития регионов ресурсного типа. Систематизированы основные транспортные проекты, прежде всего в сфере трубопроводного транспорта, на территории регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Ключевые слова: транспортировка углеводородов, нефть, газ, валовый региональный продукт.

COMPLEX ANALYSIS OF DIRECTIONS OF DEVELOPMENT OF REGIONS FOR FORMATION OF HYDROCARBON TRANSPORTATION SYSTEMS

Provornaya Irina Viktorovna

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Senior Researcher, Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo.
ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru*

The article deals with the aspects of increasing the efficiency of the functioning of the oil and gas complex in Russia due to the development of resource regions. The authors substantiate the fundamental importance of the transport component for the sustainable development of resource-type regions. The main transport projects have been systematized, primarily in the field of pipeline transport, in the regions of Eastern Siberia and the Far East.

Keywords: transportation of hydrocarbons, oil, gas, gross regional product.

Повышение эффективности развития экономики России в целом, а также отдельных ее добывающих регионов должно осуществляться прежде всего в сырьевых отраслях, которые должны стать локомотивом роста благосостояния экономики субъектов Российской Федерации. В связи с этим существует острая необходимость повышения комплексности освоения недр в сочетании с принципами рационального недропользования, а также формирования приоритетных направлений роста эффективности во всех сферах, связанных с добычей, переработкой, транспортом и использованием минерального сырья, прежде всего в области производства продукции с высокой добавленной стоимостью. Кроме того, минерально-сырьевой комплекс должен широко вовлекать в хозяйственные связи все смежные и сопутствующие отрасли. Необходимо формирование собственной машиностроительной и сервисной индустрии в нефтегазодобывающих и перерабатывающих отраслях, что может дать мощный мультипликативный эффект развитию экономики России в целом, а также отдельных ее регионов [4, 7, 10].

Готовность России к комплексному освоению должна сопровождаться соответствующим объемом инвестиций как в области организации эффективной добычи, так и квалифицированной переработки. Однако, как показывает анализ основная часть регионов России характеризуется либо неготовностью к комплексному освоению, либо более того анклавностью – экономико-инфраструктурная изолированность региона от макрорегиональных и общероссийских хозяйственных связей, что обусловлено прежде всего локализацией минерального сырья в труднодоступных районах с суровыми природно-экономическими и горно-геологическими характеристиками [1].

Анализ восточных нефтегазовых ресурсных регионов России показал, что в структуре ВРП и инвестиций достаточно быстрыми темпами увеличивается доля добычи полезных ископаемых. Особый вклад в экономику регионов вносят именно полезные ископаемые, направленные на экспорт, что свидетельствует о продолжении траектории ресурсно-сырьевого развития регионов. В

этой связи, достаточно слабое развитие получили перерабатывающие отрасли и обрабатывающий сектор в целом (табл. 1).

Таблица 1 – Основные социально-экономические показатели ресурсных нефтедобывающих регионов на Востоке России

Страна, субъект РФ	2005	2008	2009	2010	2011	2014	2015	2016
Валовой региональный продукт, млрд руб.								
Красноярский край	440	738	749	1050	1189	1411	1618	н.д.
Иркутская область	258	439	459	539	628	916	1014	н.д.
Республика Саха (Якутия)	183	310	328	385	483	658	750	н.д.
Россия, всего	18034	33909	32007	37399	45265	59322	65167	н.д.
<i>Доля в РФ, %</i>	4,89	4,39	4,80	5,28	5,08	5,03	5,19	н.д.
Население, чел.								
Красноярский край	2925	2890	2889	2829	2838	2859	2866	н.д.
Иркутская область	2545	2508	2506	2428	2424	2415	2413	н.д.
Республика Саха (Якутия)	950	951	949	958	956	957	960	н.д.
Россия, всего	143474	142009	141904	142865	143056	146267	146545	н.д.
<i>Доля в РФ, %</i>	4,47	4,47	4,47	4,35	4,35	4,26	4,26	н.д.
Среднедушевой денежный доход населения, руб.								
Красноярский край	7710	15909	17009	15110	20146	24806	26854	н.д.
Иркутская область	7041	13169	13910	15341	16017	20224	22203	н.д.
Республика Саха (Якутия)	11391	18586	21162	23088	25617	34205	37857	н.д.
Россия, всего	8112	14864	16895	18958	20780	27767	30225	н.д.
Доля добычи полезных ископаемых в структуре ВРП, %								
Красноярский край	3,9	4,4	5,0	18,1	16,6	17,0	17,5	н.д.
Иркутская область	3,8	4,5	5,3	7,5	13,0	19,6	24,3	н.д.
Республика Саха (Якутия)	39,5	36,0	28,3	40,1	43,4	44,1	48,2	н.д.
Россия, всего	12,8	9,9	9,7	10,4	11,2	10,6	11,2	н.д.
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.								
Красноярский край	71	204	248	267	309	364	397	419
Иркутская область	37	130	107	119	146	214	206	258
Республика Саха (Якутия)	49	157	193	130	190	181	198	275
Россия, всего	3611	8782	7976	9152	11036	13903	13897	14640
<i>Доля в РФ, %</i>	4,35	5,59	6,86	5,65	5,84	5,46	5,76	6,51
Доля инвестиций в добычу полезных ископаемых, %								
Красноярский край	8,5	5,8	45,7	32,7	31,2	22,8	21,2	н.д.
Иркутская область	6,9	14,4	19,3	25,1	27,1	31,2	37,5	н.д.
Республика Саха (Якутия)	45,5	26,4	23,0	28,2	22,5	38,7	42,8	н.д.
Россия, всего	13,9	13,4	13,9	13,8	13,9	15,4	17,2	19,3

Одним из основных сдерживающих факторов развития нефтегазовой промышленности на Востоке России была слабо развитая общезональная и специализированная транспортная инфраструктура. Одним из главных аспектов в решении задач ускоренного экономического роста Восточной Сибири и Дальнего Востока является развитие транспортной инфраструктуры. В связи с этим в последние годы здесь осуществляется активное строительство нефтегазопроводов [3, 6, 9].

В конце 2015–2016 гг. основными проектами АК «Транснефть», направленными на поддержание стабильных объемов экспорта прежде всего на рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона, стали: строительство магистрального нефтепровода «Курумба–Тайшет», расширение трубопроводной системы ВСТО, расширение пропускной способности нефтепровода «Сковородино–Мохэ», расширение и реконструкция совместно с казахстанской стороной партнерами нефтепровода «Туймазы–Омск–Новосибирск».

В 2016 г. поставки нефти через порт Козьмино возросли до 32 млн т. В рамках развития трубопроводной системы ВСТО в 2015 г. был введен в эксплуатацию отвод до Хабаровского НПЗ, куда ушло 5 млн т нефти [2, 5, 8].

В настоящее время АК «Транснефть» приступила к сварочно-монтажным работам на линейной части нефтепровода-отвода от трубопроводной системы Восточная Сибирь–Тихий океан (ТС ВСТО) до Комсомольского НПЗ. Реализация проекта позволит обеспечить поставку нефти на Комсомольский НПЗ по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК “Транснефть”» в объеме до 8 млн т в год.

К 2020 г. мощность трубопроводной системы «Восточная Сибирь–Тихий Океан», согласно плану «Транснефти», достигнет 80 млн т в год на участке «Тайшет–Сковородино» и 50 млн т – на участке «Сковородино–Козьмино».

Таким образом развитие транспортной инфраструктуры имеет принципиальное значение для комплексного развития регионов на востоке страны, будет увеличивать социально-экономические эффекты.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РНФ № 17-78-20218, РФФИ № 16-36-00369, 15-06-09094, 17-06-00537.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.
2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
4. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
5. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
6. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
7. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
8. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
9. Эдер Л.В. Газовая промышленность России: современное состояние и долгосрочные тенденции развития / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 4. – С. 36-46.
10. Эдер Л.В. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Кожевин В.Д. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9-18.

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА КАПИТАЛИЗАЦИЮ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ

Рыбаченко Екатерина Александровна

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент, katyab1194@mail.ru

В статье рассматриваются факторы, влияющие на капитализацию компаний нефтегазового комплекса. Устанавливается зависимость капитализации компаний нефтегазового сектора от различных факторов.

