



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА СИБИРИ

**Материалы 2-й Всероссийской научной конференции
молодых ученых и студентов,
посвященной 85-летию академика А. Э. Конторовича**

12-13 марта 2019 г. Новосибирск, Россия

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ
ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А. А. ТРОФИМУКА СО РАН
СОВЕТ НАУЧНОЙ МОЛОДЕЖИ ИНГГ СО РАН
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Геолого-геофизический факультет



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА СИБИРИ

Материалы 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых
и студентов, посвященной 85-летию академика А. Э. Конторовича

г. Новосибирск, 12–13 марта 2019 г.

Новосибирск
2019

УДК 553.98
ББК 26.34
А 437

Программный комитет конференции:

д-р геол.-минер. наук, академик РАН *А. Э. Конторович*,
д-р геол.-минер. наук, чл.-корр. РАН *И. Ю. Кулаков*,
д-р техн. наук *И. Н. Ельцов*,
д-р геол.-минер. наук *А. Н. Фомин*,
канд. геол.-минер. наук *Т. М. Парфенова*

Члены оргкомитета:

*А. П. Родченко, К. В. Долженко, Н. И. Бобков, А. А. Дёшин, Ю. А. Дзюба, О. А. Локтионова, В. В. Марусин,
П. И. Сафронов, А. Е. Трушкина, Е. Е. Хогова, А. Е. Шохин, М. Й. Шумскайте, Е. С. Ярославцева*

А 437 Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири : Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН ; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. — 180 с.

ISBN 978-5-4437-0856-0

Сборник содержит материалы докладов, представленных на 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири», посвященной 85-летию академика А. Э. Конторовича (Новосибирск, Россия, 12–13 марта 2019 г.).

В докладах отражены актуальные теоретические и практические проблемы геологии месторождений нефти и газа. Основное внимание уделено вопросам общей и региональной геологии осадочных бассейнов, органической геохимии и геохимических методов поисков месторождений углеводородов, стратиграфии и палеонтологии, поисков и разведки месторождений нефти и газа, нефтепромысловой геологии, выявления закономерностей размещения месторождений углеводородов, скважинной геофизики и геофизических методов поисков углеводородов, гидрогеологии, моделирования в нефтегазовой геологии и оценки ресурсного потенциала, экономики и стратегических проблем развития нефтегазового комплекса.

Материалы конференции представляют интерес для специалистов-геологов широкого профиля, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специализирующихся в области наук о Земле.

The book of abstracts is composed of reports of young to specialized researchers which have been proposed to the 2nd All-Russian Scientific Students and Early-Career Scientists Conference entitled ‘Advanced Topics in Siberian Oil and Gas Geology’, and dedicated to the 85th anniversary of A.E. Kontorovich, member of the Academy of Sciences (Russia, Novosibirsk March 12–13, 2019).

Advanced conceptual and practical geological challenges on oil and gas fields are described in these reports. A peculiar attention is drawn to issues of general and regional geology of sedimentary basins, organic geochemistry and geochemical methodology of the exploration of hydrocarbon-rich deposit, stratigraphic geology and paleontology, investigation and exploration of oil and gas field, petroleum geology, identification of hydrocarbon-rich deposits patterns, borehole geophysics and geophysical techniques of hydrocarbon investigations, hydrogeology, petroleum geology modeling, and potential raw-material evaluation, as well as economical and strategical issues of oil and gas complex development.

The Conference proceedings are of interest to multi-skilled geologist experts as well as professors, post-graduate students, and students of higher educational institutions that are specialized in Earth sciences.

**УДК 553.98
ББК 26.34**

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, 2019
© Новосибирский государственный
университет, 2019

ISBN 978-5-4437-0856-0

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
МЕТОДОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
НА ТЕРРИТОРИИ СУРГУТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА**

Д. В. Альтемиров

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Аннотация. Описывается комплексная интерпретация данных геолого-геохимических и геофизических исследований. Основным объектом исследования является продуктивный пласт-коллектор ЮВ1/1 васюганской свиты. Исследования проводились в центральной части Сургутского нефтегазоносного района.

Ключевые слова: Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, Сургутский нефтегазоносный район, буровой шлам, геохимические методы, геофизические методы, юрские залежи, песчаник.

**COMPLEXATION OF GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL AND GEOPHYSICAL
METHODS IN THE STUDY OF JURASSIC SEDIMENTS IN THE TERRITORY
OF SURGUT OIL AND GAS BEARING AREA**

D. Altemirov

Bashkir state university, Ufa

Annotation: In this article speaks about the complex interpretation of geological-geochemical and geophysical researches. The main object of study is the UV1/1 Vasyugan formation productive reservoir. These studies were carried out in the central part of the Surgut oil and gas bearing area.

Key words: West Siberian petroleum basin, Surgut oil and gas bearing area, drill cuttings, geochemical methods, geophysical methods, Jurassic oil deposits, sandstone.

На сегодняшний день Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция остается лидирующей провинцией по добыче нефти и газа в России. Перспективной территорией для поисково-разведочных и эксплуатационных работ является Сургутский нефтегазоносный район, который приурочен к одноименному своду. В пределах Сургутского свода открыто около 600 залежей углеводородов, а разрабатываются всего 36 [1]. Большинство месторождений, такие как Тевлинско-Русскинское, Кочевское, Федоровское, Конитлорское, находятся на завершающих стадиях разработки; также есть перспективное Имилорское месторождение, которое вступило в эксплуатационную стадию в 2013 году. В нынешней ситуации на мировом нефтяном рынке экономически целесообразно добывать углеводородное сырье на территории с развитой инфраструктурой, в традиционных регионах нефтедобычи России. Юрские залежи имеют пониженную пористость и проницаемость и представлены главным образом литологически-экранированными залежами [2. С. 76–180].

При бурении нефтяных скважин различного назначения необходимо проводить геолого-геофизические исследования с целью уточнения глубины залегания кровли продуктивного пласта, мощности отложений, минералогического состава, характера насыщения и т. д.

Рассмотрим геолого-геофизические исследования, основным объектом которых является продуктивный пласт-коллектор ЮВ1/1, на примере одной из эксплуатационных скважин Сургутского нефтегазоносного района.

При интерпретации геологического разреза скважины необходимо учитывать всю имеющуюся информацию, включающую эталонно-прогнозную модель, геолого-технологический наряд по скважине, а также данные геофизических исследований по соседней скважине. Основным объектом исследования при построении геологического разреза являются шлам, керн [3].

В результате литолого-стратиграфического расчленения разреза скважины на глубине 3232 м по стволу скважины (абс. отм. 2775,4 м) вскрыта баженовская свита. Основная порода в пробе шлама — аргиллит битуминозный. По геофизическим данным зафиксировано резкое увеличение гамма-активности по методу ГК, а также увеличение удельной электрической проводимости. По результатам капиллярной вытяжки фильтровальная бумага приобрела оранжевый цвет, что может говорить о высоком содержании масел и асфальтенов. При последующем отборе проб выбуренной породы на глубине 3256,8 м (абс. отм. 2798,8 м) наблюдался аргиллит темно-серый с включениями глауконита, что говорит о пересечении георгиевской свиты. По результатам капиллярной вытяжки данный интервал имеет незначительное содержание масел и асфальтенов. При отборе проб бурового шлама на глубине 3261 м по стволу скважины (2803 м абс. отм.) произошло резкое увеличение процентного содержания песчаника в исследуемой пробе до 90 %. Песчаник кварцевый светло-серый, мелкозернистый, зерна кварца средней степени окатанности, средней плотности, средней крепости, на карбонатном цементе контакто-порового типа. При последующем отборе проб шлама наблюдались прослои известняка и алевро-глинистой породы (частое чередование прослоев алевролита и аргиллита). Капиллярная вытяжка приобрела желтый цвет, что говорит о повышенном содержании масел и асфальтенов. По результатам газового каротажа на глубине 3261 м зафиксировано увеличение суммарных газопоказаний с $\sum C_1 + \dots + C_5 = 0,23$ абс. % до $\sum C_1 + \dots + C_5 = 12,3$ абс. %. Также по результатам геофизических исследований на гл. 3261 м зафиксировано понижение гамма-активности по методу ГК и понижение кривой ПС. По полученным данным можно утверждать о пересечении кровли продуктивного пласта-коллектора ЮВ 1/1 на глубине 3261 м по стволу скважины (2803 м абс. отм.).

Результаты исследований могут быть использованы для последующих работ по разработке нефтенасыщенного пласта-коллектора ЮВ 1/1.

Список литературы

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Сост. и подготов. к изданию ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана. Ханты-Мансийск, 2004. 143 с.
2. 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.
3. Инструкция к проведению геолого-геохимических исследований ОАО «Когалымнефтегеофизика», 2013.

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩЕ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

В. Н. Бардачевский

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. Рассмотрены особенности строения ачимовской толщи Гыданского полуострова. Выделены перспективные зоны нефтегазонакопления для поиска литологических ловушек. Основные перспективы связываются с центральными и восточными районами Гыданского полуострова.

Ключевые слова: Гыданский полуостров, ачимовская толща, зона нефтегазонакопления, клиноформа, депоцентр.

FORECAST OF PROSPECTIVE OIL AND GAS ACCUMULATION ZONES IN ACHIMOV FORMATION OF THE GYDAN PENINSULA

V. N. Bardachevskiy

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. Considered the features of structure of the Achimov Formation of the Gydan Peninsula. Prospective oil and gas accumulation zones are identified for the search for lithological traps. The main prospect are connected with the central and eastern regions of the Gydan Peninsula.

Key words: Gydan Peninsula, Achimov Formation, oil and gas accumulation zones, cliniform, deponenter.

Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов и поиск связанных с ними залежей в настоящее время являются одними из главных направлений в развитии нефтегазовой геологии России. Перспективной территорией для поисков залежей подобного рода являются арктические регионы Западной Сибири, в том числе Гыданский полуостров, который характеризуется низкой изученностью бурением. Большинство крупных положительных структур в его пределах уже опойсковано. Нефтегазоносными являются юрско-меловые отложения, отличительная особенность которых — клиноформное строение нижнего мела, причиной которого послужило боковое заполнение относительно глубоководного бассейна в результате лавинной седиментации. Особый интерес представляет ачимовская толща, залегающая в основании мела. Она представлена песчано-алевритовыми пластами, являющимися линзами от-

носителем глубоководного генезиса, а большинство ловушек углеводородов литологического типа [1].

На Гыдане отложения ачимовской толщи вскрыли около 20 скважин, при этом большинство из них сосредоточено в пределах крупных месторождений, таких как Геофизическое, Тота-Яхинское, Утреннее и Гыданское. Почти все скважины, за исключением Гыданской 130, пробурены по периметру полуострова. В прилегающих к Гыдану районах изученность ачимовской толщи выше. Так, на сопредельной территории Ямальского полуострова выявлены залежи в ачимовских отложениях на Верхнетиутейском, Среднеямальском, Хамбате́йском и Новопортовском месторождениях, в западной части Енисей-Хатангского прогиба — на таких месторождениях, как Хабейское, Дерябинское, Пайяхское и Северо-Пайяхское. На севере Уренгойского района залежи нефти и газа открыты на Ямбургском месторождении (рис. 1). Большая часть скважин на Гыданском полуострове вскрыла заглинизированный разрез ачимовских отложений, и лишь в шести скважинах выделяются песчано-алевритовые пласты. Испытания этого интервала проводились только в двух скважинах — в Утренней 304 и Штормовой 122. В Утренней 304 получен приток пластовой воды дебитом 4,28 м³/сут, в Штормовой 122 получены незначительные притоки пластовой воды с растворенным в ней газом.

В пределах Гыданского полуострова в меловом периоде в результате существования двух источников сноса терригенного материала сформировались две системы клиноформ. Для первой системы клиноформ северо-западного падения источником сноса являлась Сибирская платформа. Вторая система клиноформ южного и западного падения формировалась за счет терригенного материала, сносимого с Таймырской суши [2]. Проградация клиноформного комплекса проходила от источников суши вглубь бассейна, в этом же направлении наблюдается омоложение линз ачимовской толщи.



Рис. 1. Обзорная карта

Для поиска ловушек литологического типа в отложениях ачимовской толщи выделяются два типа перспективных зон. Результаты нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири свидетельствуют о том, что повышенные эффективные толщины ачимовских песчаников и зоны с улучшенными коллекторскими свойствами приурочены к депоцентрам клиноформ, которые и являются первым типом [3, 4]. На территории Гыданского полуострова в отложениях клиновидных комплексов валанжин-готерива выделяются 13 депоцентров накопления осадочного материала. Наиболее крупные из них связаны с уренгойской, пимской и сеяхинской клиноформами и являются первоочередными объектами на поиск залежей углеводородов в ачимовских отложениях (рис. 2). В пределах депоцентров наиболее перспективными являются приподнятые в структурном отношении участки.

Второй тип зон связывается с региональным выклиниванием дистальных пластов ачимовской толщи в направлении Таймырской палеосуши. К этой зоне относится Дерябинское газоконденсатное месторождение, открытое на востоке Гыданского полуострова. Восточнее в пределах зоны выявлена залежь газа на Хабейском месторождении.

Основные перспективы на поиск зон нефтегазонакопления в отложениях ачимовской толщи связываются с центральными и восточными районами Гыданского полуострова.

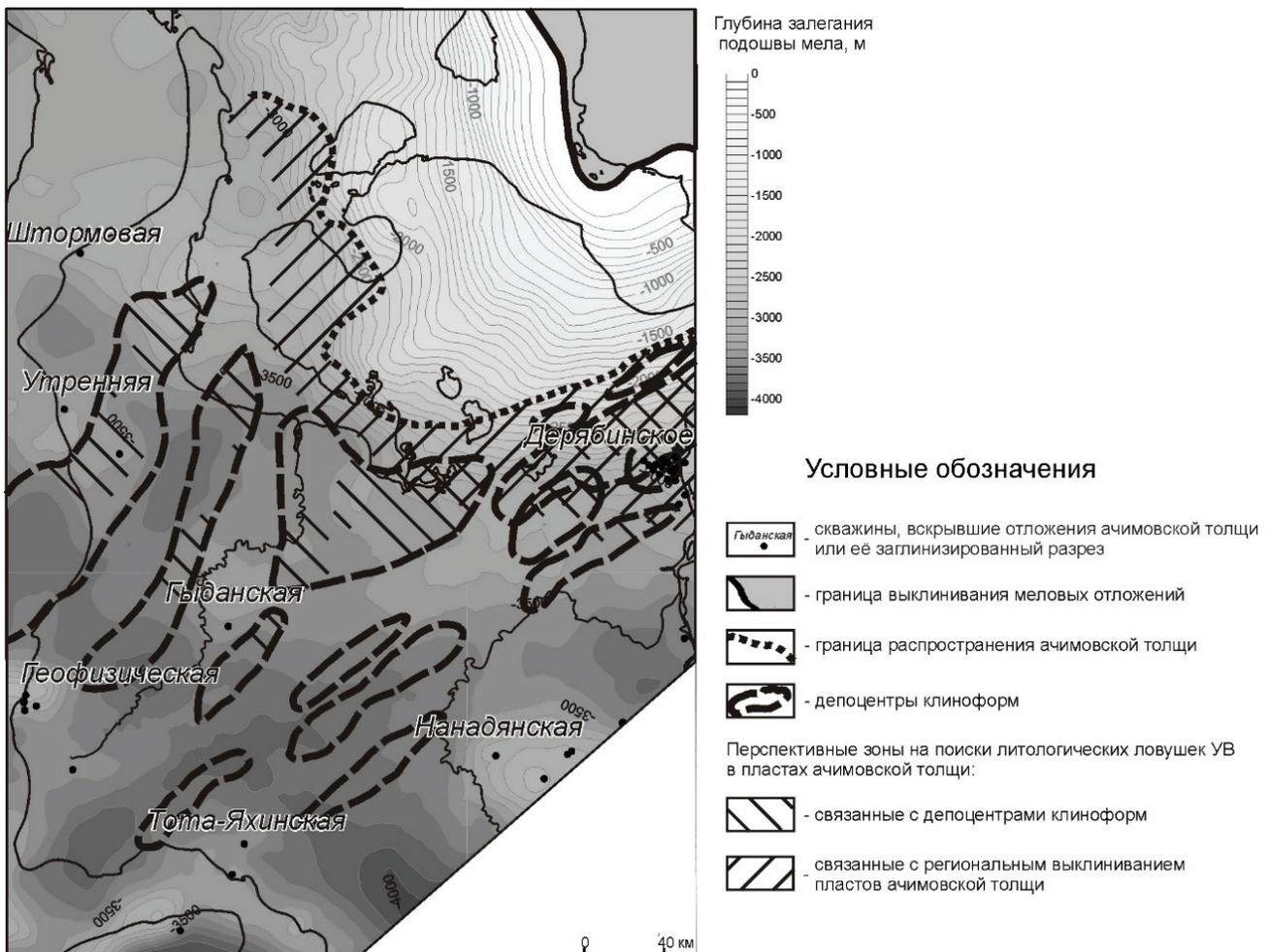


Рис. 2. Карта перспективных зон нефтегазонакопления в отложениях ачимовской толщи Гыданского полуострова

Список литературы

1. Ершов С. В., Бардачевский В. Н., Шестакова Н. И. Особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 11. С. 1870–1882.
2. Бардачевский В. Н., Шестакова Н. И., Ершов С. В. Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2018. Т. 13. № 4. 21 с. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html.
3. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 247 с.
4. Петрова Н. В., Ершов С. В., Карташова А. К., Шестакова Н. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 41–50.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М. В. Букатов, Т. М. Салихов, С. А. Погребнюк, Р. Р. Газалиев

«Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург

Аннотация. Представлено комплексное изучение ачимовских отложений. Ачимовские отложения становятся наиболее перспективными областями, на которые следует обратить внимание в связи с замедлением добычи, вызванным высоким истощением запасов в регионе. Ачимовские горизонты представляют собой глубоководные песчаные и глинистые толщи, в основном турбидиты, связанные с фондоформной частью неокомских клиноциклитов. Отложения характеризуются сложной геологической структурой горизонтов, их вертикальной и боковой неоднородностью, низкой проницаемостью и высокой водонасыщенностью.