Ключевые слова: капитализация, нефтегазовый сектор, российские компании, стоимость.

EVALUATION OF FACTORS AFFECTING CAPITALIZATION OF RUSSIAN COMPANIES

Rybachenko Ekaterina Aleksandrovna

Novosibirsk National Research University, Novosibirsk, Russia, student, katyab1194@mail.ru

The article considers factors affecting the capitalization of oil and gas companies. The dependence of capitalization of oil and gas companies on various factors is established. A model is constructed that allows to predict the level of capitalization of Russian companies.

Keywords: capitalization, oil and gas sector, Russian companies, cost.

Капитализация может быть представлена разными формами — такими, как реальная, маркетинговая и рыночная. Рыночная капитализация рассматривается более часто, чем остальные формы. Она имеет достаточно простое определение: произведение стоимости акций компании на их количество. Следует различать понятия рыночная капитализация и рыночная стоимость компании. Данные понятия имеют схожие значения, но принципиально разные способы расчета. Рыночная капитализация используется для оценки компаний инвесторами. Рыночная стоимость рассчитывается на основе большего числа показателей и используется для более сложного анализа при покупке компании. Компании делятся на различные группы по уровню капитализации: с низкой, средней и высокой капитализацией. Каждая отдельная группа компаний имеет свои преимущества и недостатки. Компании с низкой капитализацией также могут быть привлекательны для инвестирования, как и компании с высокой капитализацией [4, 10].

Величина рыночной капитализации компании определяется различными факторами. Поскольку капитализация представляет собой произведение стоимости акций на их количество, то факторы, влияющие на цены на акции, непосредственно оказывают влияние на величину капитализации. Эти факторы могут быть разделены на три большие группы: макроэкономические, отраслевые и микроэкономические факторы. Макроэкономические факторы включают показатели, отражающие эффективность экономики страны. Успешно развивающиеся страны наиболее привлекательны для инвестиций, и компании этих стран могут иметь более высокую капитализацию. Отраслевые факторы включают показатели, характерные для отдельных отраслей. Для компаний нефтегазового комплекса такими являются, например, цены на нефть и объем добычи нефти и газа. Микроэкономические факторы непосредственно относятся к деятельности компании. Они показывают эффективность работы компании и соответственно влияют на капитализацию, так как наиболее успешные компании являются привлекательными для инвесторов.

Автором построена модель регрессии на основе панельных данных зависимости уровня рыночной капитализации от различных факторов. Для большинства компаний наблюдается сильная корреляция капитализации с факторами из различных групп, то есть на капитализацию компании влияют как макроэкономические, так и отраслевые и микроэкономические факторы. По результатам построенной модели можно сделать вывод, что наибольшее влияние на капитализацию компаний нефтегазового комплекса оказывает объем добычи нефти компаниями. Коэффициент при добыче составляет 3,67, а t-статистика равна 11,98, что говорит о высокой значимости данного фактора на исследуемый показатель. Это неудивительно, ведь объем добычи является основным показателем деятельности компаний нефтегазового комплекса. Большое влияние на капитализацию оказывает

дивиденды на акцию компании. Коэффициент при данном факторе положителен и равен 0,03. Фактор является значимым, t-статистика составляет 1.82.

Кредитный рейтинг страны также оказывает большое влияние на капитализацию компаний. Коэффициент при данном факторе составляет 0,73, то есть при изменении кредитного рейтинга на единицу, капитализация компании изменяется на 0,73 единиц. Кредитный рейтинг отражает положение страны на мировом рынке. Если страна имеет низкий кредитный рейтинг, то инвесторы не стремятся вкладывать средства в активы данной страны и капитализация компаний снижается, в связи со снижением спроса на акции и, следовательно, их цены [3, 6, 9].

В целом модель является статистически значимой, коэффициент детерминации равен 0,62.

Таким образом, капитализация компании определяется как факторами, на которые компания может оказывать непосредственное влияние, объем добычи и дивиденды, так и макроэкономическим факторами, на которые компания повлиять не может.

Полученная модель может быть применима на практике для построения прогноза рыночной капитализации компаний нефтегазового комплекса. В работе был осуществлен прогноз капитализации нефтегазовых компаний на 3 периода. По результатам данного прогноза рыночная капитализация компании «Сургутнефтегаз» снижается, для остальных компаний («Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть», «Татнефть», «Славнефть») прогнозируется рост капитализации [2, 5, 8].

Далее был построен прогноз капитализации на периоды 2016-2020, 2016-2025, 2016-2030 гг. Для построения прогноза использовался метод Монте-Карло, реализованный в Excel и Crystal Ball. С помощью статистического пакета Crystal Ball определено распределение каждой переменной. Для установления границ изменения факторов использованы данные по прогнозу кредитного рейтинга страны согласно агентству Moody's прогнозируется повышение кредитного рейтинга в ближайшем будущем, падение рейтинга предполагается до значения не ниже кризиса 2008 года. Для прогнозных значений дивидендов была спрогнозирована прибыль компании, а дивиденды рассчитаны как доля от прибыли. Прогноз объема добычи строился исходя из запасов компаний и тренда добычи нефти. На основе прогнозных значений факторов установлены границы для проведения метода Монте-Карло, в пределах которых могут изменяться значения факторов. Проведено 5000 испытаний, и на основе прогнозных значений факторов с использованием модели (7), полученной ранее, рассчитаны значения капитализации. В таблице 3.16 представлены результаты прогноза на 3 периода и значение капитализации на начало 2017 года [1, 7].

Таблица – Прогноз рыночной капитализации компаний в 90-процентном доверительном интервале, млрд руб.

	2017	2016-2020			2016-2025			2016-2030		
		Минимум	Максимум	Наиболее вероятное	Минимум	Максимум	Наиболее вероятное	Минимум	Максимум	Наиболее вероятное
Роснефть	69,9	33,36	71,9	53,7	34,54	68	56	35,5	63,47	48,9
Лукойл	48	26,28	47,77	33,9	28,25	58,11	44,5	29,65	63,28	49,3
Татнефть	15,1	8,33	14,66	9,3	8,24	17,43	9,92	8,39	23,73	12,1
Сургутнефтегаз	18,2	16,3	19,81	18	16	23	19,5	14,16	17,26	15,58
Газпром-нефть	16,9	9,52	17,51	13,52	9,91	18,51	15,05	10,7	24,56	17,69
Славнефть	0,8	0,74	1,75	1,4	0,78	6,87	3,83	0,82	11,24	6,03

Таким образом, построенная модель позволяет сделать прогноз капитализации компаний. Согласно прогнозу более вероятно, что капитализация рассмотренных компаний будет расти. Компанией, для которой прогнозируется рост капитализации, как в краткосрочном, так и в долгосрочном периоде, является ЛУКОЙЛ, для остальных компаний снижение капитализации более возможно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Коржубаев А.Г. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77-82.

2. Korzhubayev A.G. The analysis of the development trends in the oil complex of Russia: quantitative estimates and organizational structure / Korzhubayev A.G., Eder L.V. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 3. – С. 45-59.
3. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
4. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
5. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
6. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
7. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
8. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
9. Эдер Л.В. Газовая промышленность России: современное состояние и долгосрочные тенденции развития / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 4. – С. 36-46.
10. Эдер Л.В. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Кожевин В.Д. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9-18.

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

Самосюк Данила Андреевич

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г.Новосибирск, Россия,
студент, samosuk.danila@gmail.com*

В статье проведена оценка эффективности внедрения системы управления знаниями в компаниях нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: управление, компания, нефтегазовый сектор, интеллектуальный капитал.

EVALUATION OF THE RESULTS OF IMPLEMENTATION OF THE KNOWLEDGE MANAGEMENT SYSTEM IN OIL AND GAS COMPANIES

Samosyuk Danila A.

Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia, student, samosuk.danila@gmail.com

The article assesses the effectiveness of introducing a knowledge management system in oil and gas companies. The value of the sustainable development index for the leading Russian oil and gas companies is shown.

Keywords: management, company, oil and gas sector, intellectual capital.

Интеллектуальный капитал-самый важный актив любого предприятия. Таким образом, исследованная тема очень актуальна. Теоретической основой работы послужили исследования российских и зарубежных авторов. Для того, чтобы управлять интеллектуальным капиталом, необходимо оценить его. В результате, был проведен анализ существующих методов оценки.

Для определения влияния интеллектуального капитала на эффективность деятельности компаний было рассчитан индекса Тобина. Индекс Тобина (q-индекс Тобина) – популярный измеритель интеллектуального капитала. Этот показатель хорош тем, что легко интерпретируется и доступен для понимания менеджеров организаций различных уровней. Он рассчитывается как отношение рыночной стоимости компании к ее балансовой стоимости, где рыночная стоимость представляет собой произведение цены акций компании на их количество, а балансовая – суммарные активы по балансу компании за вычетом нематериальных активов и обязательств [2, 5, 8].

Оценивая стоимость компании на практике, индекс Тобина интерпретируется таким образом: если он превышает единицу, то рыночная стоимость компании больше ее балансовой стоимости, а значит, в ее биржевой оценке учтены активы, не зарегистрированные в балансе. Если же наоборот, полученный коэффициент меньше единицы, то можно сделать вывод об отрицательном ИК компании: низкий уровень менеджмента и организационной структуры, которые не наращивают капитал компании, а уменьшают его.

Однако этот коэффициент очень чувствителен к курсу акций, в чем заключается его ключевой недостаток. Поэтому можно утверждать, что он косвенно отражает эффективность использования ИК компании.

Несмотря на малое значение коэффициента Тобина как для российских, так и для иностранных компаний, этот сектор развивается достаточно хорошо, создавая интеллектуальный капитал.

Наиболее устойчивой компанией, по представленным данным, является Газпром. Это крупнейшая компания в Российской Федерации, которая работает как в России, так и по всему миру. Сургутнефтегаз является самой консервативной компанией в плане развития, но и одной из самых экономически эффективных. Сургутнефтегаз – относительно небольшая компания среди всего списка данных, но из-за высокого уровня профессионализма топ-менеджмента компании, она входит в топ российских нефтегазовых компаний. Самая инновационная компания – Лукойл [1, 3, 7].

Таблица 1 - Индекс Тобина, млрд руб.

	Gazprom neft	Rosneft	Surgutnef tegaz	Lukoil	Gazprom	Tatneft	Novatek
2013	699,86	2666,50	1212,81	1734,89	3284,67	471,60	1211,52
2014	680,69	2078,32	1081,96	1913,46	3125,85	530,73	1336,68
2015	732,12	3418,97	1513,18	2264,20	3742,07	726,86	1901,90
2013	1563,63	7531,00	2105,13	3683,02	13436,24	674,09	598,00
2014	2097,72	8736,00	3016,89	4738,95	15177,47	732,93	699,14
2015	2485,47	8517,00	3538,68	5020,61	17052,04	796,90	880,02

Исследования Института энергетической стратегии на значение индекса устойчивого развития для ведущих российских нефтяных и газовых компаний, показали, что фактор инновационной активности оказывает существенное влияние на формирование этого показателя. Существует прямая пропорциональная зависимость между инновационной деятельностью, экономической эффективностью и устойчивым развитием нефтегазовых компаний (см. рисунок). В этом случае основой инновационной деятельностью является эффективное управление корпоративными знаниями, которые формируют нематериальные активы, это подтверждает значительный потенциал этого вида функциональной деятельности в интересах устойчивого развития нефтяной и газовой промышленности [4, 8, 10].

Лидерами в области управления знаниями среди российских нефтегазовых компаний являются Лукойл и Газпром. Научно-исследовательская деятельность этих корпораций позволяет сделать вывод о том, что управление знаниями успешно интегрированы во многие функциональные области и бизнес-процессы, в результате чего получен эффект в размере более 100 млн долл.

Итак, для того чтобы своевременно принимать решения в условиях быстро меняющегося рынка, важно уметь пользоваться знаниями, которые есть практически в каждой современной компании. Однако, не все компании реализуют методологию управления знаниями, без которой невозможно эффективно использовать информацию.

Компании, применяющие управления знаниями все чаще побеждают на рынке по сравнению с компаниями, использующими обычный сбор и накопления информации в неразвитой структуре.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Европейский рынок нефти. стратегия россии / науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская акад. наук, Сибирское отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. Новосибирск. – 2007.
2. Коржубаев А.Г. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Российская академия наук, Сибирское отделение, Учреждение Российской академии наук Институт экономики и организации промышленного производства. Новосибирск. – 2010.
3. Эдер Л.В. Экономика нефтегазового сектора России / Эдер Л.В., Филимонова И.В // Вопросы экономики. 2012. № 10. С. 76-91.
4. Коржубаев А.Г. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18-28.
5. Коржубаев А.Г. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30-38.
6. Коржубаев А.Г. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82-99.

7. Коржубаев А.Г. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В., Проворная И.В. // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16-19.
8. Коржубаев А. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры / Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60-67.
9. Коржубаев А.Г. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31-38.
10. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. // Российская академия наук, Сибирское отделение; Институт экономики и организации промышленного производства, Сибирское отделение РАН. Новосибирск. – 2011.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ ТРАНСПОРТА

Самсонова Ольга Сергеевна

Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия, аспирант, ogelinka@list.ru

В статье дана сравнительная оценка эффективности транспортировки нефти различными видами транспорта (железнодорожным, автомобильным и трубопроводным). Выделены достоинства и недостатки транспортировки грузов разными видами транспорта. Разработаны и экономически оценены варианты перевозки нефти на примере месторождений Иркутской области в Восточной Сибири.

Ключевые слова: оценка, экономическая эффективность, нефть, транспортировка, нефтепродукт.

COMPARATIVE EVALUATION OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF OIL TRANSPORTATION BY DIFFERENT TYPES OF TRANSPORT

Samsonova Olga S.

Institute of Economics and Industrial Engineering of the SB RAS, Novosibirsk, Russia, PhD student, ogelinka@list.ru

The article gives a comparative assessment of the efficiency of oil transportation by various types of transport (rail, road and pipeline). The advantages and disadvantages of cargo transportation by different types of transport are highlighted. The variants of oil transportation have been developed and economically evaluated on the example of deposits of the Irkutsk region in Eastern Siberia.

Keywords: valuation, economic efficiency, oil, transportation, oil product.

Нефтяные месторождения расположены по всей территории страны, их эксплуатация невозможна без решения вопроса о способе транспортировки, поэтому выбранный вид транспорта должен обеспечить постоянность поставок, независимо от сезонных и прочих факторов, поскольку добычу на многих месторождениях, например, расположенных в условиях Крайнего Севера, просто невозможно остановить.

Как уже описывалось выше, существует несколько способов транспортировки нефти и нефтепродуктов, сегодня данный процесс осуществляется при помощи

- трубопроводного
- железнодорожного
- автомобильного
- водного (морского и речного) транспорта.

Выбор способа доставки осуществляется с учетом условий, объема перевозки и типа продуктов. Вышеперечисленные виды транспорта нефти бывают разной оснащенности, отличаются уровнем развития, а также многими экономическими показателями. Выбор в пользу той или иной формы зависит от того, насколько она сможет обеспечить регулярность, и от себестоимости, которая связана с расположением нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и другими факторами [1, 4, 10].

В общем, все названные варианты транспортировки являют собой цельную транспортную систему перевозок нефтепродуктов. В ее состав входят сочетания устройств и подвижных средств, что обеспечивают народных потребителей и промышленные организации всеми разновидностями нефтяных грузов. Чаще всего нефтяные месторождения нефти расположены достаточно далеко от места переработки, поэтому вопрос экономически выгодного её транспортировки всегда являлся почти таким же важным, как и сама нефтедобыча.

Водный транспорт позволяет перевозить нефть, нефтепродукты и сжиженные природные и нефтяные газы в любых количествах с помощью наливных барж и танкеров. Если речь идет о речном транспорте, то водный путь, как правило, длиннее трассы трубопровода или железнодорожного пути. В некоторых случаях это существенно удорожает транспорт. Речной транспорт носит сезонный характер. Поэтому в пунктах налива и разгрузки судов надо строить

дополнительные емкости для накопления нефтяных грузов на межнавигационный период или заменять водный транспорт железнодорожными перевозками.