Ключевые слова: Западная Сибирь, ачимовские отложения, региональная геология, оценка неопределенностей, вероятностная оценка.

CONCEPTUAL GEOLOGICAL MODEL OF THE ACHIMOV UNIT OF THE CENTRAL PART OF WESTERN SIBERIA

M. Bukatov, T. Salikhov, S. Pogrebnyuk, R. Gazaliev

«Gazpromneft-NTC», Saint-Petersburg

Abstract. The complex research of Achimov formations is presented. They become one of the most perspective areas to focus on due to production slowdown caused by high reserves depletion in the region. The Achimov horizons are deep-water sandy and clay strata, mostly turbidites, associated with the fondoform part of the Neocomian cyclic wedges. The deposits are characterized by complicated geological architecture of the horizons, their vertical and lateral heterogeneity, low permeability and high water saturation.

Key words: Western Siberia, Achimov sediments, regional geology, uncertainty analysis, probabilistic assessment.

Геологическая модель охватывала 20 лицензионных участков «Газпром нефти» площадью 15,5 тыс. км². Было идентифицировано 10 зональных циклитов валанжинского возраста, которые ограничены тремя региональными клиноциклами (BS8-9, BS10, BS11-13) в пределах области исследования (рис. 1).

В берриасе — валанжине Западно-Сибирский морской бассейн представлял собой некомпенсированную впадину, в течение длительного времени постепенно заполняющуюся с юго-востока обломочным материалом [1]. Ачимовские песчано-алевритовые тела формировались у подножия склона; они являются возрастными аналогами шельфовых пластов. Клиноформное строение неокома объясняется эвстатическими колебаниями уровня моря. Ана-

лиз палеоповерхностей осадконакопления позволяет оконтурить бровку шельфа и подножье склона и выделить крупные фациальные области — шельфовую террасу, глубоководный склон и подводную равнину [2] (рис. 2).

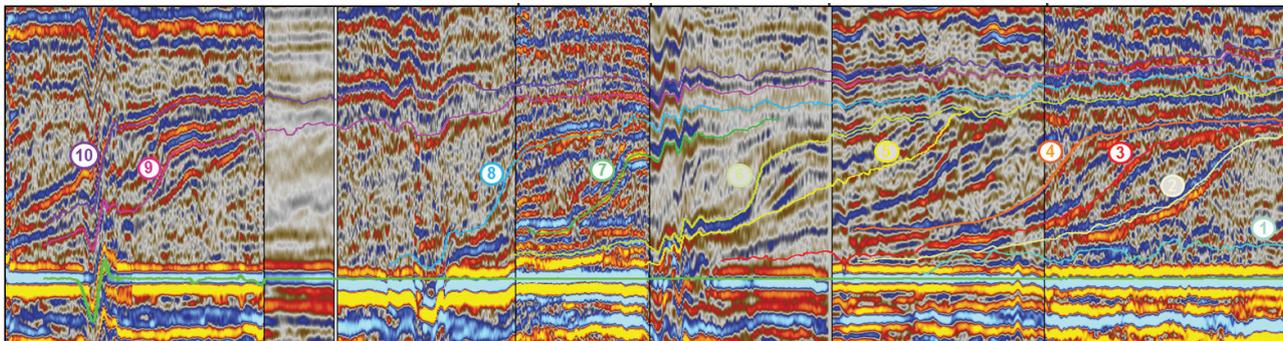


Рис. 1. Временной сейсмический разрез вдоль изучаемого региона

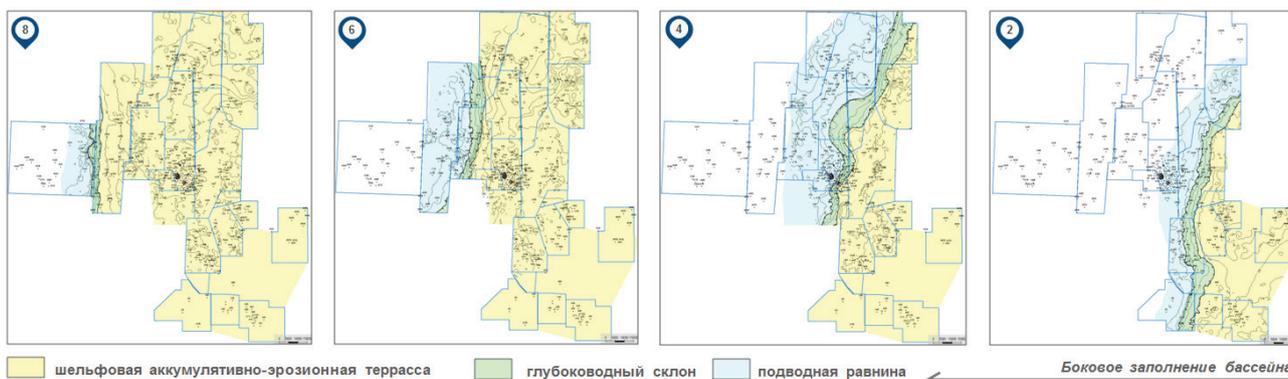


Рис. 2. Карты временной мощности между циклитами и баженовской свитой

В интервале каждого пласта в зависимости от общей мощности рассчитано от 50 до 120 сейсмических атрибутов в различных «окнах» с шагом 5 мс (в сумме более 3000). Динамический анализ позволяет идентифицировать сейсмические атрибуты с наилучшей корреляционной зависимостью с эффективными толщинами, отражающими структуру ачимовской свиты, очерчивать границы элементов глубоководной системы, количественно определять распределение резервуаров. Кроме того, более 3000 карт спектрального разложения (RGB) были рассчитаны для каждого отражающего горизонта вверх и вниз за 60 мс с шагом 2 мс и от вершины баженовской свиты до 200 мс с аналогичным шагом. На карте RGB-смешивания отчетливо выделяются склон, система подводящих и распределительных каналов, направления сноса осадочного материала — конусы выноса (рис. 3).

Седиментационные турбидиты представляют собой лопастевидной формы наносы, сформированные в устье подводящих каналов в понижениях рельефа подводной равнины. Песчаные отложения ачимовской толщи закартированы практически повсеместно на территории работ. Около 90 % закартированных на территории исследования объектов представлены конусами выноса, которые представляют наибольший интерес для разработки (рис. 4).

2D-вероятностная оценка была выполнена для всех объектов. Согласно статистике, в случае отсутствия скважин коэффициент заполнения ловушки варьировался от 10 до 100 %. Граница

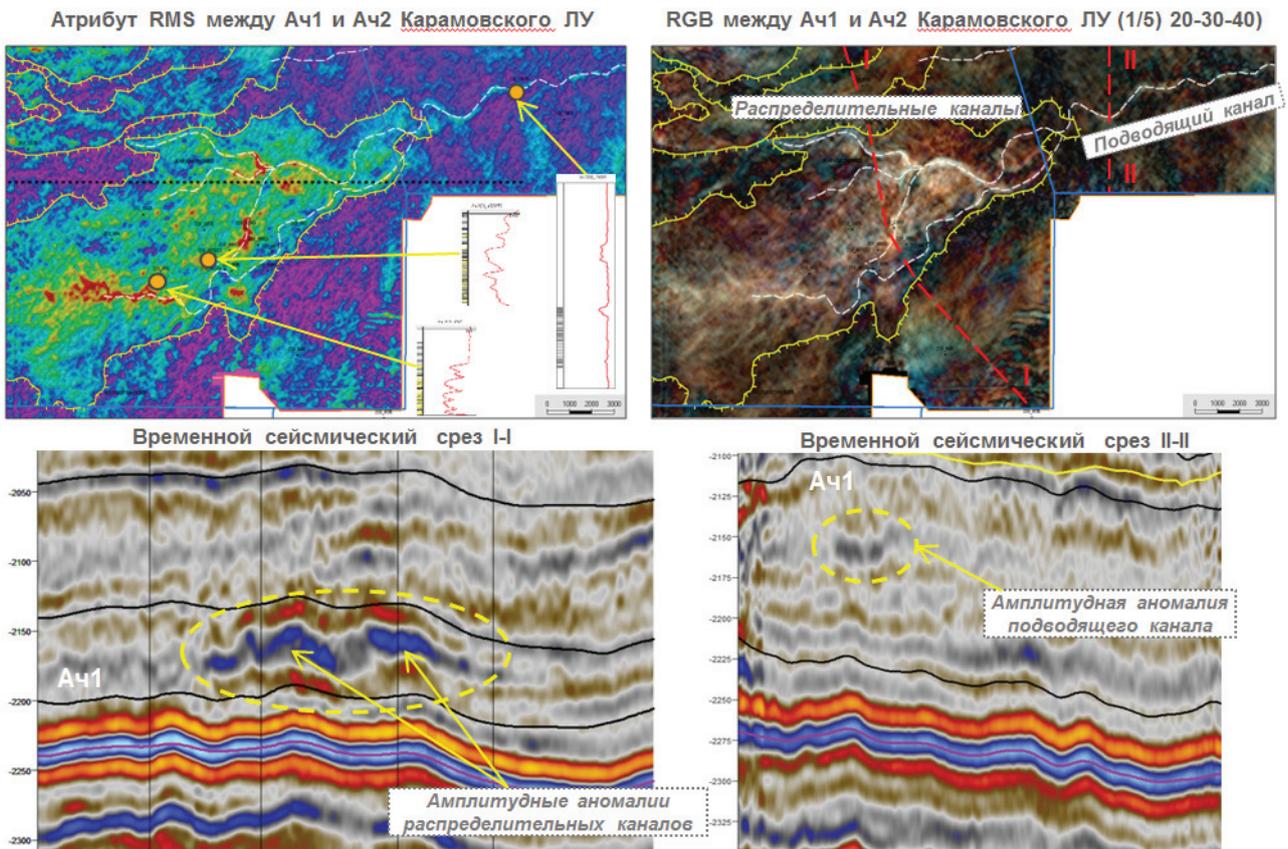


Рис. 3. Картирование конусов выноса, подводящих и распределительных каналов

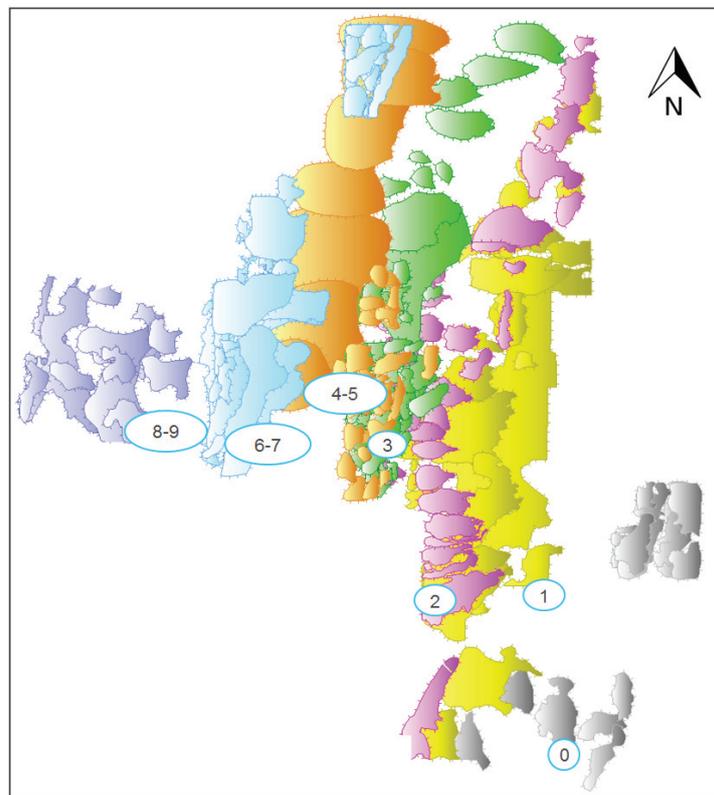


Рис. 4. Распределение ачимовских тел

распределения песка варьировалась в соответствии с данными сейсмических атрибутов, картами RGB и изохорами (для сеймики 2D). В случае высокой корреляции между сейсмическим атрибутом и эффективными толщинами в скважинах базовая карта эффективных толщин и карта отклонения прогноза были взяты из данных атрибута. В случае отсутствия корреляции карта толщины основания и карта отклонения были взяты на основе статистики по этому циклиту (рис. 5).

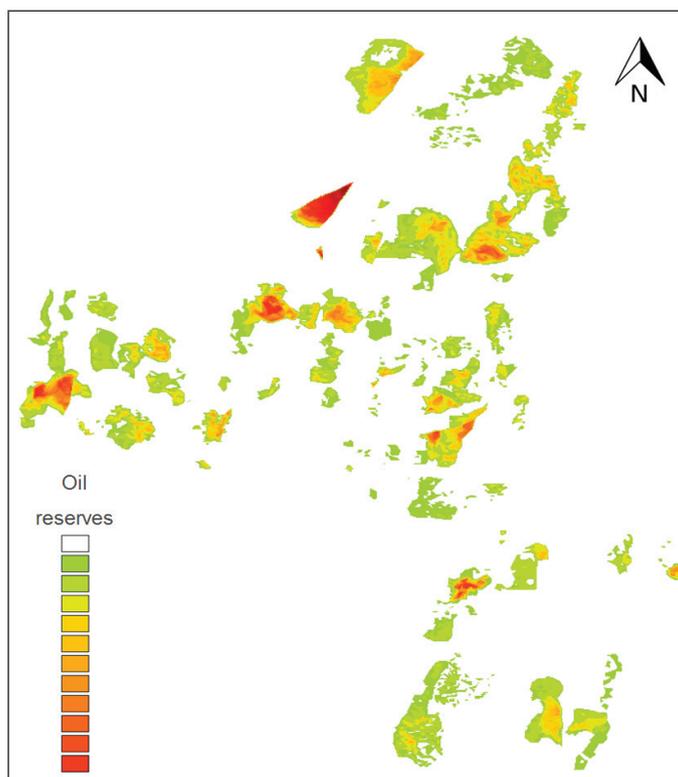


Рис. 5. Карта запасов нефти

Список литературы

1. Наумов А. Л., Онищук Т. М., Дядюк Н. П. О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1979. № 8. С. 15–20.
2. Гурари Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 141 с.

ГЕОХИМИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО И ЗАПАДНО-ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. И. Бурухина

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А. А. Трофимука, г. Новосибирск*

Аннотация. Представлены результаты изучения распределения ароматических УВ в составе нефтей и конденсатов юрских и меловых залежей Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений Ямальской нефтегазоносной области. Исследования показали, что можно выделить две группы проб, генерированных по крайней мере из двух источников, отличающихся вкладом террагенной и аквагенной органики, а также окислительно-восстановительными условиями накопления органического вещества.

Ключевые слова: ароматические УВ, нефти, конденсаты, геохимия, Ямальская нефтегазоносная область.

GEOCHEMISTRY OF AROMATIC HYDROCARBONS OF THE YZHNO-TAMBEYSKOYE AND ZAPADNO-TAMBEYSKOYE FIELDS

A. Burukhina

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. The article presents the results of researches the distribution of aromatic hydrocarbons in oils and condensates of the Jurassic and Cretaceous deposits of the Yzhno-Tambeyskoye and Zapadno-Tambeyskoye fields of the Yamal oil and gas region. Inspection showed that there are two groups of samples generated at least from two different sources, which differ in the contribution of terragenic and aquatic substances and redox conditions of organic matter accumulation.

Key words: aromatic hydrocarbons, oils, condensates, geochemistry, Yamal oil and gas region.

Объектами исследования являются нефти (4 пробы) и конденсаты (8 проб) из юрских (вымская свита) и меловых (марресалинская, танопчинская и ахская свиты) залежей Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений (полуостров Ямал). Пробы отобраны на устьях поисковых и разведочных скважин с диапазона глубин от 1584,5 до 3742,8 м. Задача исследования — на основании информации о распределении ароматических УВ в составе нефтей и конденсатов провести их генетическую типизацию. Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования представлений о нефтегазообразовании в мезозойских отложениях этого региона.

Хромато-масс-спектрометрический анализ полученной при адсорбционном хроматографировании нафтено-ароматической фракции, проводился в режиме MID-записи характерных осколочных ионов изучаемых ароматических соединений по m/z 178, 192, 206, 220 для фе-

нантрена (Ф) и его моно-, ди-, триметилзамещенных производных; m/z 184, 198, 212, 226 для дибензтеофена (ДБТ) и его метилпроизводных; m/z 253 и 231 для моно- (МАС) и триароматических стеранов (ТАС). Идентификация соединений осуществлялась по времени удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с типовыми.

Анализ полученных результатов показал, что вся изученная коллекция может быть разбита на две совокупности по содержанию в их составе различных групп ароматических УВ (рис. 1, а). К первой группе относятся конденсаты и нефти из отложений вымской, ахской и таноппинской свит Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений. Для них характерно преобладание фенантронов среди идентифицированных в составе ароматической фракции УВ (77,0–96,8 % на сумму аренов). Такие относительно высокие концентрации фенантронов обычно рассматривают как признак террагенного генезиса исходного ОВ [1, 2]. Эти пробы одновременно характеризуются низкими концентрациями моно- и триароматических стероидов: 0,1–8,9 и 0,2–11,4 % соответственно. Ко второй группе (рис. 1, б) относятся три конденсата из залежей марресалинской свиты Южно-Тамбейского месторождения, которые, напротив, характеризуются относительно более низкими концентрациями фенантронов (39,0–64,0 %) и сравнительно более высоким содержанием моно- и триароматических стероидов (17,8–28 и 11,1–28,1 % соответственно), что может указывать на значительный вклад аквагенного ОВ [1, 2]. Концентрации дибензтиофенов в изученной фракции всех нефтей и конденсатов коллекции невелики и варьируют в диапазоне от 2,2 до 10,8 %.

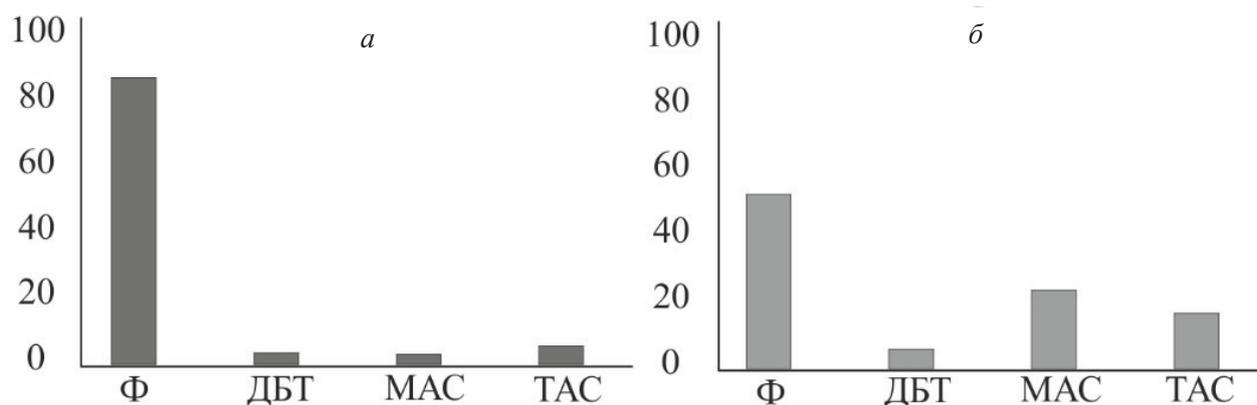


Рис. 1. Распределение ароматических УВ в составе исследованных проб (в % на сумму аренов):
 а — нефти и конденсаты таноппинской, ахской свит, конденсат вымской свиты;
 б — конденсаты марресалинской свиты

При совместной интерпретации данных по распределению фенантроновых, дибензтиофеновых, триароматических и моноароматических стероидов и изопреноидных УВ можно выделить две группы проб. К первой группе относятся три конденсата марресалинской свиты, конденсат вымской свиты и конденсат таноппинской свиты Южно-Тамбейского месторождения с низкими значениями отношений пристан / фитан, Ф / ДБТ, ТАС / МАС (рис. 2), что соответствует низкой окисленности исходного преимущественно аквагенного ОВ [3, 4, 5, 6]. Ко второй группе относятся нефти и конденсаты ахской и таноппинской свит Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений, для которых характерна более высокая окисленность и преимущественно террагенный генезис исходного ОВ (рис. 2).

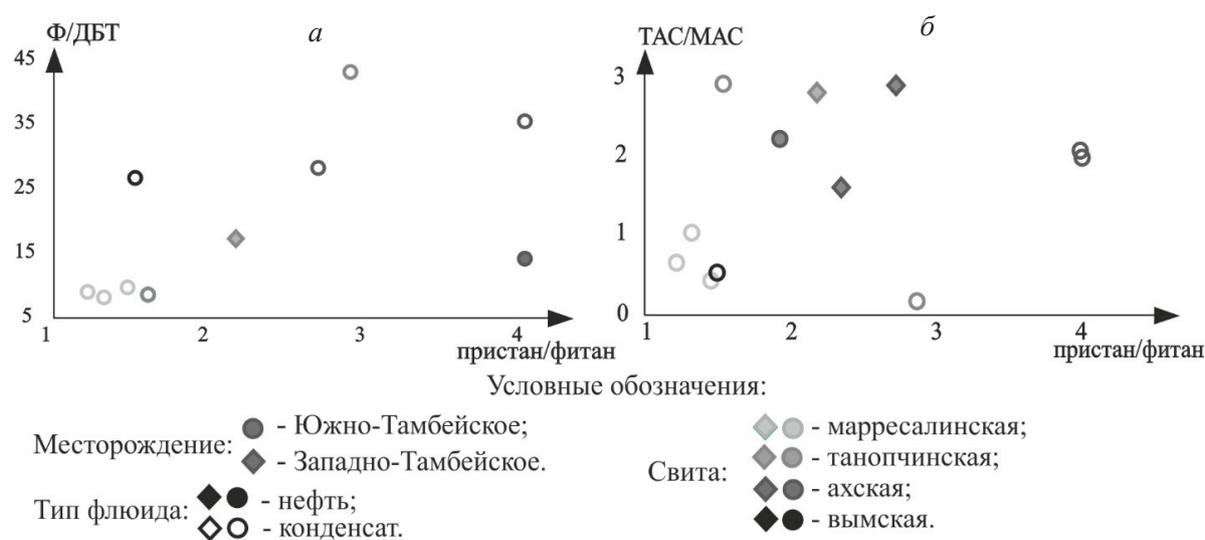


Рис. 2. Распределение ароматических и изопреноидных УВ в ароматической фракции исследованных нефтей и конденсатов

Показатели зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных ароматических УВ: дибензтиофеновый индекс (ДБТИ), фенантреновый индекс (ФИ), соотношение между триароматическими стероидами (ТАСИ), соотношение между метилфенантренами (R_0 (MPI 1)), имеют незначительный разброс значений и соответствуют характеристикам ОВ главной зоны нефтеобразования [1, 2, 7].

Таким образом, пробы исследованной коллекции нефтей и конденсатов Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений по различиям в распределении ароматических УВ можно разделить на две генетические группы: образованные за счет смешанного РОВ 1) преимущественно террагенного генотипа; 2) со значительной долей акагенных составляющих.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензтиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 873–883.
2. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. Second Edition. New York: Cambridge University Press, 2005. Vol. 2. 1155 p.
3. Галимов Э. М., Кодина Л. А. Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна Мирового океана. М.: Наука, 1982. 288 с.
4. Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
5. Hunt I. M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter // Organic Geochemistry. 1996. Vol. 17. P. 673–680.
6. Lijmbach G. On the origin of petroleum // Proceedings of the 9th world petroleum congress: applied science publishers. London, 1975. Vol. 2. P. 357–369.
7. Конторович А. Э., Бабина Н. М., Богородская Л. И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1967. 223 с.

ОЦЕНКА ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЙ АЗИМУТАЛЬНОЙ НАПРАВЛЕННОСТИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ДОЮРСКОГО ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А. А. Волкова

Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. Рассматривается мультидисциплинарный подход к анализу зон трещиноватости доюрских отложений Западной Сибири на примере одного из месторождений Нюрольского прогиба. Показано, что результаты специального анализа сейсмических атрибутов для численной оценки преимущественной азимутальной направленности трещиноватости согласуются с результатами интерпретации замеров пластового микросканера, а также подтверждаются на полноразмерных образцах керна скважин, ориентированных палеомагнитными методами.

Ключевые слова: доюрские отложения, палеозой, трещиноватость, анализ сейсмических атрибутов, скважинный пластовый микросканер, ориентированный керн.

ASSESSMENT OF THE PREFERRING AZIMUTAL DIRECTION OF THE NATURAL FRACTURES OF THE WESTERN SIBERIA CARBONATE PRE-JURASSIC BASEMENT

A. Volkova

Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. The paper considers a multidisciplinary approach to the analysis of natural fractured zones of pre-Jurassic sediments in Western Siberia using the example of one of the fields of the Nyurolsky syncline. It is shown that the results of a special analysis of seismic attributes for the numerical evaluation of the preferential azimuthal orientation of natural fracturing are consistent with the results of interpretation of measurements of the formation microimager, and also confirmed on full-sized core samples oriented by paleomagnetic methods.

Key words: pre-Jurassic deposits, Palaeozoic, natural fracturing, seismic attribute analysis, formation microimager, oriented core.

Продуктивные отложения Нюрольской структурно-фациальной зоны приурочены к доюрскому комплексу отложений фундамента и представляют собой породы различного вещественного состава, характеризующиеся высокой степенью неоднородности вследствие активного тектонического режима при их формировании. Специфическими особенностями верхней части доюрских отложений являются крутые (до 60–80°) углы падения пластов [1, 2] и присутствие трещиноватости.

Именно в зонах повышенной трещиноватости сконцентрированы основные запасы углеводородов рассматриваемого месторождения. Для выделения зон повышенной трещиноватости существует достаточное количество методов, наиболее объективными из которых являются сейсмические, так как они содержат информацию о межскважинном пространстве, что

является значимым условием при разведке доюрских отложений. Из сейсмических методов наиболее применим атрибутный анализ [3].

Следует отметить, что доюрские отложения являются глубокозалегающими и экономическая ценность одной скважины, особенно горизонтальной, возрастает. Вследствие этого возникает необходимость оценки преимущественной направленности трещиноватости в межскважинном пространстве — в первую очередь для снижения рисков бурения. Для максимизации притока углеводородов к скважине в условиях трещиноватости оптимальным направлением горизонтального ствола будет биссектриса основных направлений фильтрующих трещин.

Для решения данной проблемы предлагается метод специального сейсмического атрибутного анализа [4, 5], который представляет собой построение азимутальных роз-диаграмм направленности линейных элементов, выделенных на сейсмических атрибутах и ассоциируемых с линейными зонами трещиноватости.

На доюрских отложениях месторождения Нюрольской структурно-фациальной зоны был проведен специальный анализ сейсмических атрибутов, из которых атрибут Ant-Tracking, посчитанный специальным образом (с настройками, подчеркивающими особенности отложений доюрского комплекса), показал наиболее кондиционные результаты.

Для верификации полученных сейсмическими методами результатов был проведен более детальный анализ области одной из скважин, в которой имелся результат интерпретации пластового электрического микросканера. При микросканерном исследовании выделяются как особенности напластования и геомеханические характеристики, так и основные параметры трещиноватости околоскважинного пространства, такие как густота трещин, азимуты и углы падения проводящих, частично-проводящих и непроводящих трещин. Результат (в виде розы-диаграммы) азимутальной направленности трещиноватости подтвердил высокую сходимость сейсмических данных со скважинными, несмотря на то, что радиус исследования сейсмических методов значительно больше в силу разрешающей способности [6].

Помимо пластового электрического микросканера в соседней скважине коллегами проводился анализ фоторазверток полноразмерных образцов керна скважины палеомагнитными методами [7]. Ориентирование керна палеомагнитными методами позволяет снизить азимутальную неопределенность, так как не зависит от прокручивания керна в тубе. По фоторазверткам были также построены розы-диаграммы азимутальной направленности трещиноватости.

При сопоставлении результатов специального сейсмического атрибутного анализа, результатов интерпретации пластового электрического микросканера и результатов изучения трещиноватости керна скважины палеомагнитными методами (см. рисунок) наблюдаются схожие результаты преимущественной азимутальной направленности трещиноватости.

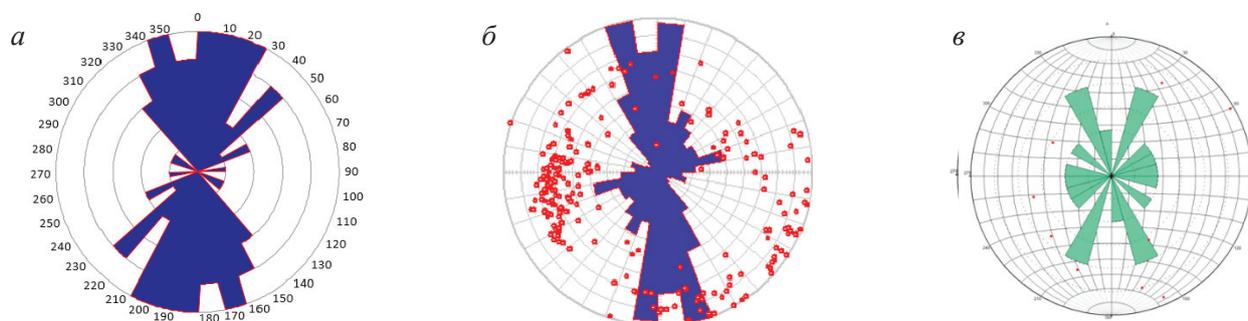


Рис. 1. Розы-диаграммы азимутальной направленности трещиноватости, созданные тремя различными методами: *а* — специальный анализ сейсмических атрибутов; *б* — электрический пластовый микросканер; *в* — ориентированный керн палеомагнитными методами (точками показаны углы падения)

В заключение следует отметить, что в работе предложен новый комплексный подход для оценки преимущественных направлений трещиноватости в коллекторах доюрского комплекса фундамента Нюрольского структурно-фациального района, базирующийся на трех независимых источниках, включающих в себя геофизические исследования скважин, анализ кернa и сейсморазведку, что открывает дополнительные возможности по уточнению геологического строения верхней части доюрских отложений на территории Западной Сибири.

Список литературы

1. Исаев Г. Д. Фациальные модели девона Нюрольской зоны и основные критерии районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. 2011. № 6. С. 27–37.
2. Ежова А. В., Меркулов В. П., Чеканцев В. А. Геологическая модель строения палеозойского фундамента Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область) // Горный журнал. Томск, 2012. Специальный выпуск. С. 35–38.
3. Chopra S., Marfurt K. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization // Geophysical Developments. Tulsa: SEG, 2007. № 11. 464 p.
4. Aare V., Astratti D., Dayyini T., Mahmoud S., Clark A., Stellas M., Stringer J., Toelle B., Vejbaek O., White G. Seismic detection of subtle faults and fractures // Oilfield review. 2012. Vol. 24. № 2. P. 28–43.
5. Godfrey R., Bachrach R. Seismic guided fracture characterization // CSEG Recorder. 2008. P. 30–36.
6. Волкова А. А., Меркулов В. П. Информативность 3D-сейсморазведки при оценке перспектив нефтегазоносности отложений Палеозойского фундамента Западной Сибири // 8-ая международн. геолого-геофизическая конф. и выставка «Санкт-Петербург 2018» EAGE (8–12 апреля 2018 г.): тезисы докладов. СПб., 2018. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91397>.
7. Бурдаков Д. А., Меркулов В. П. Определение ориентации трещиноватости и слоистости для оптимального заложения скважин в палеозойском карбонатном коллекторе // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири. Научно-практическ. конф. (18–19 апреля 2011 г.): тезисы докладов. Томск, 2011. С. 40–41.

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЧЕУСКИНСКОГО КЛИНОЦИКЛИТА НА ПРИМЕРЕ УМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р. И. Галеев

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Аннотация. Неокомские продуктивные пласты Умкинское месторождения относятся к чеускинскому клиноциклиту. Его формирование является результатом регрессивно-трансгрессивного цикла. Залежи нефти приурочены к отложениям двух фациальных комплексов — мелководноморскому (шельфовому) и глубоководному (дистальному). Особенности литологического строения определяют коллекторские свойства пластов.

Ключевые слова: клиноформа, клиноциклит, неоком, седиментационный бассейн, шельф, ачимовская толща.

FACIES ANALYSIS OF FORMATION CONDITIONS OF THE CHEUSKINO CLINIFORM UMKINSKOE FIELD

R. Galeev

Bashkir state university, Ufa

Annotation. The Neocomian productive layers of the Umkinskoe field belong to the Cheuskino cliniform. Its formation is the result of a regressive-transgressive cycle. Oil deposits are concentrated to deposits of two facies complexes — shallow water (shelf) and deepwater (distal). Features of the lithological structure determine reservoir properties of the layers.

Key words: Cliniform, Neocomian deposits, sedimentary basin, shelf, Achimov layers.

Умкинское нефтяное месторождение относится к Сургутскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области. Является многопластовым, по характеру насыщения выявлены только нефтяные залежи. Основной продуктивный пласт БС8 относится к отложениям нижнего мела. К ним же относятся ачимовские залежи, обладающие большими перспективами для разработки.