Железнодорожным транспортом можно перевозить нефтяные грузы всех видов, в том числе и сжиженные нефтяные газы, в цистернах, бункерах или легкой таре. Использование железнодорожного транспорта при больших установившихся нефтяных грузооборотах нецелесообразно из экономических соображений. Для перевозки мелких партий нефтепродуктов (в первую очередь масел, битума и других) железная дорога является предпочтительным видом транспорта. Железнодорожный транспорт хотя и не является непрерывным, но обладает меньшей степенью неравномерности работы по сравнению с водным транспортом (перевозки производятся круглый год) [2, 5, 9].

Трубопроводы служат для транспортировки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении. Трубопроводный транспорт обладает следующими преимуществами по сравнению с другими видами транспорта:

- трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта, причем трубопровод может быть проложен между двумя любыми пунктами на суше, находящимися на любом расстоянии друг от друга;
- трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта — непрерывный, что обеспечивает ритмичную работу поставщиков и бесперебойное снабжение потребителей, благодаря чему отпадает необходимость создания крупных запасов транспортируемого груза на концах трассы;
- потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте меньше, чем при перевозках другими видами транспорта;
- трубопроводный, транспорт наиболее механизированный и легче других поддается автоматизации.

К недостаткам трубопроводного транспорта относится большой расход металла и «жесткость» трассы перевозок, т. е. невозможность изменить направление перевозок после постройки трубопровода.

Кроме основных видов транспорта большую роль играет автомобильный транспорт. Нефтепродукты перевозят в автоцистернах или мелкой таре.

Автотранспорт в основном используется для перевозки нефтепродуктов от крупных нефтебаз к мелким и далее к потребителям, а также для перевозки сжиженных нефтяных газов от пунктов выработки и газонаполнительных станций к потребителям (в автоцистернах и баллонах, доставляемых на бортовых автомашинах). Однако из-за ограничения грузоподъемности автомобилей у этой формы транспорта очень высокая себестоимость, поэтому автомобильные перевозки используются лишь на короткие расстояния и преимущественно для нефтепродуктов.

И лишь в отдельных случаях нефтепродукты доставляют потребителям авиатранспортом, например, для срочной переброски горючего в небольших количествах или в малодоступные места, при невозможности использовать другие виды транспорта [3, 6, 7].

Применительно к анализу транспортировки нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) возможно и целесообразно рассмотреть только двух способов транспортировки: по железной дороге и по трубопроводу, по той причине, что:

- во-первых, Восточная Сибирь отличается суровыми климатическими условиями, поэтому использование водного вида транспорта невозможно в большей части года, а также доступ к крупным водным артериям затруднен в связи с тем, что месторождения нефти, как правило, находятся в глубине материка.
- во-вторых, при анализе учитываются большие объемы транспортировки нефти на достаточно длинные расстояния, поэтому автомобильный транспорт также не может быть включен в рассмотрение.

В результате проведенного исследования был разработан методический инструмент по экономической оценке и выбору схемы транспортировки нефти. В работе была использована технико-экономическая модель оценки экономической эффективности транспортировки нефти, которая используется для экономического обоснования разработки выбранного месторождения и реализации проекта в целом. С помощью нее была рассчитана экономическая эффективность различных направлений транспортировки нефти возможностью выбора схемы транспортировки нефти [8].

Главным объектом исследования в работе послужила Иркутская нефтяная компания. ИНК относится к сектору малых нефтяных компаний, но заслуживает должного внимания благодаря

результатам своей работы в области добычи углеводородного сырья. Было проанализировано 7 вариантов проектов: один из них предполагал строительство нефтепровода-отвода, соединяющего месторождение с ВСТО, другие шесть предполагали строительство промышленной железно дороги, соединяющей месторождение и БАМ, в них рассматривались разные маршруты транспортировки.

Оценка эффективности инвестиционных проектов показала, что все они оказались рентабельны: их чистый дисконтированный доход и внутренняя норма доходности оказались больше нуля. Но самыми экономически эффективными способами транспортировки нефти стали маршруты до Ачинска и Ангарска, оценка эффективности этих проектов: NPV = 43,858, IRR = 21,4%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
2. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.
3. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
4. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
5. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
6. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
7. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
8. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
9. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
10. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.

НАПРАВЛЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ВОСПРОИЗВОДСТВА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТИ И ГАЗА В РОССИИ

Филимонова Ирина Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, Новосибирск, ведущий научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углекислоты СО РАН, г. Кемерово.
FilimonovaIV@list.ru*

В статье рассмотрены устойчивые закономерности развития геологической отрасли России. Показан прирост запасов нефти и основных видов геологоразведочных работ по источникам финансирования и этапам освоения объектов недропользования. Установлено, что происходит смена парадигмы развития минерально-сырьевой базы России. Выделены основные перспективные направления развития сырьевой базы на нефть и газ.

Ключевые слова: сырьевая база, нефть, газ, запасы, залежь.

DIRECTIONS OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE REPRODUCTION OF THE RESOURCE BASE OF OIL AND GAS IN RUSSIA

Irina V. Filimonova

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Leading Researcher, Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo.
FilimonovaIV@list.ru*

In the article steady regularities of development of geological branch of Russia are considered. The increase in oil reserves and the main types of exploration works by sources of financing and the stages of development of subsoil use objects is shown. It is established that a paradigm shift is taking place in the development of Russia's mineral and raw materials base. The main promising directions of the development of the resource base for oil and gas are singled out.

Keywords: raw material base, oil, gas, reserves, deposit.

Устойчивое воспроизводство сырьевой базы и функционирование нефтегазового комплекса в период до 2030 г. и за его пределами должно в первую очередь обеспечивать технологическое перевооружение комплекса (реиндустриализация) с целью существенного повышения производительности труда, перевод нефтегазового комплекса на отечественное оборудование, отечественные технологии и отечественное программное обеспечение. Сырьевая база нефти и газа будет обеспечивать в период до 2030 г., а в существенное мере и на весь XXI век материальную и финансовую основу реализации стратегических национальных приоритетов, влияющих на национальную безопасность, избавляя тем самым экономику от необходимости импорта сырья. Вместе с тем, роль экспорта нефти и газа, с течением времени должна сокращаться, а бюджет необходимо формировать за счет высокотехнологичных отраслей экономики (нефте- и газопереработка, нефте-, газо- и углекислоты, гелий, машиностроение, в том числе нефтегазовое и горное, оборонная промышленность, атомная промышленность, космос, авиация, как это частично делается и сейчас) [3, 6, 10].

Прирост запасов нефти в 2016 г. составил 575 млн т, что на 21,2 % ниже уровня 2015 г. (730 млн т). Прирост запасов нефти превысил текущий уровень добычи нефти по стране на 41 млн т или на 7,7 %.

На протяжении последних 25 лет объём прироста запасов нефти имел неустойчивую динамику. В период с 1991 г. по 2004 г. наблюдалось в основном сокращение объёма 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. До этого, на протяжении 14 лет происходило так называемое «проедание» запасов, т.е. объём разведанных и подготовленных к промышленной эксплуатации запасов нефти не компенсировал уровень текущего их изъятия из недр [8].

В последние годы меняется парадигма воспроизводства сырьевой базы нефти и газа. 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. 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, являются в значительной части трудно извлекаемыми. В целом объем трудно извлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны.

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства, что в перспективе может стать серьезной угрозой энергетической и экономической безопасности страны.

В организационном плане, геологоразведочные работы распределены между государством и компаниями-недропользователями. Также выделяют три основных этапа геологоразведочных работ – региональный, поисковый и разведочный этапы [1, 4, 9].

Работы регионального этапа, выполняемого в основном за счёт средств государства, в основном ориентированы на исследование слабо изученных и перспективных нефтегазоносных провинций. Основным методом исследования является бурение опорных и параметрических скважин. Бурение такого вида скважин в последние годы сокращается в следствии кризиса и общего сокращения бюджетного финансирования. В 2016 г. объём параметрического бурения составил 400 м, сократившись относительно 2015 г. более, чем в 3 раза. Уменьшение объемов бурения происходит по причинам, не зависящим от финансирования – фактически бурение проводилось только на Гыданской 130 скважине, которая долгое время находилась в аварии. Начата строительством Северо-Новоборская параметрическая скважина, проектной глубиной 2300 м, составлена проектно-сметная документация по Чумпаловской параметрической скважине. В испытании находились 5 скважин: (Усть-Майская 366, Усть Камчатская 1, Майгуннская 275, Чункинская 282 и Нижне-Чонская 252).