Согласно клиноформной модели отложений неокома Западной Сибири, которую предложил А. Л. Наумов в 1977 году [3], изохронные седиментационные поверхности в неокомских отложениях погружаются к баженовской свите в направлении от обрамления к центру седиментационного бассейна, определяя омоложение шельфовых пластов в западном направлении. Одновозрастные отложения имеют резкую фациальную дифференциацию и представлены (восточная часть бассейна) вблизи источников сноса континентальными, далее прибрежно-морскими и мелководно-морскими, а вблизи центра бассейна глубоководно-морскими фациями. Каждая клиноформа представляет собой результат единичного цикла морского осадконакопления, начинающегося с регрессии и заканчивающегося транс-

грессией. Процесс повторялся многократно, смещаясь по мере накопления берега бассейна с востока на запад.

Такая модель строения клиноформы (рис. 1) является наиболее логичной и подтверждается многолетней практикой геологоразведочных работ.

На территории Широкого Приобья выявлены различные неокомские продуктивные комплексы клиноформного строения, имеющие меридиональное простирание: покачевский, чеускинский, сармановский, пимский, быстринский и другие. В основании каждого комплекса залегает одноименная глинистая пачка.

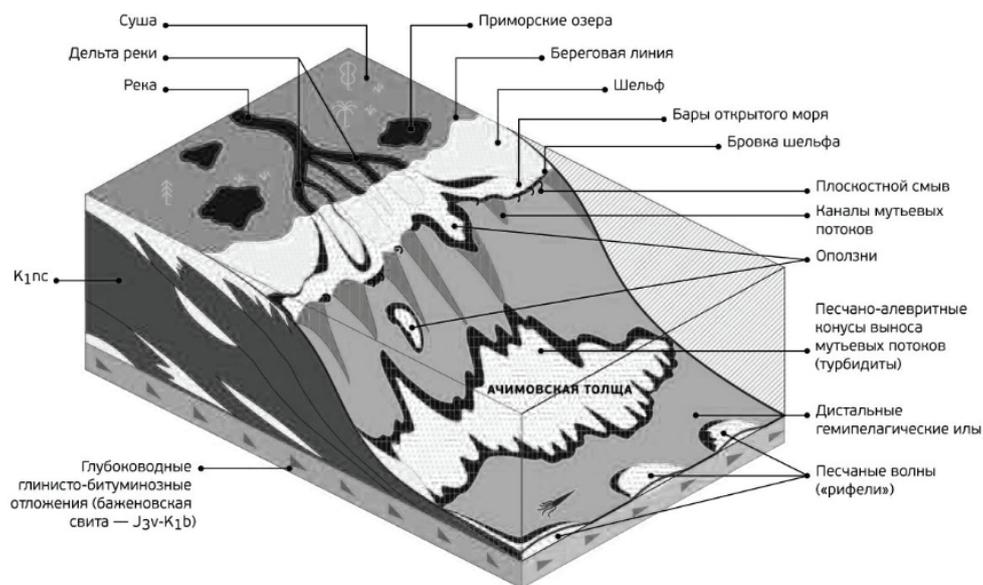


Рис. 1. Модель формирования клиноформы отложений неокома [1]

Продуктивные пласты неокома Умкинского месторождения относятся к чеускиному субрегиональному клиноциклиту, который обособляется в объеме верхней части и самых низов верхнего валанжина. Он начинается пачкой глин, в средней части сложен преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней — ритмичным переслаиванием алевролитовых и глинистых пластов. Такое строение дает основание считать клиноформу отложениями регрессивно-трансгрессивного цикла [2].

В составе чеускинского клиноциклита достаточно четко прослеживаются три зональных циклита (рис. 2) с явно выраженной тенденцией увеличения песчаности (судя по мощностям песчаников и амплитуде ПС) от нижнего к верхнему.

Валанжинские отложения неокома, ограниченные в кровле отражающим горизонтом пласта БС8, а в подошве — отражающим горизонтом Б, соответствующим баженовской свите, имеют ярко выраженное клиноформное строение. Залежи нефти концентрируются в породах, относящихся к двум фациальным комплексам — мелководноморском (шельфовом) и глубоководном (дистальном), ачимовском.

Песчаные тела сортымской свиты приурочены к площадным отложениям лопастей глубоководных конусов выноса и каналов транспортировки, которые имеют локальное распространение в области палеосклона. Формирование ачимовской толщи сопровождалось частой сменой циклов трансгрессии и регрессии моря, что привело к проградационному накоплению песчаных отложений в направлении с юго-востока на северо-запад.

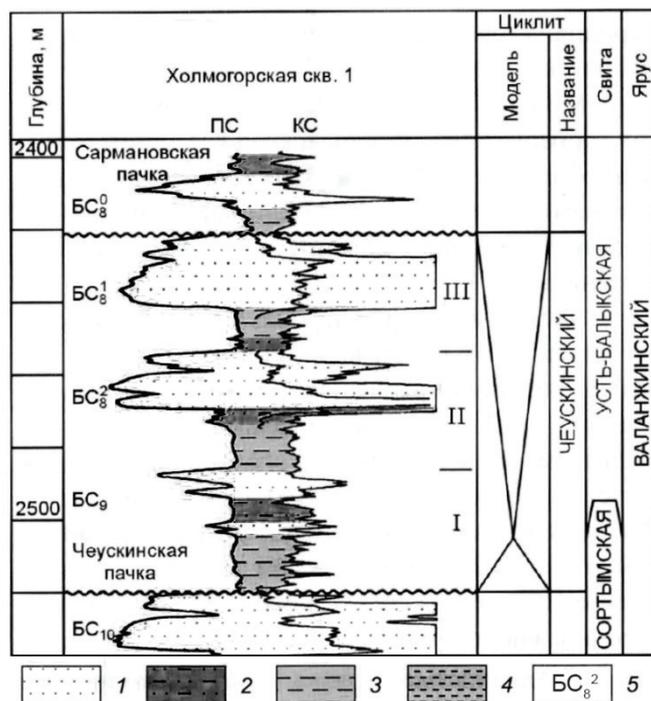


Рис. 2. Электрометрический образ чеускинского субрегионального циклита.
Отложения: 1 — песчано-алевритовые; 2 — алевритовые; 3 — глинистые; 4 — битуминозные; 5 — индекс продуктивного пласта [4]

Залежи нефти в ачимовских пластах заключены в литологически-экранированных ловушках. Строение резервуаров линзовидное, пласты сложены переслаиванием песчаного и глинистого материала. Это обуславливает низкую проницаемость коллекторов. Отдаление от шельфовых областей сноса песчаного материала в северном и западном направлениях приводит к изменению литологической составляющей, в результате чего ухудшаются коллекторские свойства. Поэтому запасы, сосредоточенные в ачимовских толщах, относятся к трудноизвлекаемым.

Выше по разрезу залегают субгоризонтальные отложения усть-балыкской свиты, включающие в себя песчано-алевритовые пласты BC10, BC9 и BC8, которые формировались в условиях прибрежно-морского осадконакопления в период регрессивной стадии. Наиболее перспективным объектом является пласт BC8, который характеризуется выдержанными по площади и по разрезу коллекторами, хорошей прогнозной способностью и улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Список литературы

1. Калинин В. Н. Ачимовский резерв // Сибирская нефть. 2012. № 8/95. С. 52–56.
2. Леворсен А. Геология нефти и газа / Пер. с англ. М.: Мир, 1970. 693 с.
3. Наумов А. Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. С. 38–47.
4. Карогодин Ю. Н., Казаненков В. А., Рыльков С. А., Ершов С. В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход). Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. 200 с.

**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ АРГУМЕНТЫ ГИПОТЕЗЫ
«БАЖЕНОВСКОГО ИСТОЧНИКА» ДОЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

М. Ф. Галиева, Д. С. Крутенко

Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. Приведен обзор существующих гипотез «источника» доюрских залежей. Сформулированы аргументы в пользу гипотезы «баженовского источника» залежей УВ в доюрских отложениях. Оценка правомерности гипотезы выполнялась на площади Останинских месторождений Томской области.

Ключевые слова: «баженовский источник», доюрские залежи, Останинские месторождения.

**GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL EVIDENCES FAVOURING THE HYPOTHESIS
«BAZHENOVO SOURCE OF ORIGIN» OF PRE-JURASSIC OIL DEPOSITS OF
OSTANINO GROUP OF FIELDS (TOMSK REGION)**

M. F. Galieva, D. S. Krutenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. The review of existing hypothesises of «source of origin» of pre-Jurassic oil deposits is provided. Evidences favouring the hypothesis «Bazhenovo source of origin» of hydrocarbon deposits in pre-Jurassic sediments are formulated. Acceptability appraisal of the hypothesis was performed on the territory of Ostanino group of fields in Tomsk region.

Key words: «Bazhenovo source of origin», pre-Jurassic deposits, Ostanino group of fields.

Введение

Задача изучения и освоения трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) УВ вытекает из современных экономических и геополитических условий [1]. К ТриЗ, в частности, относятся залежи в породах доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. Здесь главным поисковым признаком становятся «зоны разуплотнения» в палеозое [2], отождествляемые с вероятным нефтегазонакоплением в зонах развития трещиноватости и гидротермальной проработки. Неоднозначность «источника» доюрских залежей представляет собой немалую сложность при прогнозировании и является предметом дискуссий в работах многих исследователей.

Гипотезы «источника» доюрских залежей

По мнению сторонников гипотезы о «глубинной (мантийной) нефти», нефть не имеет отношения к органическому веществу и подчинена напорному внедрению по зонам проницаемых глубинных разломов. В настоящее время осуществляется разработка доказательной базы в пользу этой концепции. Возможность гипотезы «девонского источника» формирования за-

лежей далеко не всегда согласуется с базой данных катагенеза палеозойских отложений ИНГГ СО РАН. Измерения ОСВ свидетельствуют о наличии в карбоне и девоне палеотемператур, достигающих 200–250 °С и много более. Концепция «юрского источника» [2] предполагает основным источником УВ для залежей доюрского комплекса юрские материнские толщи. Данная концепция предполагает два источника: «тогурский» и «баженовский» — миграция из тогурской и баженовской свит соответственно.

Цель исследования — оценить правомерность гипотезы «баженовского» источника доюрских залежей нефти на примере Останинской группы месторождений (рис. 1).

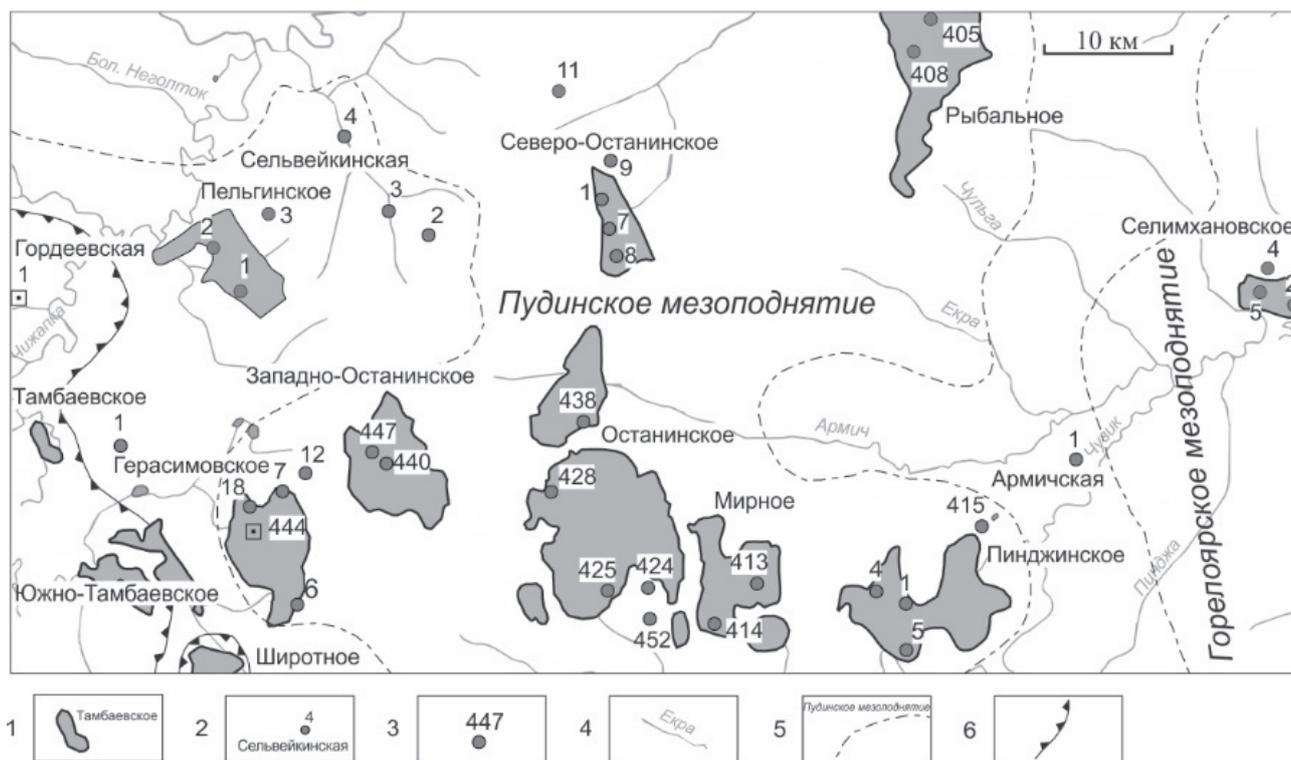


Рис. 1. Обзорная схема Останинской группы нефтегазовых месторождений Томской области: 1 — контур месторождения УВ; 2 — площадь бурения; 3 — скважина палеотемпературного моделирования; 4 — речная сеть; 5 — тектонические структуры II порядка; 6 — граница тогурской свиты

Далее используются данные об очагах генерации нефти, полученные методом одномерного бассейнового (палеотемпературного) моделирования [2].

В пользу гипотезы «баженовского» источника свидетельствуют следующие аргументы. **Первый аргумент** — корреляция сокращения мощности юрских отложений и месторождений в палеозое. На рис. 2 область сокращения мощности юрских отложений совпадает с расположением месторождений УВ. **Второй аргумент** — положительная корреляция «горячих» палеоочагов и «работающих» (современных) очагов генерации баженовской нефти [3] и залежей в палеозое (рис. 3, а и б). Примечательно, что области корреляции по обоим аргументам соотносятся с расположением Останинского и Северо-Останинского месторождений, где получены промышленные притоки из палеозоя.