Работы поискового и разведочного этапа в основном осуществляются недропользователями и главным элементом системы воспроизводства запасов является глубокое бурение. Наличие запасов на участке и факт открытия месторождения устанавливается именно в результате получения притока нефти или газа из скважины. Хотя в связи с развитием и совершенствованием технологий геофизического изучения и прогнозирования нефтегазоносности, недропользователи всё чаще заменяют дорогостоящее бурение разведочных скважин проведением сейсморазведочных работ 3D. Объём глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ в России после 1991 г. в основном сокращался и за последние 20 лет сократившись почти в 4 раза – с 4263 м в 1991 г. до 1115 м в 2016 г. [2, 5, 7]

Сейсморазведочные работы 2D и 3D в последние годы в основном имели тенденцию роста, однако в 2015-2016 гг. произошло их сокращение. В 2016 г. выполнено 90 тыс. км сейсморазведочных работ 2D и 50 тыс. кв. км сейсморазведочных работ 3D.

В ближайшие десятилетия главными новыми объектами поисков, разведки и разработки месторождений нефти, а также приоритетными задачами нефтегазовой отрасли Российской Федерации будут являться:

- 1) Осадочные бассейны российского шельфа Северного Ледовитого океана;
- 2) Слабо изученные провинции на суше (Лено-Тунгусская провинция);
- 3) Крупные объекты, не введенные в разработку на севере Западной Сибири в Ямало-Ненецком АО, а также относительно глубоководные отложения, включая юрские и ачимовские отложения;
- 4) Уникальные ресурсы нефти нетрадиционных источников – баженовская свита;
- 5) Рациональное использование остаточных запасов уникальных и крупных месторождений;
- 6) Высоковязкие и трудноизвлекаемые месторождения Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинции.

б) Поиски, разведка и разработка мелких, мельчайших и средних месторождений в зрелых нефтегазоносных бассейнах.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РНФ № 16-18-10182, 17-78-20218. РФФИ № 15-06-09094, 17-06-00537

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Европейский рынок нефти. стратегия россии / науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская акад. наук, Сибирское отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. Новосибирск. – 2007.
2. Коржубаев А.Г. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Российская академия наук, Сибирское отделение, Учреждение Российской академии наук Институт экономики и организации промышленного производства. Новосибирск. – 2010.
3. Эдер Л.В. Экономика нефтегазового сектора России / Эдер Л.В., Филимонова И.В // Вопросы экономики. 2012. № 10. С. 76-91.
4. Коржубаев А.Г. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18-28.
5. Коржубаев А.Г. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30-38.
6. Коржубаев А.Г. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82-99.
7. Коржубаев А.Г. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В., Проворная И.В. // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16-19.
8. Коржубаев А. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры / Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60-67.
9. Коржубаев А.Г. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31-38.
10. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. // Российская академия наук, Сибирское отделение; Институт экономики и организации промышленного производства, Сибирское отделение РАН. Новосибирск. – 2011.

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА СИБИРИ НА ФОНЕ ОБЩЕРОССИЙСКИХ ТЕНДЕНЦИЙ

Эдер Леонтий Викторович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, Новосибирск, ведущий научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово.
Ederlv@yandex.ru.*

В статье рассматривается нефтегазовый комплекс Сибирского федерального округа на этапе необходимости перехода к новой парадигме развития НГК России. На протяжении последнего десятилетия Сибирский федеральный округ является наиболее динамичным регионом России по освоению последних крупных и уникальных месторождений нефти, развитию добывающей и транспортной инфраструктуры.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, нефть, газ, транспортная инфраструктура.

DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF SIBERIA AGAINST THE BACKGROUND OF ALL-RUSSIAN TRENDS

Eder Leontiy V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Leading Researcher, Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo.

The paper considers the oil and gas complex of the Siberian Federal District at the stage of the need to move to a new paradigm for the development of the Russian oil and gas industry. Over the past decade, the Siberian Federal District is the most dynamic region in Russia for developing the latest large and unique oil fields, developing mining and transport infrastructure.

Keywords: oil and gas complex, oil, gas, transport infrastructure.

Особенности развития нефтегазового комплекса России на современном этапе

В настоящее время в нефтегазовом комплексе России должна произойти смена предшествующей парадигмы развития, связанной с приоритетным поиском и вводом в разработку уникальных и крупных месторождений, расширением географии нефтяной промышленности за счет новых провинций на континентальной части территории России (движение с Запада на Восток), приоритетным вводом в разработку запасов, отличающихся высокими качественными характеристиками. Новая парадигма развития связана со сменой интенсивной на экстенсивную модель развития НГК при качественном переходе на высокотехнологичное оборудование и технологии поисков и разведки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов, осадочных бассейнов арктических регионов, рациональную разработку остаточных запасов, освоение мелких и мельчайших месторождений [1, 4, 10].

Развитие нефтяной промышленности Сибирского Федерального округа, связанное с введением в разработку последних крупнейших и уникальных месторождений в России – завершающая стадия, переходный период между старой парадигмой и необходимостью перехода к новой. Остаточные запасы нефти в России и текущее качество сырьевой базы жидких углеводородов требуют коренного пересмотра существующего подхода к системе недропользования в рамках новой парадигмы.

Комплексный характер месторождений СФО требует квалифицированного использования углеводородного сырья, увеличения глубины переработки нефти, строительство газоперерабатывающих и газохимических заводов с выделением и производством ценных компонентов [2, 5, 9].

Создание нефте- газотранспортной инфраструктуры является стимулом к интенсификации освоения ресурсного потенциала в новых регионах добычи Сибирского федерального округа. Развитие нефтепроводной системы ВСТО является одной из приоритетных задач в формировании трубопроводной инфраструктуры в России и ключевым элементом развития нефтедобычи в СФО. Строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» позволит развить новые центры

газодобычи, а также создаст мультипликативный эффект, заключающийся в развитии крупного газохимического центра на Востоке страны.

Сибирский федеральный округ – ключевой регион устойчивого развития нефтегазового комплекса России

На протяжении последних 10 лет Сибирский федеральный округ является наиболее динамичным по освоению новых месторождений и развитию инфраструктуры. Так, в период 2008-2016 г. добыча нефти в округе выросла в 3,7 раза: с 14 млн т до 51,7 млн т (табл. 1). Пик приростов добычи пришелся на 2009-2012 гг. за счет выхода на проектную мощность Ванкорского месторождения в Красноярском крае и освоению месторождений в Иркутской области. Последние годы происходит планомерное возрастание нефтедобычи со средним темпом 2-5 % в год. Одновременно формируется транспортная и добывающая инфраструктура на новых крупных центрах, активная разработка которых была определена во вторую очередь, в частности, строительство трубопровода «Куюмба-Тайшет» на Юрубчено-Тохомской зоны в Красноярском крае [3, 6, 7].

Таблица 1 – Добыча нефти в Сибирском федеральном округе

Регион, субъект	2008	2010	2012	2014	2016	Доля, %	2016/2015 гг.,%
<i>Сибирский ФО</i>	<i>14,0</i>	<i>28,9</i>	<i>41,8</i>	<i>47,6</i>	<i>51,7</i>	<i>100,0</i>	<i>108,6</i>
Томская область	10,5	10,6	12,3	11,4	11,0	21,3	96,9
Новосибирская область	2,1	1,3	0,6	0,5	0,3	0,6	67,0
Омская область	0,8	0,8	0,4	0,3	0,3	0,6	90,9
Красноярский край	0,1	12,9	18,5	22,3	22,2	42,9	99,6
Иркутская область	0,5	3,3	10,1	13,1	17,9	34,6	135,9
<i>Доля СФО в структуре добычи нефти в России</i>	<i>2,9</i>	<i>5,7</i>	<i>8,1</i>	<i>9,0</i>	<i>9,4</i>		

В перспективе ожидается, что максимальный уровень добычи нефти в Сибирском федеральном округе на уже открытых месторождениях с относительно хорошими качественными характеристиками запасов будет достигнут в 2022 г. и составит около 60 млн т. Дальнейшее удержание добычи нефти в регионе на достигнутом уровне будет возможно только за счет активного введения в разработку уже открытых трудноизвлекаемых запасов. А также месторождений, прогнозируемых к открытию как в непосредственной близости к существующим центрам нефтедобычи, так и на новых перспективных территориях.