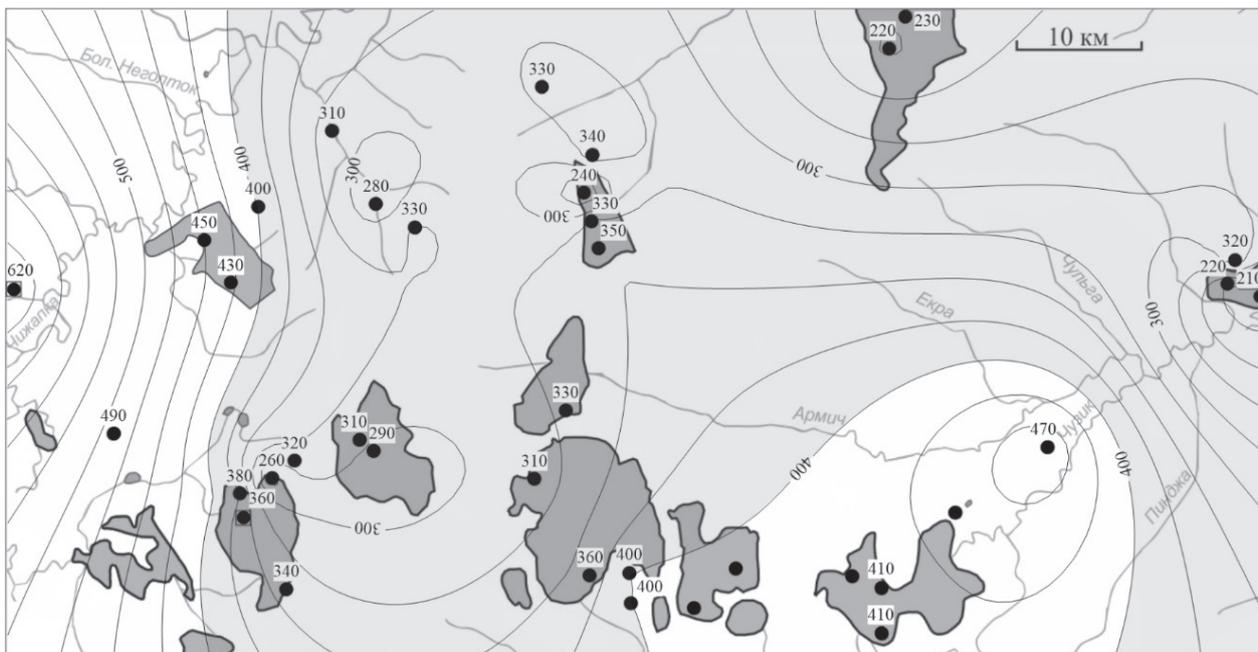


Рис. 2. Карта мощностей юрских отложений

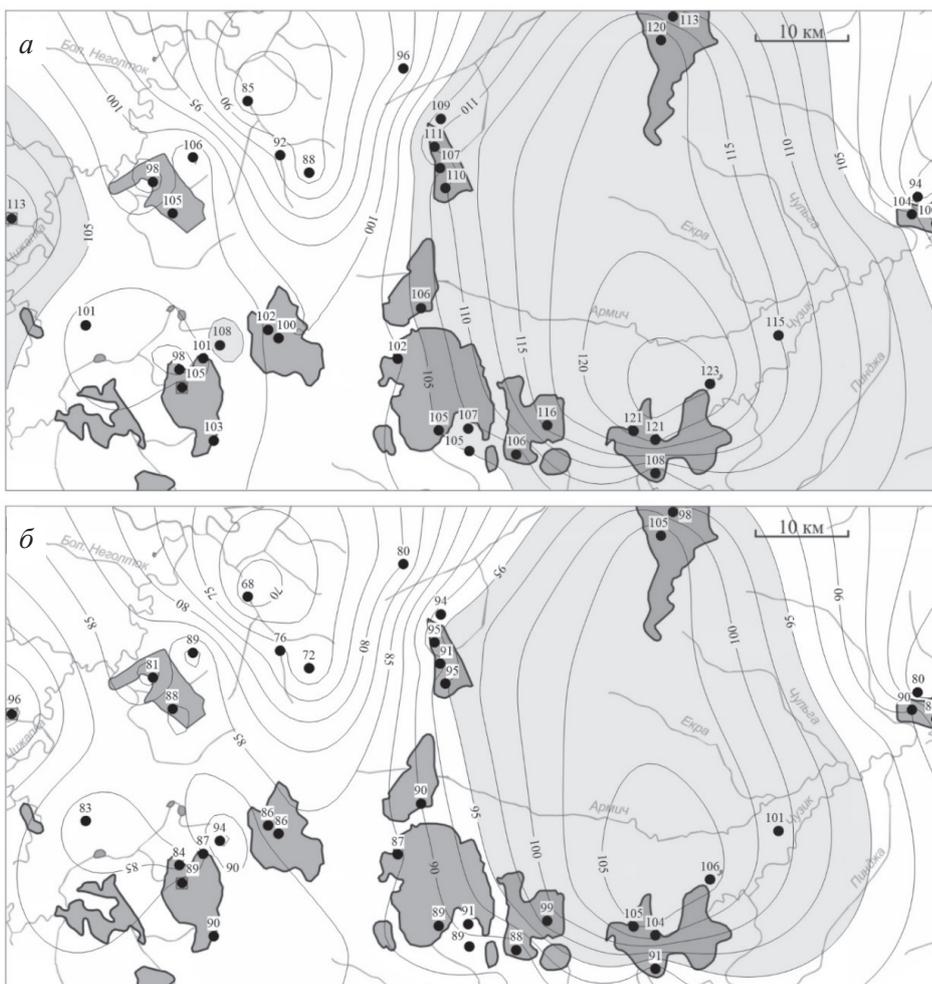


Рис. 3. Карты изолиний:
 а — максимальные палеотемпературы баженовской свиты. Область «горячих» палеоочагов затемнена;
 б — современные температуры баженовской свиты. Область «работающих» очагов затемнена

Список литературы

1. Конторович А. Э., Эдер Л. В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2015. № 5. С. 8–17.
2. Исаев В. И., Лобова Г. А., Коржов Ю. В., Кузина М. Я., Кудряшова Л. К., Сунгурова О. Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 112 с.
3. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т. В. Дорофеевой. Л.: Недра, 1983. 131 с.

УСКОРЕНИЕ ПРОЦЕДУР СУММИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

С. И. Грубась, Г. Н. Логинов, А. А. Дучков

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. Процедура когерентного суммирования в обработке данных микросейсмического мониторинга позволяет восстановить гипоцентры источников упругих колебаний. Однако требуется многократный расчет времен пробега в известной скоростной модели на расчетной сетке предполагаемых гипоцентров. Степень детальности сетки ограничивает точность определения гипоцентров. Чем выше детальность, тем больше ресурсов для расчета и хранения времен пробега необходимо. Предлагается выполнять расчет на редкой сетке и интерполировать на мелкую сетку с помощью нейронной сети. Такой подход позволяет сократить вычислительные затраты более чем в три раза и уменьшить необходимую память для хранения времен пробега в тысячи раз.

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, когерентное суммирование, нейронная сеть, время пробега, аппроксимация, интерполяция.

SPEEDING UP PROCEDURES OF SEISMIC DATA SUMMATION USING NEURAL NETWORKS

S. I. Grubas, G. N. Loginov, A. A. Duchkov

*Novosibirsk State University, Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. The procedure of coherent summation in the processing of microseismic monitoring data allows restoring the hypocenters of elastic vibration sources. However, it requires multiple calculations of traveltimes in a known velocity model on a given computational grid. The accuracy of the restore of hypocenters depends on the detail of the computational grid. The more detailed grid requires more resources to calculate and store traveltimes. We propose to perform the calculation on a sparse grid and interpolate to a fine grid using a neural network. This approach can reduce the computational cost by more than 3 times and reduce the memory required to store traveltimes by thousands of times.

Key words: microseismic monitoring, coherent summation, neural network, traveltimes, approximation, interpolation.

Введение

Рассматривается обработка данных микросейсмического мониторинга на основе когерентного суммирования волнового поля [1, 2]. В результате обработки данных восстанавлива-

© С. И. Грубась, Г. Н. Логинов, А. А. Дучков, 2019

Исследование проведено при поддержке гранта РФФИ в рамках исследовательского проекта № 18-35-00412.

ются гипоцентры микросейсмических событий [3]. Суммирование подразумевает многократный расчет времен пробега от узлов расчетной сетки до сети наблюдения, где каждый узел сетки является пробным источником. Времена пробега могут быть вычислены путем численного решения уравнения эйконала. Однако это вычислительно дорогостоящая процедура. Качество суммирования зависит от детальности расчетной сетки. Большая детальность требует много вычислительных ресурсов для расчета и памяти для хранения времен пробега. Мы рассматриваем использование искусственной нейронной сети (ИНН) для аппроксимации времен пробега. Это позволит сократить вычислительные затраты и уменьшить объем памяти, необходимый для хранения времен пробега.

Методы

Времена пробега могут быть рассчитаны двумя способами: либо непосредственно при процедуре суммирования, либо до нее, и затем сохранены в памяти. Независимо от сложности скоростной модели, расчет времен пробега путем решения уравнения эйконала требует много вычислительных ресурсов. Таким образом, выбор способа не очевиден и зависит от определенного случая. Мы предлагаем рассчитывать времена пробега для разреженной сетки и затем обучать ИНН с последующей интерполяцией на детальную сетку. Объем памяти, необходимый для хранения модели ИНН, значительно меньше, чем для хранения рассчитанных времен пробега. Кроме того, вычислительные ресурсы, необходимые для расчета времен пробега с помощью нейронной сети, незначительны. Таким образом, расчет времен пробега с помощью ИНН может быть выполнен во время суммирования.

Мы рассматриваем аппроксимацию времен пробега как задачу регрессии и обучаем ИНН на временах полученных численным решением уравнения эйконала. Каждый обучающий пример — это время пробега между парой источник — приемник. В данном исследовании мы подбираем следующие параметры ИНН: набор входных признаков, число нейронов на скрытом слое, вид активационной функции. Выбор входных признаков направлен на описание взаимного расположения источника и приемника. Выбраны следующие входные признаки: расстояние (R), глубина источника (Z), X координата источника (X) и полярный угол (A). Рассматривается полносвязная ИНН с 1000 нейронами на скрытом слое и ReLU в качестве функции активации.

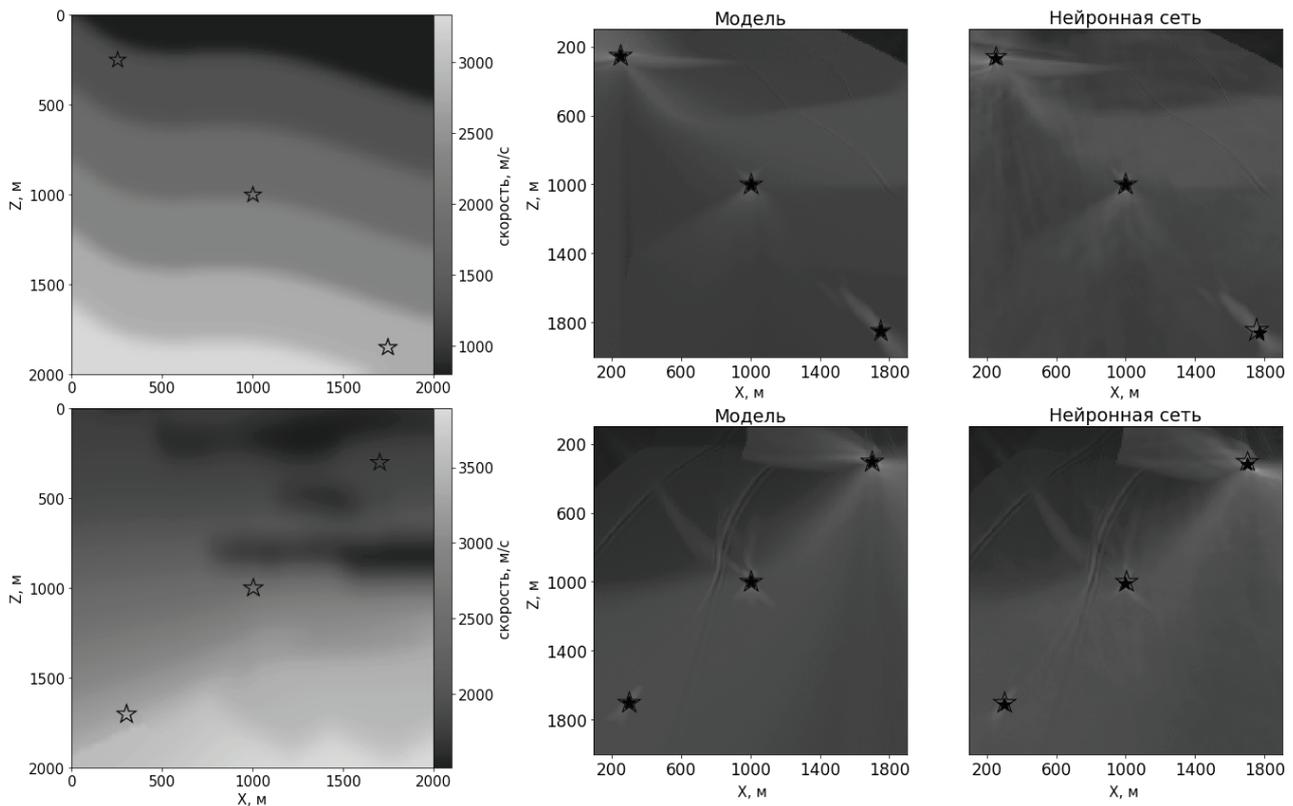
При подборе параметров подразумевается, что ИНН будет обучаться на редкой сетке пробных источников. Обучение ИНН представляет собой подбор параметров, которые дают наименьшую ошибку. Обучение происходит до тех пор, пока ошибка аппроксимации времен пробега будет незначительной по сравнению с видимым периодом сигналов. Для оценки точности аппроксимации мы используем среднюю абсолютную ошибку.

Эксперименты

Для тестирования нашего подхода мы рассчитали синтетические данные для различных скоростных моделей (см. рисунок). Линия приемников расположена на поверхности с шагом 10 м. При тестировании мы рассчитали два изображения с двумя типами времен пробега: рассчитанных по Fast Sweeping Method (FSM) на мелкой сетке и по аппроксимации с помощью ИНН. При расчете по FSM был использован алгоритм [4]. Мелкая сетка выполнена с шагом 10 м по обеим осям и содержит 191x181 узлов. Для обучения ИНН использована расчетная сетка с шагом 50 м (4 % от исходной сетки). После обучения ИНН выполнена интерполяция на всю мелкую сетку; достигнутая ошибка составляет около 3–4 мс.

Для анализа качества было выполнено когерентное суммирование и построены изображения с различными типами времен пробега (см. рисунок). Можно видеть, что результат, полученный по аппроксимации ИНН, качественно не отличается от модельного результата.

Обучение ИНН на грубой сетке занимает около 5 минут. Для сравнения, расчет с помощью FSM на мелкой сетке занимает около 19 минут и меньше 1 минуты на грубой сетке. Таким образом, учитывая расчет на грубой сетке и время для обучения, мы можем ускорить процесс расчета времен пробега в 3 раза. Мы показали, что аппроксимация времен пробега с помощью ИНН дает хорошую точность локализации. К тому же, чтобы хранить модель ИНН в памяти, достаточно нескольких килобайт, в то время как рассчитанные времена пробега требуют десятков мегабайт. Таким образом, предложенный подход может быть использован для быстрого расчета времен пробега непосредственно во время процедур суммирования без значительных вычислительных затрат и потери качества.



Скоростные модели и результаты суммирования. Верхняя часть рисунка относится к первой скоростной модели (сверху слева), нижняя часть ко второй (снизу слева). Справа от моделей расположены результаты суммирования (слева направо): суммирование по FSM, суммирование по ИНН. Пустая звездочка — истинное положение источника, закрашенная — восстановленная

Выводы

Нами была разработана архитектура ИНН, которая достаточна для задачи аппроксимации времен пробега сейсмических волн в неоднородных скоростных моделях. Мы рассмотрели применение в задаче когерентного суммирования микросейсмических данных. Для того чтобы получить аппроксимацию, мы выполнили численное решение уравнения эйконала на грубой сетке (около 4 % от исходной), затем обучили ИНН с последующей интерполяцией решения на мелкую сетку и провели процедуру суммирования. Мы достигли ошибки аппроксимации около 3–4 мс, что составляет около 15 % от периода сигналов. Также было показано, что точность предложенного подхода достаточна для задачи локализации и ускоряет расчет времен пробега

в 3 раза. Этот подход также позволяет значительно сократить память для хранения с десятков мегабайт до нескольких килобайт.

Список литературы

1. Artman B. Imaging passive seismic data // *Geophysics*. 2006. Vol. 71(4). SI177–SI187.
2. Duncan P. M. Is there a future for passive seismic? // *First Break*. 2005. Vol. 23(6).
3. Staněk F., Anikiev D., Valenta J., Eisner, L. Semblance for microseismic event detection // *Geophysical Journal International*. 2015. Vol. 201(3). P. 1362–1369.
4. Nikitin A. A., Serdyukov A. S., Duchkov A. A. Cache-efficient parallel eikonal solver for multicore CPUs // *Computational Geosciences*. 2018. Vol. 22(3). P. 775–787.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮЖНО-КАРСКОЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ

С. М. Гусева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Южно-Карская региональная депрессия находится на севере Западно-Сибирского бассейна. В географическом плане она занимает южную акваторию Карского моря и северные части п-овов Ямал и Гыдан. Для этой территории на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и ГИС был выполнен структурный, динамический, сейсмофациальный анализы, восстановлена история тектонического развития и разработаны критерии прогноза сеноманских и апт-альбских резервуаров.

Ключевые слова: структура, сейсмогеологический мегакомплекс, отражающий горизонт, Карское море.

SEISMOGEOLOGICAL, STRUCTURE-TECTONIC CHARACTERISTICS AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE SOUTH KARA REGIONAL DEPRESSION

S. M. Guseva

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Abstract. The South Kara regional depression is located in the North of the West Siberian basin. Geographically, it occupies the southern water area of the Kara sea and the northern parts of the Yamal and Gydan Peninsula. Structural, dynamic, seismic facies analyses were performed for this area on the basis of complex interpretation of seismic and GIS materials, the history of tectonic development was restored, and the forecast criteria for cenomanian and apt-albian reservoirs were developed.

Key words: Structure, seismogeologic megacomplex, reflecting horizon, Kara sea.

Южно-Карская региональная депрессия находится на севере Западно-Сибирского бассейна. В географическом плане она занимает южную акваторию Карского моря и северные части п-овов Ямал и Гыдан. Южно-Карская депрессия заключена между Пайхойско-Новоземельской зоной складчатости на западе и Таймырско-Североземельским поясом поднятий на востоке. От Северо-Карской синеклизы ее отделяет Северо-Сибирский порог [1].

Осадочный чехол Южно-Карского бассейна является продолжением осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна. Здесь стратиграфический разрез представлен карбонатными породами палеозоя и терригенными мезозойско-кайнозойскими отложениями. Мощность осадочного комплекса в центральной части депрессии достигает 12 км.

В тектоническом отношении территория исследования приурочена к надпорядковой структуре Южно-Карской мегасинеклизы. На юге она граничит с Ямало-Гыданской мегаседло-

виной, которая отделяет Южно-Карскую мегасинеклизу от северного окончания Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы. С запада, севера и востока Южно-Карская региональная депрессия окружена промежуточными структурами, такими как Пайхойско-Новоземельская и Предтаймырская мегамоноклизы.

Согласно нефтегазогеологическому районированию территория относится к Южно-Карской НГО. В ее пределах открыты два уникальных по запасам газоконденсатных месторождения — Ленинградское и Русановское — и одно нефтегазоконденсатное месторождение «Победа». Все залежи углеводородов Южно-Карской НГО приурочены к меловым отложениям. На Ленинградском месторождении установлено наличие пяти залежей, четыре из которых — газовые в марресалинской свите, одна — газоконденсатная в танопчинской. Нефтегазопроявления на Русановском месторождении также установлены в танопчинской свите (семь газоконденсатных залежей с суммарной эффективной мощностью продуктивных пластов 166,4 м). Главными генераторами углеводородных газов на севере бассейна были угленосные и субугленосные породы апта-альба (покурская серия) и существенно обогащенные наземным органическим веществом триас-нижнесреднеюрских и, возможно, палеозойских отложений [1, 2, 3]. На месторождении «Победа» залежи газа обнаружены в меловых отложениях сеномана и апт-альба, а нефти — в юрских отложениях [4].

В Южно-Карской региональной депрессии, как и на территории всей Западной Сибири, выделяют следующие отражающие горизонты: F — кровля фундамента, A — подошва терригенного триаса (кровля осадочного палеозойского чехла), T — кровля триаса, B — кровля гольчихинской (баженовской) свиты, M — кровля нейтинской (кошайской) пачки, G — подошва кузнецовской свиты, C — кровля ганькинской свиты. Реперные горизонты характеризуются высоким энергетическим уровнем и надежно картируются по временным сейсмическим разрезам. Отражающие горизонты в кровлях и подошвах контролируют сейсмогеологические мегакомплексы: палеозойский, триасовый, юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский, посттуронский [5, 6].

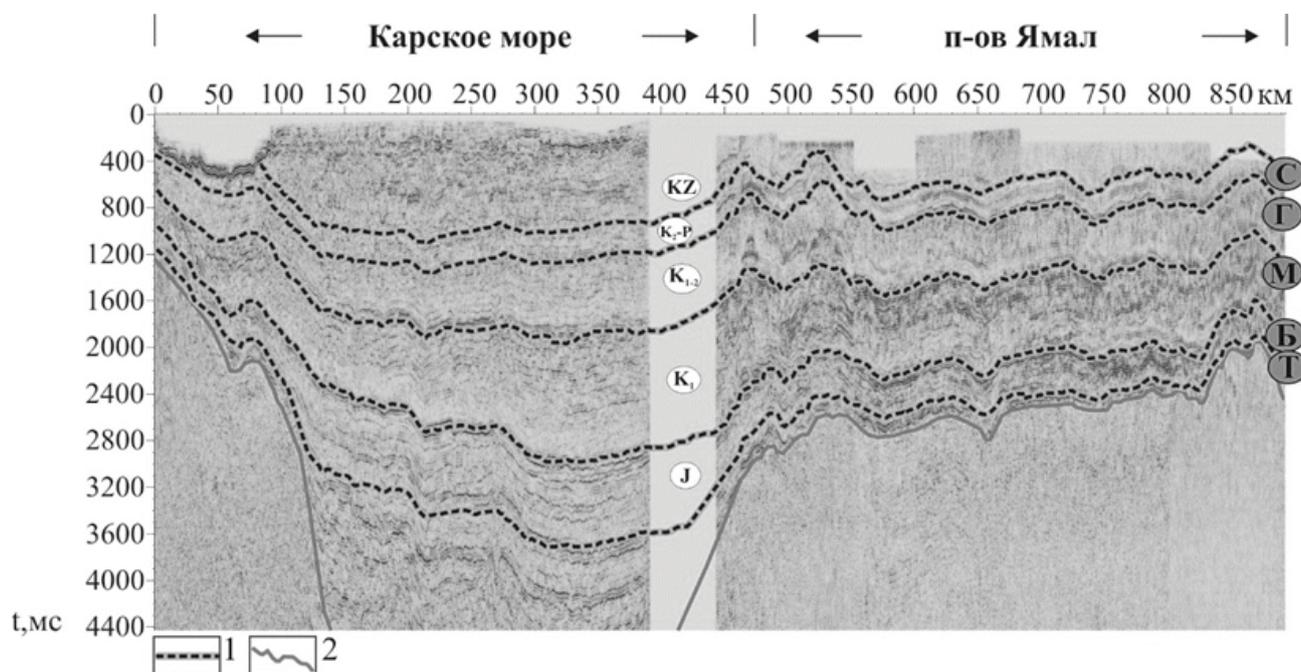
Был создан сейсмогеологический интерпретационный проект, в котором была выполнена корреляция основных реперных горизонтов B, M и G. На сейсмическом временном разрезе (см. рисунок), пересекающем акваторию Карского моря и континентальную часть Ямальского и Гыданского полуостровов, видно, что юрские и меловые отражающие горизонты, выделенные в осадочном чехле Ямала и Гыдана прослеживаются и на шельфе Карского моря. Это указывает на то, что Южно-Карская региональная депрессия является северным продолжением Западно-Сибирского бассейна. По сейсмическим горизонтам B, M и G были построен набор структурных карт и карт изопахит неокомского, апт-альб-сеноманского и посттуронского мегакомплексов.

Структурно-тектонический анализ показал, что Южно-Карская мегасинеклиза выделяется во всех структурных планах отражающих горизонтов. Верх по разрезу ее площадь увеличивается за счет расширения на юг, но при этом ее амплитуда падает. В юрско-меловом комплексе было выделено 110 антиклинальных структур, потенциальных для ловушек нефти и газа.

Территория исследования испытывала тенденцию к погружению на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории, и только в постсеноманское время начинается изменение тектонических движений. Происходит относительное воздымание южных территорий. Таким образом, основным этапом для формирования положительных структур явился постсеноманский этап. В это время были сформированы поднятия на Русановской и Ленинградской площадях, к которым приурочены уникальные газоконденсатные залежи. В это же время была окончательно сформирована Университетская структура, контролирующая залежи УВ в верхнеюрском и меловых песчаных резервуарах.

На временных разрезах крупные газовые залежи можно выделить по характерным особенностям сейсмической записи. Массивные сеноманские газовые залежи в волновом сейсмическом поле можно определить по наличию на временных разрезах отражающего горизонта,

который образуется на газоводяных контактах. Эти контакты квазигоризонтальны или имеют выпуклую вниз форму. Также происходит падение амплитудных характеристик отражающего горизонта Г, приуроченного к кровле сеномана и уменьшение амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи в апт-сеноманском мегакомплексе. Апт-альбские пластовые газовые залежи картируются на временных разрезах резким увеличением амплитуд сейсмической записи, формируя в волновых полях аномалии «яркого пятна».



Временной разрез по профилю KSR_86431_Reg110:
1 — отражающие горизонты; 2 — кровля фундамента

Список литературы

1. Геология и полезные ископаемые России. В 6 т. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря // Под ред. И. С. Грамберг, В. Л. Иванова, Ю. Е. Погребницкий. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 468 с.
2. Полякова И. Б., Богоявленский И. В., Данилина А. Н. Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования // Арктика: экология и экономика. 2013. № 1(9). С. 46–58.
3. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 352 с.
4. Конторович В. А. Аюнова Д. В., Губин И. А., Калинин А. Ю., Калинина Л. М., Конторович А. Э., Малышев Н. А., Скворцов М. Б., Соловьев М. В., Сурикова Е. С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной области // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3–4. С. 423–444.
5. 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. 1832–1845.
6. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.

**ВЛИЯНИЕ САНКЦИЙ И ПАДЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ НА ДИНАМИКУ
ОСНОВНЫХ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Ю. А. Дзюба, Д. С. Юва

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Санкции являются достаточно распространенным способом влияния одних стран на другие. Россия не раз смогла ощутить на себе последствия введения санкций западными странами. Последние события не стали исключением: геополитическое напряжение в 2014 году привело к введению ряда санкций в отношении российской экономики. Состояние было усугублено незначительными показателями развития экономики и резким снижением цен на углеводороды, наступившим в третьем квартале 2014 года.

Целями исследования являются анализ основ регулирования экономики в условиях внешних шоков, построение прогноза и определение мер по преодолению шоков. Объектом анализа стала экономика России, а статистической базой — динамика макроэкономических показателей в период с 2000 по 2017 год.

Ключевые слова: цена на нефть, санкции, экономика России, нефтегазовый комплекс, экономический рост, динамика макроэкономических показателей.

**INFLUENCE OF SANCTIONS AND FALL OF OIL PRICES ON THE DYNAMICS
OF MAJOR MACROECONOMIC INDICATORS OF THE RUSSIAN FEDERATION**

Y. Dzyuba, D. Yuva

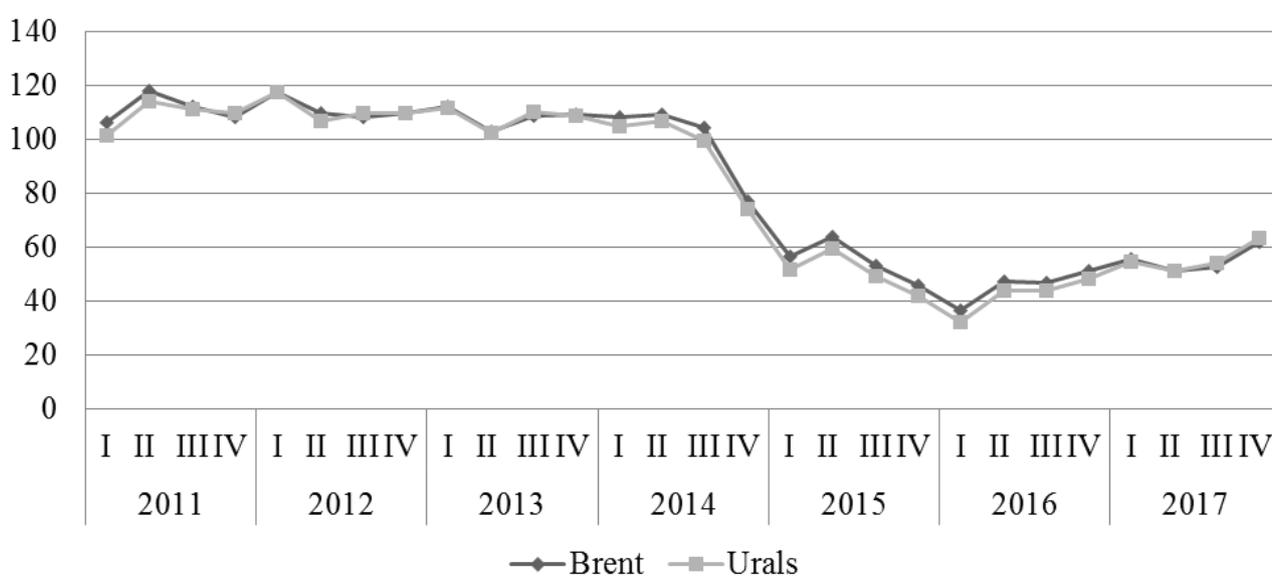
Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. Sanctions are a fairly common way in which some countries influence others. Russia has repeatedly been able to feel the consequences of the introduction of sanctions by the Western countries. Recent events are no exception: geopolitical tensions in 2014 led to the introduction of a number of sanctions against the Russia. The condition was aggravated by the insignificant indicators of economic development and a sharp decline in hydrocarbon prices, which occurred in the third quarter of 2014.

The purpose of research is analysis of the fundamentals of economic regulation in the context of external shocks, building a forecast and identifying measures to overcome shocks. The object of the analysis was the economy of Russia, and the statistical base is the dynamics of macroeconomic indicators in the period from 2000 to 2017.

Key words: oil price, sanctions, economy of Russia, oil and gas complex, economic growth, dynamics of macroeconomic indicators.

Экономические санкции являются достаточно распространенным способом влияния одних стран на другие. Россия не раз смогла ощутить на себе последствия их введения западными странами. Последние события не стали исключением: геополитические напряженности в марте 2014 года привели к введению ряда санкций в отношении российской экономики. Состояние было усугублено отсутствием импульса к росту, незначительными показателями развития экономики и резким снижением цен на углеводороды, наступившим в третьем квартале 2014 года (см. рисунок). Преодоление данных шоков посредством стандартных инструментов фискальной и монетарной политик является достаточно сложным вопросом, который и поднимается в рамках настоящей научной работы.



Поквартальная динамика цен на нефть, долл. США за баррель

Целью исследования является анализ теоретических основ регулирования экономической системы в условиях внешних шоков, моделирование процесса преодоления санкций и нефтегазового кризиса с помощью модифицированных макроэкономических моделей, построение прогноза. Объектом анализа стала экономика Российской Федерации, а статистической базой — динамика основных макроэкономических показателей в период 2000–2018 гг., взятая из официальных источников. Авторами были проанализированы основные санкции в отношении России (см. таблицу), а также их экономические последствия.

Санкции и резкое снижение цен на углеводороды были рассмотрены авторами в качестве внешних шоков, преодоление которых в методическом аспекте возможно при помощи стандартных макроэкономических моделей (IS-LM-BP для открытой экономики). С опорой на полученные результаты и статистический анализ были построены два прогноза развития событий (базовый и оптимистический) на 2017–2018 годы. Полученные результаты были сопоставлены с реальными показателями за 2017 год; были сделаны выводы и проведен анализ отклонений: темп роста ВВП за 2017 год составил 1,5 % (по прогнозам авторов — 1 и 2 % по базовому и оптимистическому прогнозу соответственно).

Основываясь на скорректированных предположениях о динамике объясняющих переменных в последующих периодах, авторы сделали два новых прогноза (базовый и оптимисти-

Экономические санкции против России

Отрасль	Перечень санкций
Нефть	<ul style="list-style-type: none"> • неявные санкции в виде значительного снижения цен на нефть на мировых рынках; • санкции в отношении отдельных компаний; • запрет на экспорт в Россию технологий нефтедобычи; • замораживание существующих и отказ от новых проектов;
Газ	<ul style="list-style-type: none"> • санкции в отношении отдельных компаний; • замораживание существующих и отказ от новых проектов;
Финансы	<ul style="list-style-type: none"> • отключение банковских структур России от международных платежных систем; • ограничение доступа к кредитным ресурсам; • замораживание финансовых активов российских юридических и физических лиц;
Оборона	<ul style="list-style-type: none"> • запрет на проведение операций с Россией по экспорту и импорту вооружений, запрет на экспорт технологий, которые могут быть использованы в военных целях;

ческий) на 2018–2019 годы. В результате проделанной работы были получены следующие результаты.

1. Был смоделирован процесс преодоления санкций и нефтегазового кризиса в краткосрочной и долгосрочной перспективе посредством стандартных и модифицированных макроэкономических моделей, а также оценен эффект снижения цен на углеводороды. Полученные результаты позволили построить достоверные прогнозы динамики ВВП и других макроэкономических показателей.

2. В базовом варианте прогноза ожидается темп прироста ВВП в пределах 0,9–1,0 % в 2019 году, что связано с сохраняющейся динамикой цен на нефть, сохранением действующих санкций и консервативной кредитно-денежной политикой ЦБ РФ.

3. Предпосылками развития оптимистического прогноза являются рост цен на нефть и смягчение экономических санкций. Помимо этого рассматривается вариант более мягкой кредитно-денежной политики. Оптимистический вариант прогноза предполагает рост ВВП на 3,4 % в 2019 году.

Список литературы

1. Баранов А. О. Время не ждет: экономическая политика как инструмент преодоления рецессии в России // ЭКО. 2016.

2. Нуреев Р. М. Экономические санкции против России: ожидания и реальность: монография. М.: КНОРУС, 2017. 194 с.

3. Проворная И. В., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отраслей // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. № 1 (169). С. 20–30.

4. Филимонова И. В. Государственное стимулирование экономического развития нефтегазовых регионов // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сб. ст. В 6 т. Т. 2. Как превратить пространство из проклятия в ресурс развития? / Под ред. В. И. Клисторина, О. В. Тарасовой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 355–363.

5. Филимонова И. В. Нефтегазовый комплекс в социально-экономическом развитии регионов восточной Сибири // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сб. ст. В 6 т. Т. 4. Модели и методы исследований перспектив социально-экономического развития Сибири и России в целом и в разрезе отраслевых комплексов и макрорегионов / Под ред. В. И. Сулова, Н. В. Горбачевой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 259–267.
6. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов // Экологический вестник России. 2018. № 10. С. 1–6.
7. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В., Мишенин М. В., Комарова А. В., Ельцов И. Н., Эпов М. И., Бурштейн Л. М., Сенников Н. В., Ершов С. В., Моисеев С. А., Казаненков В. А., Малев-Ланецкий Д. В., Юркевич Н. В. Нефтегазовый комплекс России — 2017. Ч. 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017.
8. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. 2016. Т. 16. № 1. С. 25–38.
9. Eder L. V., Filimonova I. V., Provornaya I. V., Nemov V. Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. T. 84. P. 012012.
10. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Kussia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. T. 84. P. 012010.