Продолжается наметившаяся тенденция роста объема и глубины переработки нефти в регионе при активизации усилий в области модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Уровень загрузки производственных мощностей Омского НПЗ, Ачинского НПЗ и Ангарского НХК, расположенных в соседних промышленно развитых и густонаселённых регионах, находится на предельном уровне.

За минувший 2016 г. практически не произошло увеличения экспорта нефти по нефтепроводной системе «Восточная Сибирь-Тихий океан». Прирост поставок нефти в Китай по межправительственным соглашениям осуществлялся преимущественно за счет альтернативных направлений, прежде всего через Казахстан. В 2016 г. произошло существенное перераспределение поставок нефти на Китай через Козьмино, что, в значительной, степени монополизировало это направление со всеми как положительными, так и неблагоприятными последствиями. Несмотря на отсутствие роста поставок нефти по ВСТО, последние годы продолжается активная работа по расширению экспортных мощностей системы [8].

Промышленная добыча газа в Сибирском федеральном округе ведётся в Томской области, Красноярском крае и Иркутской области, обеспечивая более 3 % добычи газа в России. Перспективы развития газодобывающей промышленности СФО связаны прежде всего с добычей попутного газа в новых нефтедобывающих районах Красноярского края и Иркутской области, а также добычей природного газа в Ковыктинском газоконденсатном месторождении Иркутской области. В настоящее время в Красноярском Крае и Иркутской области не сформирована единая магистральная газотранспортная система, что сдерживает освоение уже подготовленных к

эксплуатации газовых месторождений. Ковыктинское месторождение, наряду с Чаяндинским, является ресурсной базой для магистрального газопровода «Сила Сибири». Подключение Ковыктинского месторождения к магистральному газопроводу запланировано на 2022 г., а максимальный уровень добычи на месторождении прогнозируется на уровне 30-35 млрд куб м в год.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 16-18-10182, 17-78-20218, РФФИ № 15-06-09094, 17-06-00537.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Европейский рынок нефти. стратегия россии / науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская акад. наук, Сибирское отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. Новосибирск. – 2007.
2. Коржубаев А.Г. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Российская академия наук, Сибирское отделение, Учреждение Российской академии наук Институт экономики и организации промышленного производства. Новосибирск. – 2010.
3. Эдер Л.В. Экономика нефтегазового сектора России / Эдер Л.В., Филимонова И.В // Вопросы экономики. 2012. № 10. С. 76-91.
4. Коржубаев А.Г. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18-28.
5. Коржубаев А.Г. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30-38.
6. Коржубаев А.Г. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82-99.
7. Коржубаев А.Г. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В., Проворная И.В. // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16-19.
8. Коржубаев А. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры / Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60-67.
9. Коржубаев А.Г. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31-38.
10. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество / Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. // Российская академия наук, Сибирское отделение; Институт экономики и организации промышленного производства, Сибирское отделение РАН. Новосибирск. – 2011.

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАН ПО ВЛИЯНИЮ РЕНТЫ НА ЭКОНОМИКУ

Юва Дарья Сергеевна

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, аспирант, darya_yuva@mail.ru

В статье проведён анализ влияния доходов от нефти на экономику различных стран на базе рентной составляющей. Дана классификация нефтедобывающих стран в разрезе ряда лет, показывающая изменения и устойчивые тенденции.

Ключевые слова: нефть, добыча, рента, ВВП.

CLASSIFICATION OF OIL-EFFECTIVE COUNTRIES BY INFLUENCE OF RENT ON ECONOMY

Yuva Darya S.

Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia, graduate student, darya_yuva@mail.ru

The article analyzes the impact of oil revenues on the economy of different countries on the basis of the rental component. Classification of oil-producing countries is given for a number of years, showing changes and stable trends.

Keywords: oil, extraction, rent, GDP.

За последние несколько лет в мировой экономике и нефтяной промышленности произошли значительные события, которые в значительной степени влияют на всех участников глобального рынка энергоносителей. Более чем в два раза сократилась цена на нефть, что связано с ростом добычи сланцевой нефти в США, сокращением темпов роста потребления нефти в странах АТР, прежде всего в Китае, а также абсолютным сокращением потребления нефти в Европе, наращиванием добычи нефти в странах Персидского залива и т. д. Все это несомненно влияет и на перспективы развития нефтяной промышленности России. Отодвигается во времени реализация крупных инвестиционных проектов, снижаются инвестиции в геологоразведку, создание транспортной и перерабатывающей инфраструктуры. Появляется понятие цикличности развития мирового рынка нефти, когда вместе с падением цен на нефть происходит сокращение инвестиций в нетрадиционную нефть в основных центрах ее добычи, что приводит к сокращению предложения нефти, и цена на нефть приобретает положительную динамику [3, 4, 10].

Однако Россия остается крупнейшим в мире производителем и экспортером нефти, нефтепродуктов, конденсата, природного и углеводородных газов. Нефтегазовый комплекс по-прежнему играет важную роль в российской экономике: до обвала цен на нефть доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете составляла до 50%; в настоящее время эта доля снизилась до 37%, но продолжает являться основным источником формирования доходной части бюджета.

В результате, с одной стороны, отрасль можно охарактеризовать как значимую для российской экономики, а с другой стороны, существует ряд особенностей нефтяной промышленности России, которые ограничивают ее интенсивное развитие.

На протяжении тридцати лет страны, список лидеров стран по объему нефтяной ренты не менялся, изменялся только порядок в группе лидеров. Например, Саудовская Аравия и Россия менялись строками в рейтинге в 1991, 2007 и 2008 годах [2, 5, 9].

Чтобы более детально выявить зависимость стран доходов от нефтедобычи, нужно еще рассмотреть такой показатель как процент нефтяной ренты от валового внутреннего продукта (ВВП). Большая доля нефтяной ренты в ВВП говорит, что данная страна довольно сильно зависит от добычи нефти. Это в целом плохо сказывается на экономике страны, так как при уменьшении уровня добычи или уменьшении цен на нефть ВВП в существенной мере уменьшается, что влечет к негативным последствиям. Обратная же ситуация говорит о том, что ВВП окажется малочувствительным к подобным изменениям, и существенных изменений в экономике не

произойдет. В таком случае можно сказать, что экономика страны дифференцирована, то есть в стране развито множество различных видов производства и услуг.

Наибольшая зависимость экономики от нефтегазовых поступлений отмечается у стран Ближнего Востока и Африки. Интересно отметить, что Россия находится лишь на 17-м месте, несмотря на факт, что большая часть бюджетных поступлений формируется от нефтегазовых доходов. Другим важным выводом из представленного рейтинга является то, что большая часть стран-лидеров по производству нефти не обладает большей доли нефтяной ренты в ВВП [1, 6, 8].

Если сравнить страны с диверсифицированной экономикой (США, Канада) со странами с добыче-ориентированной экономикой, то можно отметить, что даже при значительном уровне производства нефти объем ренты у таких стран значительно ниже. Например, в случае отсутствия зависимости, уровень нефтяной ренты США составлял бы около 144 вместо 50 млрд долл. фактически сформированной ренты. Для тех стран, которые являются лидерами по объему нефтяной ренты, можно выявить обратную зависимость с уровнем добычи. Например, у таких стран как Китай и Кувейт, объем добычи и объем ренты находятся в обратной зависимости.

Проведем более глубокий ретроспективный анализ изменения зависимости ресурсо-ориентированных стран от добычи углеводородов. Для это необходимо использовать в качестве инструмента диаграммы, на которых на одной оси отображен уровень добычи, а на другой – доля ренты в ВВП. Для анализа были отобраны страны, объем нефтяной ренты которых превышает 1 млрд долл. [7]

В результате было выделено 3 группы на основании плотности расположения стран относительно друг друга:

- первая группа характеризуется наименьшим объемом добычи (не более 200 млн тонн) и вкладом ренты в ВВП (не более 24%), что, с одной стороны, означает пропорциональность заработанной ренты, а с другой – меньшую зависимость страны от доходов от природных ресурсов;
- вторая группа несущественно отличается по уровню добычи нефти от первой, при значительной зависимости экономики от нефтяной ренты (более 27%);
- третья группа демонстрирует неизменную тройку лидеров по добыче, где значительно выделяется США – вклад нефтяной ренты в ВВП этой страны даже ниже, чем у первой группы.