**ОБОСНОВАНИЕ НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ВЫБОРА МЕТОДОВ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА КЕРОГЕНОСОДЕРЖАЩИЕ ПЛАСТЫ**

Н. Н. Диева, М. Н. Кравченко, А. А. Набиуллина

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва

Аннотация. Работа посвящена численному анализу процессов теплового воздействия на керогеносодержащую породу. Приведен обзор тепловых методов, которые на сегодняшний день предлагается использовать на рассматриваемых залежах. Предлагается сочетание применяемых методов с электротепловыми обработками с помощью скваженных нагревателей. Это приведет к более эффективному извлечению углеводородов за счет снижения вязкости флюидов, а также формированию дополнительной трещиноватости в призабойной зоне скважины. Приведены результаты численного расчета электротепловой обработки модельной скважины.

Ключевые слова: кероген, численное моделирование, разработка месторождений углеводородов, тепловые методы, скважинные нагреватели, генерация углеводородов.

**ARGUMENTATION OF THERMAL TREATMENT ON KEROGEN FORMATION
BASED ON NUMERICAL SIMULATION**

N. N. Dieva, M. N. Kravchenko, A. A. Nabiullina

National University of Oil and Gas «Gubkin University»

Annotation. The article is dedicated to numerical analysis of processes of thermal treatment on kerogen rock. Here's an overview of thermal methods which ones at nowadays is proposed to use on considered formations. Authors submit using combination of employed methods and electrical treating by downhole heaters. It will lead to more efficient recovery by reducing viscosity and formation of additional fractures in bottom whole zone. There's given results of numerical calculation of electrical treating on modeled well.

Key words: kerogen, numerical simulation, development of hydrocarbon fields, thermal techniques, downhole heaters, hydrocarbon generation.

Вопрос о способе разработки месторождений, расположенных на территории залегания баженовской свиты и ей подобных, возникший еще в середине двадцатого столетия, на сегодняшний день не менее актуален. Многочисленные исследования особенностей формирования, залегания, преобразования и миграции углеводородных залежей, содержащих кероген, позволили выявить ряд особенностей этих пород, которые важно учитывать при планировании

© Н. Н. Диева, М. Н. Кравченко, А. А. Набиуллина, 2019

Работа была выполнена при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 19-07-00433 А.

процесса их разработки. Основное отличие от традиционных запасов в данном случае вносит генерационная способность керогена, состоящая в возможности (при определенных условиях) трансформации твердого керогена матрицы пористого скелета породы подвижных углеводородов [1, 2].

Для того чтобы активизировать процессы генерации подвижных углеводородов из керогена, нужно как минимум создание условий повышенных давления и температуры [3, 4]. Вследствие этого ученые и разработчики предлагают различные варианты организации тепловых и импульсных методов воздействия на керогеносодержащие породы как способов добычи углеводородов из таких нетрадиционных залежей. Среди них в литературе чаще всего упоминаются следующие методы: множественный гидроразрыв пласта, закачка пара, внутрипластовое горение, термогазовый метод. Авторы работы считают перспективным методом для керогеносодержащих залежей термогазохимическое воздействие с применением бинарных смесей [5, 6].

Для безопасного и эффективного применения той или иной технологии необходимо проведение предварительного гидродинамического моделирования предполагаемых процессов. В силу нетрадиционности рассматриваемых в настоящей работе залежей (присутствие в составе их пород керогена) модели, описывающие процесс воздействия на залежь, должны включать вычислительные модули, описывающие кинетику генерации углеводородов из керогена. Авторами работы проведены численные исследования процесса разработки нефти из пластов, содержащих кероген [7–9]. В разных постановках решаемых задач учитывались различные особенности процесса воздействия. Реализованы расчеты по процессам фильтрации углеводородов, генерирующихся из керогена под действием химически активных веществ, выделения дополнительной нефтяной фазы в результате разогрева керогеносодержащего пласта, закачки в керогеносодержащий пласт горячей воды с целью вытеснения генерированной керогеном нефти, закачки в керогеносодержащие породы смеси кислородосодержащего газа, запускающего внутрипластовое горение.

Наиболее известным примером залежи, характеризующейся наличием керогена в породах, является баженовская свита, которая пролегает практически под всей площадью Западной Сибири. Матрица нефтеносных пластов баженовской свиты содержит большое количество органического вещества в виде керогена различной зрелости. Кроме того, само поровое пространство данного коллектора насыщено углеводородами в виде битумов, асфальтенов и (местами) легкой высококачественной нефтью [10]. Промышленная разработка пластов баженовской свиты требует особых подходов и сразу сопровождается методами повышения нефтеотдачи и интенсификации притока. На сегодняшний день нет единого мнения об эффективности той или иной технологии. Авторами работы предлагается применение технологии электропрогрева с применением скважинных нагревателей вне зависимости от выбранной технологии воздействия на керогеносодержащую залежь. В предлагаемом методе электронагреватель, располагающийся на забое скважины, преобразует электромагнитную энергию в тепло, которое за счет теплопроводности распространяется по призабойной зоне пласта.

В работе построена математическая модель добычи высоковязкого флюида скважиной с использованием электропрогревателя. На основе полученной собственной модели проведены расчеты для разных режимов работы нагревателя в ходе добычи. Предполагается, что присутствие в прогреваемых породах керогена приводит к трещинообразованию породы при заданной критической температуре, величина которой для реальных месторождений должна быть уточнена лабораторным путем.

Согласно расчетам, результаты обработки зависят от большого количества параметров, отражающих фильтрационные свойства пород-коллекторов, теплофизические свойства системы пласт — нефть, а также мощности оборудования и температуры, поддерживаемой на забое. Сопоставление моделируемого процесса добычи разогреваемого флюида при непре-

рывной и периодической работе нагревателя показало, что эффект от периодического нагрева быстро нивелируется. При этом экономический анализ затрат в условиях применения электронагревателей показал, что режим непрерывной работы нагревателя в ходе эксплуатации скважины оказывается эффективнее в 1,8 раз по сравнению с режимом периодического прогрева, несмотря на высокую стоимость нагревателя, оборудования и значительных затрат на электроэнергию.

Список литературы

1. Грайфер В. И., Боксерман А. А., Власов В. Н. Термогазовая нанотехнология воздействия на низкопроницаемые нефтяные пласты Баженовской свиты // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминерологии и нанохимии к нанотехнологиям (18–19 ноября 2008 г.): мат-лы конф. Москва / ГД РФ, ПЦ «НАТИС», ОАО «РИТЭК», «Фонд Байбакова», КГУ. М.: Нефть и газ, 2008. С. 253–261.
2. Диева Н. Н., Кравченко М. Н. Моделирование фильтрации химически активного вещества в керогеносодержащей породе // Вестн. Нижегородск. ун-та им. Н. И. Лобачевского. № 4 (3). 2011. С. 883–885.
3. Диева Н. Н., Евтюхин А. В., Кравченко М. Н., Дмитриев Н. М. Перспективы разработки месторождений сланцевого газа методами волнового воздействия // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Вузовская наука — нефтегазовой отрасли». 2013. № S692 (692). С. 39–42.
4. Коровина Т. А., Кропотова Е. П., Гульятеев С. В., Крицкий И. Л., Шадрин С. В. Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2014. № 2 (10). С. 11.
5. Александров Е. Н., Леменовский Д. А., Петрищев В. Ф. Способ и устройство для термохимической обработки продуктивного пласта // Патент на изобретение 2224103. Россия. 2004. URL: <http://www.findpatent.ru/patent/222/2224103.html/>.
6. Кравченко М. Н., Мурадов А. В., Диева Н. Н., Перехожев Ф. А. ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты. Сравнительный анализ применения методов на базе математического моделирования // Neftegaz.RU. 2018. № 3. С. 62–69.
7. Вольпин С. Г., Диева Н. Н., Кравченко М. Н. Построение модели процесса разработки керогеносодержащего коллектора // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений. Сб. науч. тр. ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А. П. Крылова». Вып. 143. М., 2010. С. 78–85.
8. Dieva N. N., Dmitriev N. M., Kravchenko M. N., Muradov A. V. Possibility Of Kerogen Decomposition Using Thermo-Gas Wave Stimulation In Bazhenov Formation // Российск. нефтегазовая технич. конф. SPE (6–28 октября 2015). М.: ИнфоПространство. SPE-176705-MS. 9 с.
9. Кравченко М. Н., Диева Н. Н., Лищук А. Н., Мурадов А. В., Вершинин В. Е. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы // Георесурсы. Т. 20. № 3. 2018. С. 178–183.
10. Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н. Баженовская свита — уникальный природный резервуар нефти // Neftegaz.RU. 2008. URL: <https://neftgaz.ru/science/view/677-Bazhenovskaya-svita-unikalnyj-prirodnyj-rezervuar-nefti>.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УСТЬ-КУТСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Д. К. Еганова

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. В карбонатных отложениях венда и нижнего кембрия на территории Непского свода за последние 10 лет выявлено более 10 новых месторождений нефти и газа. Сложная структура карбонатных коллекторов Восточной Сибири препятствует прогнозу зон улучшенных коллекторов и усложняет освоение новых областей. Статья посвящена изучению литологических особенностей и постседиментационных изменений пород-коллекторов усть-кутского продуктивного горизонта. Выявлены седиментационные и постседиментационные факторы, оказавшие влияние на формирование коллекторских свойств карбонатных отложений.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Непский свод, литология карбонатных пород, усть-кутский продуктивный горизонт.

LITHOLOGICAL FEATURES OF UST-KUT PRODUCTIVE HORIZON OF THE CENTRAL PART OF NEPA-BOTUOVA ANTECLISE

D. K. Eganova

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. 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. The compound structure of carbonate reservoirs in Eastern Siberia prevents the forecast of zone of improved reservoir and complicates the exploration of new areas. The article deals with the lithological characteristics and post-sedimentation changes of rocks-reservoirs of the ust-kutsky productive horizon. Revealed sedimentary and post-sedimentary factors, which influenced on the formation of reservoir properties of carbonate sediments.

Key words: Eastern Siberia, Nepa arch, lithology of the carbonate rocks, ust-kutsky productive horizon.

Одной из наиболее перспективных территорий на Сибирской платформе является Непско-Ботуобинская антеклиз; значительный интерес в нефтегазоносном отношении представляет ее центральная часть — Непский свод. На протяжении долгого времени главным объектом для поисков нефти и газа в этом районе были только терригенные отложения венда. Однако на сегодняшний день основной объем прироста запасов нефти в новых месторождениях приходится на карбонатные продуктивные горизонты венда и нижнего кембрия [3]. Данная работа посвящена усть-кутскому горизонту тэтэрской свиты венд-кембрия. Особенностью горизонта является низкая проницаемость и широкое распространение постседиментационных процессов, которые обусловили неоднородность фильтрационно-емкостных свойств по площади и по разрезу. Поэтому для получения притоков нефти из пластов часто требуется применение методов интенсификации. В связи с этим существует необходимость всесторонне изучить литологические особенности, фильтрационные и емкостные свойства, условия образования отложений.

В горизонте прослеживается два пласта — усть-кутский I (Б_{3.4}) и усть-кутский II (Б₅), — разделенные глинисто-сульфатно-карбонатной перемычкой мощностью 5–10 м. Флюидоупор верхнего пласта представлен галогенно-карбонатными отложениями усольской свиты. Основными породами являются доломиты [2].

В результате изучения отложений горизонта в нескольких скважинах на данной территории (Верхнечонские, Восточно-Сугдинская, Могдинская, Северо-Могдинская) были установлены основные литотипы пород: 1) строматолитовые байндстоуны (из столбчатых строматолитов), 2) пизолито-оолитовые грейнстоуны, 3) микрофитолитовые пакстоуны, 4) мадстоуны глинистые с ангидритом. Их распределение по разрезам скважин показано на рисунке.

Нижний пласт мощностью 19–30 м сложен преимущественно нефтенасыщенными массивными пизолито-оолитовыми (зерна 1–5 мм) грейнстоунами. Прикровельная часть пласта подверглась интенсивному карстованию. Верхний пласт мощностью 25–48 м сложен чередованием зернисто-карбонатных и сульфатно-карбонатно-глинистых пачек. Пачки зернистых карбонатов представлены нефтенасыщенными комковато-интракластовыми и пизолитовыми массивными грейнстоунами. Сульфатно-карбонатно-глинистые пачки сложены мадстоунами, часто глинистыми, с примазками и прослоями темно-серых аргиллитов. В прикровельной части пласта (Могдинская скважина) фиксируется постройка из столбчатых строматолитов, которые подверглись интенсивному карстованию [1].

Таким образом, в разрезе усть-кутского горизонта наблюдается циклическая смена обстановок осадконакопления. К основным типам отнесены: 1) баровая система с кратковременными периодами затопления; 2) изолированный шельф. В пределах крупной баровой системы происходило накопление зернистых карбонатных пачек. В результате колебаний уровня моря происходила смена режимов осадконакопления. После падений уровня накапливались тонкослоистые карбонатно-глинисто-ангидритовые отложения, разделяющие баровые системы, в обстановках изолированного шельфа с илистыми отмелями и повышенной соленостью. При этом кровельные части баровых систем выходили на поверхность и подвергались карстованию. Затем с последующим поднятием уровня моря и восстановлением относительно нормального морского режима происходило очередное выдвигание баров, частично переработанных приливно-отливными течениями и штормовыми волнениями. Отложения баров и строматолитовых банок характеризуются повышенными значениями пористости и проницаемости [4].

Список литературы

1. Варакина И. В., Хабаров Е. М. Литологические типы и обстановки формирования нефтегазоносных карбонатных отложений венда центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // IX Международный конгресс «Интерэкспо ГЕО-Сибирь — 2013». Новосибирск, 2013. Т. 2. С. 134–138.
2. Лемешко М. Н. Роль постседиментационных процессов в формировании карбонатных коллекторов усть-кутского продуктивного горизонта в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. № 1 (17), 2014. С. 51–58.
3. Моисеев С. А., Кузнецова Е. Н., Топешко В. А. Трудноизвлекаемые запасы карбонатного комплекса венда и нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Сб. мат-лов междунар. науч. конф. «Интерэкспо Гео-Сибирь». Новосибирск: СГУГиТ, 2015. Т. 1. С. 105–109.
4. Тумашов И. В., Шаваров Р. Д., Варакина И. В. Роль литологических факторов в формировании карбонатных коллекторов Непского свода. (Восточная Сибирь) // Академический журнал Западной Сибири. 2018. № 6 (77). Т. 14. С. 64–69.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ
ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИНВЕРСИИ
КРИВЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ**

В. С. Емельянов^{1,2}, М. В. Шарлов², И. В. Буддо^{1,2}, И. А. Шелохов^{1,2}

¹ *Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск*

² *ООО «СИГМА-ГЕО», г. Иркутск*

Аннотация. В условиях резко возрастающих объемов электромагнитных (ЭМ) зондирований становится труднее сочетать скорость решения обратной задачи и ее точность. Предлагается подход к инверсии зондирований становлением поля (ЗСБ) с применением искусственных нейронных сетей. Раскрыт алгоритм оценки вариации результатов инверсии и способа обучения искусственной нейронной сети. Подход апробирован для условий Восточной Сибири.

Ключевые слова: электромагнитные зондирования, зондирования становлением поля в ближней зоне, искусственные нейронные сети, автоматическая инверсия, оценка качества инверсии.

**ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS APPLICATION
FOR ELECTROMAGNETIC DATA INVERSION**

V. S. Emelyanov^{1,2}, M. V. Sharlov², I. V. Buddo^{1,2}, I. A. Shelohov^{1,2}

¹ *Institute of the Earth's Crust of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk*

² *ООО «SIGMA-GEO», Irkutsk*

Annotation. Due to the constantly increasing volumes of electromagnetic (EM) soundings, the challenge is to combine the speed and accuracy of the inverse problem calculation. The authors propose an approach to the transient electromagnetic method in the near field zone data inversion using artificial neural networks. An algorithm for evaluating the variation of the inversion results and the method of preparing an artificial neural network are given. The approach is tested for the Eastern Siberia geological settings.

Key words: Electromagnetic sounding, transient electromagnetic method in the near field zone, artificial neural networks, automatic inversion, evaluation of the inversion quality.

Область геологических задач, решаемых электроразведкой, довольно широка. В нее среди прочего входят поиски углеводородов / подземных вод, инженерные изыскания под строительство, прогноз условий бурения скважин и мониторинг состояния продуктивных пластов-коллекторов во время промышленной эксплуатации месторождения. За редким исключением, задачи требуют численного решения — представления геоэлектрических моделей исследуемой земной толщи. Процесс преобразования наблюдаемых геофизических полей в модели (геоэлектрические разрезы и карты) носит название инверсии.

Точность и скорость решения обратной задачи — наиболее важные аспекты в процессе преобразования данных электромагнитных (ЭМ) зондирований. В целях снижения рисков некорректного прогноза, связанного со множеством свободных (определенных в некотором доверительном интервале) параметров исследуемой среды (мощность слоя-коллектора и др.), в последнее время предпринимаются попытки моделирования всего множества различных ситуаций. Результатом такого моделирования является набор геоэлектрических моделей для каждой точки зондирования, что весьма перспективно с точки зрения анализа устойчивости решений, корреляций параметров и пр.

Использование современных алгоритмов минимизации и распределенных систем вычислений долгое время позволяло решать подобные задачи в разумные сроки. Однако в условиях резко возрастающих объемов ЭМ-зондирований это стало трудно реализуемо, и перед авторами была поставлена задача многократного ускорения процесса инверсии.