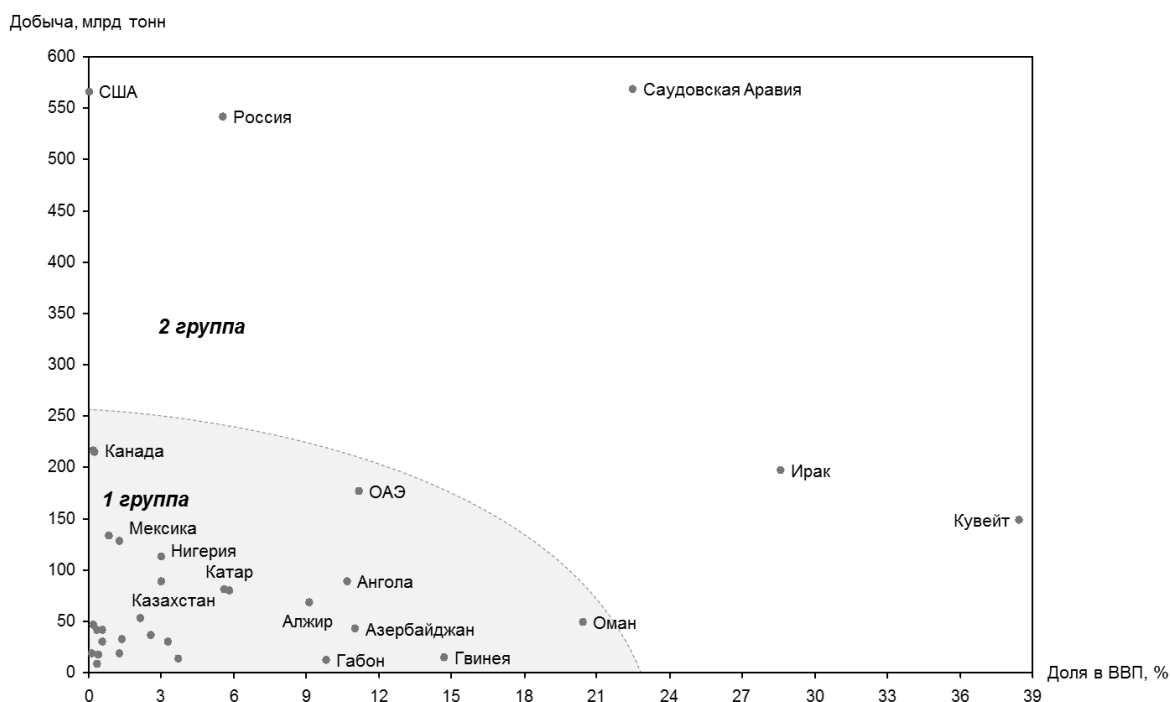


Рисунок – 1. Распределение стран по группам на основании объема добычи и уровня вклада нефтяной ренты в ВВП, 2015

За десятилетний период между 1990 и 2000-м годами не изменился состав 3 группы стран и незначительно изменился состав 2 группы – ОАЭ перешел в 1-ю, а Казахстан вошел во 2-ю. За второй период распределение стран по группам изменилось существенно. Вторая и первая группа объединились (за исключением Ирака и Кувейта) – группа стран, входившая во вторую группу,

сохранила объем добычи, но значительно снизила уровень зависимости экономики от нефтяной ренты. Важно также выделить Ирак и Кувейт, у которых вклад нефтяной ренты в ВВП остался на прежнем уровне, и США, у которых доля ренты в ВВП сократилась до нулевого уровня.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
2. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
3. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
4. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.
5. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
6. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.
7. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
8. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
9. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
10. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.

ОТРАСЛЕВАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ В РОССИЮ

Ямщикова Ольга Игоревна

Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия, студент, yamshchikova.o@mail.ru

В статье проведены результаты исследования иностранных инвестиций в России. Авторами проанализирована организационная и региональная структура иностранных инвестиций.

Ключевые слова: региональная структура, инвестиции, капитал.

BRANCH AND REGIONAL STRUCTURE OF FOREIGN INVESTMENTS IN RUSSIA

Yamshchikova Olga I.

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, yamshchikova.o@mail.ru

The article contains the results of the study of foreign investments in Russia. The authors analyzed the organizational and regional structure of foreign investment.

Keywords: regional structure, investments, capital.

Иностранные инвестиции являются одним из важнейших индикаторов уровня экономического развития страны. По их объему можно судить об инвестиционной привлекательности страны, которая характеризует способность создать и поддерживать условия наиболее благоприятные для потенциальных инвесторов. Иными словами, инвесторы должны иметь возможность эффективно использовать свой капитал для получения максимально высокой прибыли. Существуют разнообразные рейтинги инвестиционной привлекательности стран, основывающиеся на объективных экономических показателях и оценках экспертов. Так, к критериям можно отнести рискованность ведения бизнеса, уровень экономической свободы, уровень коррупции, индекс человеческого потенциала, общий уровень жизни и другие. Таким образом, мы видим, что объем инвестиций может многое сказать о развитии не только экономики, но и государства в целом. Поэтому, привлечение иностранных инвестиций – это крайне сложная, но в то же время важная задача, необходимая для стимулирования экономического роста.

Отраслевая структура иностранных инвестиций в России

В российской экономике существуют три наиболее привлекательных направления для иностранных инвесторов: добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, оптовая и розничная торговля. Эта тройка суммарно занимает в общем объеме более 60%, из чего можно сделать вывод о том, что именно на эти направления стоит обращать особое внимание, ставя задачу увеличения притока иностранного капитала. Например, в 2016 г. наблюдался явный интерес иностранных компаний к месторождениям Восточной Сибири и Дальнего Востока. Так, индийские компании ONGC и Oil India Limited приобрели доли в Ванкорском месторождении. Сумма сделки составила 1,3 млрд долл США и 2 млрд долл США соответственно. Китайская компания Beijing Gas приобрела долю в Верхнечонском месторождении, сумма сделки составила 1,1 млрд долл США [3, 4, 10].

Финансовая деятельности и страхование, информация и связь, недвижимое имущество, строительство составляют вторую группу наиболее важных отраслей с суммарной долей около 25%. Так, в 2015 г. Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ) заключил соглашение с Государственным банком Индии о совместном инвестировании в инфраструктурный сектор. Согласно договоренности с РФПИ, фонд ОАЭ Mubadala вложит не менее 5 млрд долл США в инфраструктуру. В частности, Mubadala примет участие в проектах строительства скоростной автомобильной дороги М-11 «Москва – Санкт-Петербург», автомагистрали М-1 «Москва – Минск», а также в строительстве ЦКАД в Московской области [5, 6, 8].

Обращает на себя внимание низкий накопленный объем иностранных инвестиций в гостиничной и ресторанной отрасли, что говорит о слабом интересе иностранных инвесторов к туристическому бизнесу в России. То же можно сказать и о сфере научных исследований и разработок. Российский рынок на данный момент не готов предложить привлекательные исследовательские проекты и какие-либо значимые инновационные разработки. Это крайне негативное явление в условиях существенной доли изношенного оборудования на российских предприятиях, требующего модернизации и применения новых технологий для дальнейшего развития всей экономики. Складывается ситуация, когда иностранный капитал ввиду серьезных рисков вложения в науку и большей выгодности сырьевого сектора перетекает именно в данную отрасль, что еще более усиливает технологическую отсталость экономики России от наиболее развитых стран. Очень важной задачей для Правительства в долгосрочном периоде является именно решение этой проблемы, тормозящей экономический рост [1, 2, 9].

Региональная структура иностранных инвестиций в России

Лидирует по объему накопленных иностранных инвестиций Центральный федеральный округ с долей в 56,4%. В первую очередь это, конечно же, Москва и Московская область. Причины подобного превосходства достаточно просты. В пределах ЦФО в отличие от остальных регионов сконцентрировано большое число граждан, обладающих высокой платежеспособностью. Многие компании, занимающиеся производством и дистрибуцией товаров массового потребления, имеют здесь свои офисы или филиалы, другие просто зарегистрированы в ЦФО, осуществляя при этом свою деятельность в иных регионах. К тому же, такие города как Москва являются крупными логистическими центрами, через которые иностранная продукция распространяется дальше по стране. Учитывая высокий уровень политической и экономической централизации России, близость к центру принятия решений упрощает ведение дел для иностранных компаний. В 2016 г. Московская область заняла второе место в рейтинге инвестиционной привлекательности регионов Российской Федерации по версии агентства RAEX. Был открыт ряд предприятий с мировым именем. Например, немецкая компания Wilo открыла завод насосного оборудования в Ногинске, BMW заканчивает строительство распределительного центра в Наро-Фоминском районе. Финские компании Valio и Huhtamaki также планируют расширить действующие производства, австрийская компания «Арвалус» ведет строительство завода по производству хлебобулочных изделий, а «Леруа Мерлен» ввел в эксплуатацию логистический хаб в индустриальном парке «Южные ворота» [7].

Сибирский федеральный округ и Дальневосточный занимают суммарную долю в 18%, что является весомой долей в общем объеме. При этом Дальневосточный федеральный округ занимает второе место после Центрального. Лидирующее положение в ДФО занимает Сахалинская область с долей более 86% в общем объеме иностранных инвестиций в округ. Подобной привлекательностью для инвесторов данный регион обязан колоссальной ресурсной обеспеченностью. В области осуществляется ряд проектов нефтегазового сектора, связанных с существенным привлечением иностранного капитала. Например, проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Сахалин-3», инвесторами которых являются крупные нефтегазовые компании мира. «Сахалин-12 был введен в эксплуатацию в 2004-2005 гг., в 2009 г. началась круглогодичная добыча нефти по проекту «Сахалин-2».

Также следует обратить внимание на Красноярский край с долей около 70% в объеме иностранных инвестиций в СФО. На этот регион приходится основной прирост добычи нефти в Восточной Сибири. Так, на Ванкорском месторождении объем добычи вырос с 3,6 млн т в 2009 г. до 22 млн т в 2014 г. Данное месторождение вместе с Сузунским, Тагульским и Лодочным образует «Ванкорский кластер» с проектным уровнем добычи 25 млн т в год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51-61.
2. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40-51.

3. Конторович А.Э. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34-43.
4. Коржубаев А.Г. Светлое будущее в углеводородных тонах / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37-43.
5. Коржубаев А.Г. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34-45.
6. Филимонова И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15-23.
7. Эдер Л.В. Современное состояние нефтяной промышленности России / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8-13.
8. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16-22.
9. Конторович А.Э. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 2097-2114.
10. Эдер Л.В. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.

УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ

Александров Д.В.	129	Киселёва Ю.А.	99	Садретдинов Ш.Р.	225
Алиева В.Р.	298	Книппер А.А.	103	Садькова Я.В.	141
Антипова О. А.	42	Ковешников А.Е.	170	Сайтов Р.М.	137
Астаркин С.В.	46	Кожевин В.Д.	319	Самосюк Д.А.	341
Афанаскин И.В.	196	Колеватов А.А.	210	Самсонова О.С.	344
Ашихмин Н.А.	229	Колесников Ю.И.	285	Санькова Н.В.	119
Бахлюстов А.И.	200	Колпаков В.В.	46	Сафронов П.И.	76, 145
Бобкова Е.В.	50	Колцун А.Ю.	129	Сесь К.В.	148, 184
Букатов М.В.	129	Комков И.К.	110	Синцов И.А.	207
Ваганова Е.С.	170	Кондратова А.Ю.	322	Скворцов М.Б.	94
Валитов Ш.К.	54	Корнилина Е. В.	110	Скузоватов М.Ю.	151
Вершинин В.И.	301	Космачева А.Ю.	113	Соболев А.Ю.	237
Галкин Е.А.	203	Котик И.С.	116	Солмин А.Е.	155
Ганашилин А.С.	11	Котик О.С.	116	Сомченко П.В.	159
Герелишин И.Я.	316	Кривоногов С.К.	23	Спиридонова А.И.	162
Глазунова А.С.	141	Крицкая О.Ю.	159	Стельмах А.Г.	33
Глинских В.Н.	237, 241, 245, 257, 261, 277, 285, 293	Крылов А.А.	27	Стоцкий В.В.	85
Глинских Л.А.	19	Кудряшова Л.К.	57, 122	Сурикова Е.С.	90, 155
Голиков Н.А.	293	Ли-Ван-Хе О.С.	57	Сырбу Н.С.	166
Гореев А.В.	304	Лобанова Е.В.	50	Титов И.В.	170
Горчаков А.В.	310	Логвина Е.А.	27	Титов Ю.В.	46
Горшков А.М.	57	Ложкин М.Г.	214	Тумашов И.В.	174
Грачёв С.Л.	307	Ломакина О.В.	196	Тупицин Е.В.	225
Грищенко В.А.	15, 19	Лыхин П.А.	253	Тураханов А.Х.	277
Гудыма В.А.	218	Мазуркевич В.В.	119	Федин К.В.	281
Гужикова А.А.	19	Маклаков С.В.	218	Федосеев А.А.	285
Гусакова Н.А.	61	Манаков А.Ю.	277	Филимонова И.В.	347
Гусев В.А.	23	Мартынова Е.В.	162	Филиппов Ю.Ф.	257
Гусева С.М.	65	Матлай Л.М.	30	Фомин М.А.	137
Даниловский К.Н.	261	Мезенцев Д.Н.	225	Хогоева Е.Е.	289
Дахнова М.В.	94	Мигурский Ф.А.	188	Шабалин В.А.	36
Даценко Д.О.	310	Михайлов Е. И.	110	Шабурова М.Е.	178
Деревесникова А.А.	69	Михайлов И.В.	241, 257	Шаваров Р.Д.	174
Дешин А.А.	72	Мишенин М.В.	326	Шмелев Н.Е.	181
Диева Н.Н.	203	Можегова А.М.	94	Штейнберг Ю.М.	196, 210
Долженко К.В.	76	Можегова С.В.	107	Шумскаяте М.Й.	265, 273, 293
Дробчик А.Н.	233	Москаев И.А.	261	Эдер Л.В.	350
Дугаров Г.А.	233	Немова В.Д.	94	Юва Д.С.	353
Дудаев А.Р.	237, 245	Немов В. Ю.	329	Юдин С.В.	184
Дудник А.И.	313	Нечаев О.В.	257	Юркевич Н.В.	249
Дяченко А.Г.	210	Никитенко М.Н.	261	Якупова Е.М.	188
Еганова Д.К.	79	Нефедкина Т.В.	253	Ямщикова О.И.	356
Ельцов И.Н.	249	Нурмакин А.В.	221	Ярославцева Е.С.	192
Ерина А.Н.	316	Оленев Я.В.	122		
Ефимцев Н.А.	82	Осипова П.С.	249		
Жеглова Т.П.	99	Павловец Т.А.	125		
Жилич С.В.	23	Переладов А. М.	332		
Журавлева А.С.	207	Пескова Д.Н.	129		
Задоев Л.А.	162	Пестерев А.В.	225		
Искоркина А.А.	85	Погребнюк С.А.	129		
Кадыргалиев Б.О.	241	Пошибаев В.В.	42		
Казаненков В.А.	285	Проворная И.В.	335		
Каламқаров С.Л.	103	Пуговкина Ю.С.	122		
Калинин А.Ю.	65	Репин А.В.	265, 269		
Канакова К.И.	90	Родионова О.В.	269, 273		
Карин Ю.Г.	249	Родченко А.П.	133		
		Рыбаченко Е.А.	338		

Научное издание

**МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ С УЧАСТИЕМ ИНОСТРАННЫХ УЧЕНЫХ**

ТРОФИМУКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ-2017

Статьи публикуются в авторской редакции.

Технический редактор Т.С. Курганова

ИНГГ СО РАН, ОИТ, 630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3.