Решение обратной задачи итеративным способом при помощи какого-либо алгоритма минимизации предполагает многократное выполнение прямой задачи до достижения минимума некоторого функционала (в простом случае — невязки между наблюдаемой и теоретической кривой). Наиболее затратная по времени процедура здесь — решение прямой задачи. Авторами предлагается замена этого участка алгоритма на искусственную нейронную сеть, чья скорость выполнения может быть на несколько порядков выше. Следует отметить, что разработками в области решения обратных задач в геофизике долгое время занимаются коллективы авторов, как в России, так и за рубежом [1–16], достигшие значительных успехов в инверсии данных зондирований становлением поля в ближней зоне (ЗСБ).

Предлагаемый алгоритм решения обратной задачи можно отразить тремя блоками (стадиями): подготовка, инверсия и анализ (см. рисунок).

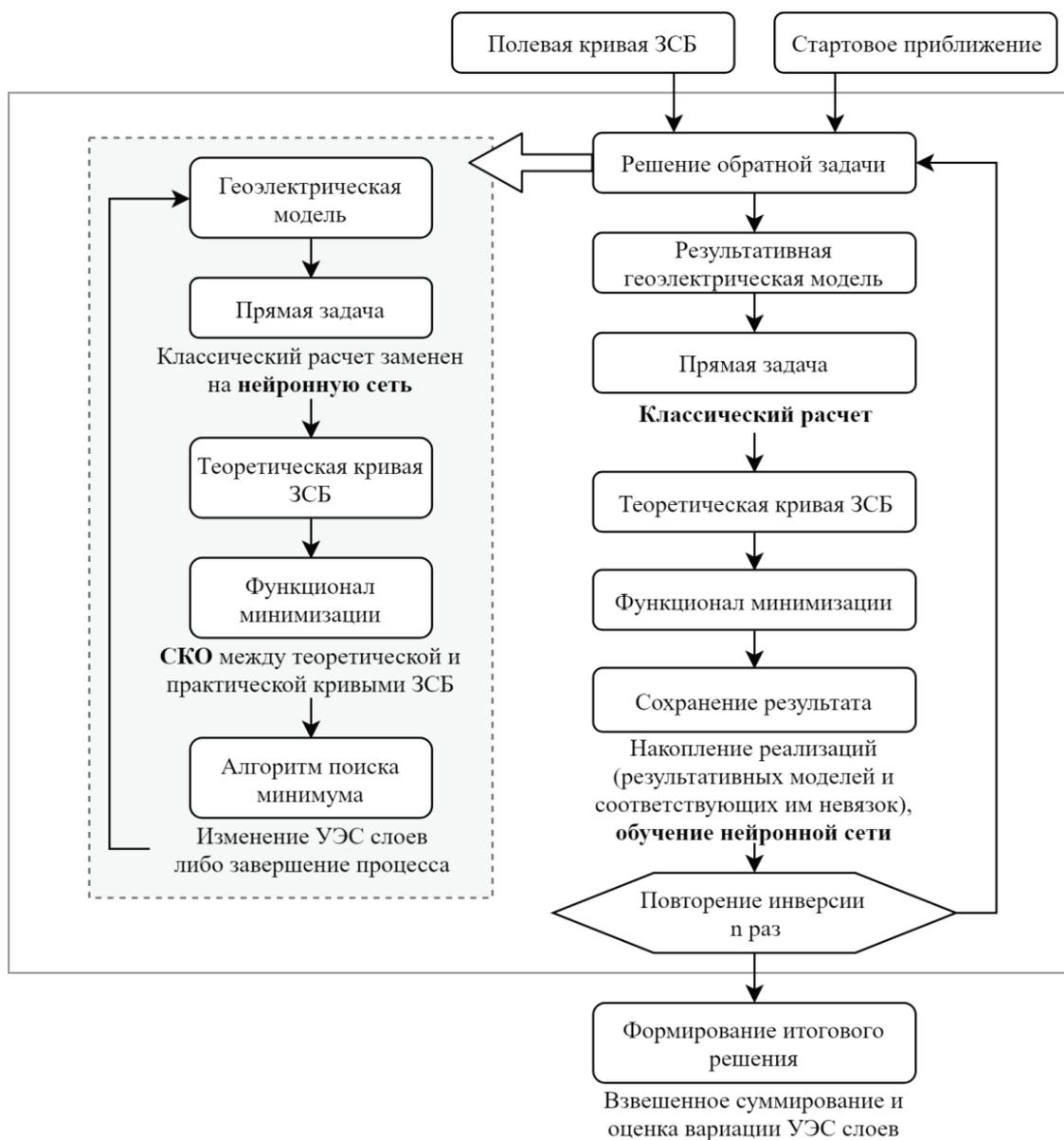
Результатом первой стадии являются структурные построения, загруженные в геоэлектрические модели для каждого пункта зондирований. Каждой точке съемки присваивается некоторая стартовая модель (стартовое приближение), представленная чередованием слоев с заданной мощностью и допустимыми диапазонами изменения УЭС.

Вторая стадия — непосредственно инверсия. Для каждого зондирования подбирается такой набор УЭС-слоев, чтобы невязка между теоретической и практической кривыми была минимальна. Происходит это итеративным приближением: создается случайный набор моделей, для каждой из них выполняется прямая задача и рассчитывается невязка. После выбирается модель с наименьшей невязкой, на текущем шаге спуска она является решением. Относительно данного решения формируется новый набор случайных моделей и цикл повторяется.

Повторив процедуру некоторое количество раз, можно оценить эквивалентность решений — это третья стадия процесса. Для каждого слоя модели накапливается статистика решений, позволяющая оценить вариацию значений УЭС.

Применение алгоритмов нечеткой логики, наряду с уменьшением затрат времени, может негативно сказаться на точности решения. Однако, так как инверсия с использованием нейронной сети выполняется менее чем за секунду, существует запас времени для накопления статистики, обучения нейронной сети и, как следствие, повышения точности обратной задачи. После каждой выполненной инверсии происходит расчет прямой задачи классическим образом. Результат расчета помещается одновременно в набор результатов инверсии и в набор на обучение сети. Сам процесс обучения происходит параллельно с инверсией, с каждой новой попыткой решения прямой задачи точность увеличивается. Реализация 30–100 попыток позволяет достичь невязки 0,3 % на изначально слабо обученной нейронной сети за 15–20 с.

Апробация подхода была выполнена на модельных данных, синтезированных для геологических условий Восточной Сибири. Показано, что применение алгоритма нейронных сетей позволяет добиться стабильного решения обратной задачи. Средняя невязка полученных мо-



Блок-схема инверсии кривых ЗСБ с использованием искусственных нейронных сетей

делей составляет менее 1 %. Общее время расчета удалось сократить в 4 раза относительно традиционных подходов. На основании результатов математического моделирования можно сделать вывод, что применение алгоритма нейронных сетей позволяет добиться высокой скорости расчета обратной задачи без потери качества.

Список литературы

1. Gill Ph. E., Myurray W., Wright M. Practical Optimization. New York: Academic Press, 1981.
2. Huang L. et al. Application of Adjustable Stabilizer in Regularized S-inversion of TDEM Sounding // Near Surface Geoscience 2012 — 18th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics. 2012.

3. Papadopoulos I., Tsourlos P., Vallianatos F. Comparison of 1-D inversion schemes for TDEM data // WSEAS TRANSACTIONS on MATHEMATICS. 2005. Т. 4. № 1.
4. Акимова Е. Н., Белоусов Д. В., Мисилев В. Е. Алгоритмы решения обратных геофизических задач на многопроцессорных вычислительных системах // Сибирский журнал вычислительной математики. 2013. Т. 16. № 2. С. 107–121.
5. Емельянов В. С. и др. Подход к инверсии данных высокоплотных электромагнитных зондирований для проводящих разрезов западной Сибири // Вопросы естествознания. 2017. № 1. С. 47–55.
6. Жданов М. С. Теория обратных задач и регуляризации в геофизике. М.: Научный мир, 2007.
7. Кожевников Н. О., Антонов Е. Ю. Инверсия индукционных переходных характеристик двухслойных сред с учетом быстро устанавливающейся вызванной поляризации // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 6. С. 905–918.
8. Корсаков М. А., Антонов Е. Ю., Кожевников Н. О. Программно-алгоритмическая система для моделирования и совместной интерпретации данных импульсных индукционных зондирований с учетом вызванной поляризации // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2013. Т. 2. № 2.
9. Куликов В. А., Каминский А. Е., Яковлев А. Г. Совместная двумерная инверсия данных электротомографии и аудиомагнитотеллурических зондирований при решении рудных задач // Записки Горного института. 2017. Т. 223.
10. Могилатов В. С. и др. Математическое обеспечение электроразведки ЗСБ. Система «Подбор» // Новосибирск: Изд. СО РАН. 2007.
11. Персова М. Г. и др. Алгоритмы 3D-инверсии данных зондирований становлением поля с использованием борновских приближений // Науч. вестн. Новосибирск. гос. техническ. ун-та. 2013. № 2. С. 62–72.
12. Табаровский Л. А. и др. Система автоматизированной интерпретации результатов электромагнитных зондирований // Всес. семин. 1989. С. 43–44.
13. Тригубович Г. М. и др. EM-DataProcessor: оперативная 3D-инверсия данных импульсной индуктивной электроразведки // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2014. Т. 2. № 3.
14. Хабинов О. Г., Власов А. А., Антонов Е. Ю. Система интерпретации данных площадных электромагнитных зондирований // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2010. Т. 2. № 1.
15. Шеин А. Н., Могилатов В. С., Антонов Е. Ю. Опробование томографической 3D-инверсии данных зондирований становлением на основе линейного (борновского) приближения // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2014. Т. 2. № 3.
16. Эпов М. И., Ельцов И. Н. Прямые и обратные задачи индуктивной геоэлектрики в одномерных средах. 1992.

СОЛЯНАЯ ТЕКТОНИКА КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И БУРЕНИЯ

Ю. А. Загоровский

*ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Аннотация. Ковыктинское газоконденсатное месторождение — одно из крупнейших на Сибирской платформе. Залежи газоконденсата приурочены к подсольевым песчаникам венда, их перекрывают около 2 км соленосных отложений кембрия. Их толщина неоднородна. Соляные валы мешают бурить скважины, маскируют структурный план продуктивных отложений. Их форму позволяют определить новые данные. Интересная тенденция — приуроченность к соляным валам понижений рельефа, где на поверхность выходят породы кембрия. Механизм образования соляных валов Ковыктинского месторождения интересен и непонятен. Доразведка Ковыктинского месторождения показывает, что оно с окружающими его Хандинским, Чиканским, Ангаро-Ленским и Нарьягинским месторождениями составляет единую гигантскую подсольевую зону газонакопления.

Ключевые слова: Ковыктинское месторождение, соляная тектоника, сейсморазведка.

SALT TECTONICS OF THE KOVYKTA GAS FIELD. SEISMIC DATA AND DRILLING

Yu. Zagorovsky

*«Gazprom geologorazvedka» LLC, Tyumen
Industrial University of Tyumen, Tyumen*

Annotation. Kovykta gas field is one of the largest on the Siberian platform. Gas condensate deposits are contained to the subsalt sandstones of Vendian, they cover about 2 km of salt deposits of the Cambrian. Their thickness is not the same in different wells. Salt domes are bad places for drilling and seismic exploration, these structures mask the plan of the gas deposits. New data allows to define their structure. An interesting trend — depressions above the salt domes, where the surface is formed with Cambrian rocks. The mechanism of formation of salt domes on Kovykta field is interesting and unknown. Further exploration of the Kovykta gas field shows that the surrounding gas fields: Khandinskoye Chikanskoye, Angaro-Lenskoye and Naryaginskoye fields shows that these objects are combined the one huge subsalt gas deposit.

Key words: Kovykta gas field, salt tectonics, seismic exploration.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение — основное месторождение Иркутского центра газодобычи, планируемого ПАО «Газпром» в Иркутской области, одно из крупнейших по запасам газоконденсата месторождений Сибирской платформы. Разрез сложен нижнепалеозойскими отложениями осадочного чехла (из которых преобладают галогенно-карбонатные

толщи кембрия, на водоразделах перекрыты терригенными породами ордовика, подстилаются терригенными отложениями венда) и метаморфизованными породами протерозойского фундамента. Залежи газоконденсата приурочены к пластам песчаников парфеновского горизонта чорской свиты вендского возраста (подсолевые терригенные отложения). На месторождении активно бурятся разведочные скважины, большая часть месторождения была покрыта сейсморазведочными работами МОГТ 3D.

Рельеф Ковыктинского месторождения — сильно расчлененное высокогорье (рис. 1), альтитуды рельефа составляют 700–1500 м, при выполнении полевых сейсморазведочных работ требовались чуть ли не альпинистские навыки. Создан такой рельеф эрозией: высокие горы сложены в основном ордовикскими отложениями, в долинах рек они размыты, обнажаются толщи кембрия.

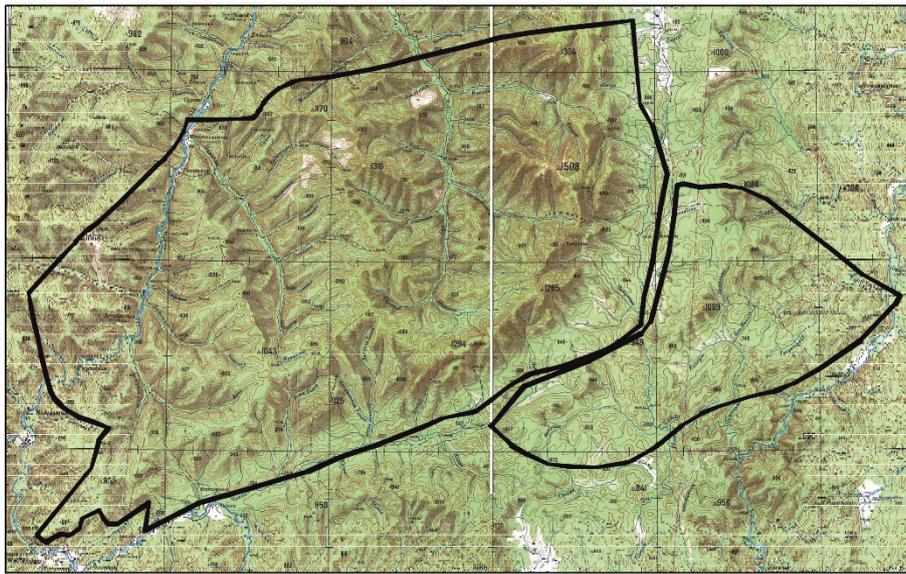


Рис. 1. Рельеф Ковыктинского месторождения (обведено черной линией)

Солевые отложения, как известно, являются самым низкопроницаемым флюидоупором, сохраняющим газоконденсатные залежи от разрушения. С ними же связаны и проблемы при бурении на месторождении: рапопроявления с коэффициентом аномальности пластового давления до 2. Другая проблема, обусловленная соляными толщами, — искажение сейсмического поля, затрудняющее изучение структуры и свойств продуктивных подсолевых пластов по материалам сейсморазведки [1, 2].

Для Ковыктинского и прилегающих месторождений — Хандинского и Чиканского (по сути, составляющих единое с Ковыктинским месторождение) — для солевых отложений кембрия характерны вытянутые области деформации внутрисолевых границ — так называемые соляные валы. Они эффектно смотрятся на разрезах МОГТ 2D и 3D (рис. 2).

Соляные валы вскрыты скважинами. Разрез скважины 9 Хандинской особенно показателен: можно увидеть, что скважины в интервале деформации типа «соляной вал» вскрыли почти 600 м практически чистого галита.

Крайне интересная тенденция — приуроченность к соляным валам понижений рельефа; именно над соляными валами сформировались долины рек Ханда и Чикан, генерально повторяющие их своим направлением. Соляные валы сонаправлены с Байкальской рифтовой зоной, очевидно, что их образование некоторым образом связано с тектоническими напряжениями в палеозойском осадочном чехле прибайкальской части Сибирской платформы, возникши-

ми при развитии Байкальской рифтовой зоны в кайнозое.

Подсолевой рельеф имеет некоторую связь с деформациями солевой толщи. Хандинское поднятие по подсолевому продуктивному горизонту, «замаскированное» вышележащими внутрисолевыми деформациями (рис. 2), теперь доказано скважинами, результаты бурения заставляют внести кардинальные изменения в модель Хандинского месторождения.

Парфеновский горизонт в районе работ содержит несколько территориально разрозненных залежей, числящихся на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ как разные месторождения: Ковыктинское, Хандинское, Чиканское, Ангаро-Ленское, Ангаро-Илимское, Нарьягинское (см. рис. 2). Вполне возможно, что при доразведке окажется, что все это — геологически единый объект, гигантская подсолевая зона газонакопления. Так, к настоящему моменту можно считать доказанным объединение Ковыктинского месторождения с Чиканским и Хандинским. Нет геологических причин считать отдельным месторождением и Ангаро-Ленское, прилегающее к Ковыктинскому с запада. К северу от Ковыктинского месторождения пробурена скважина, при положительных результатах испытания которой возможно объединение Ковыктинского месторождения с Нарьягинским.

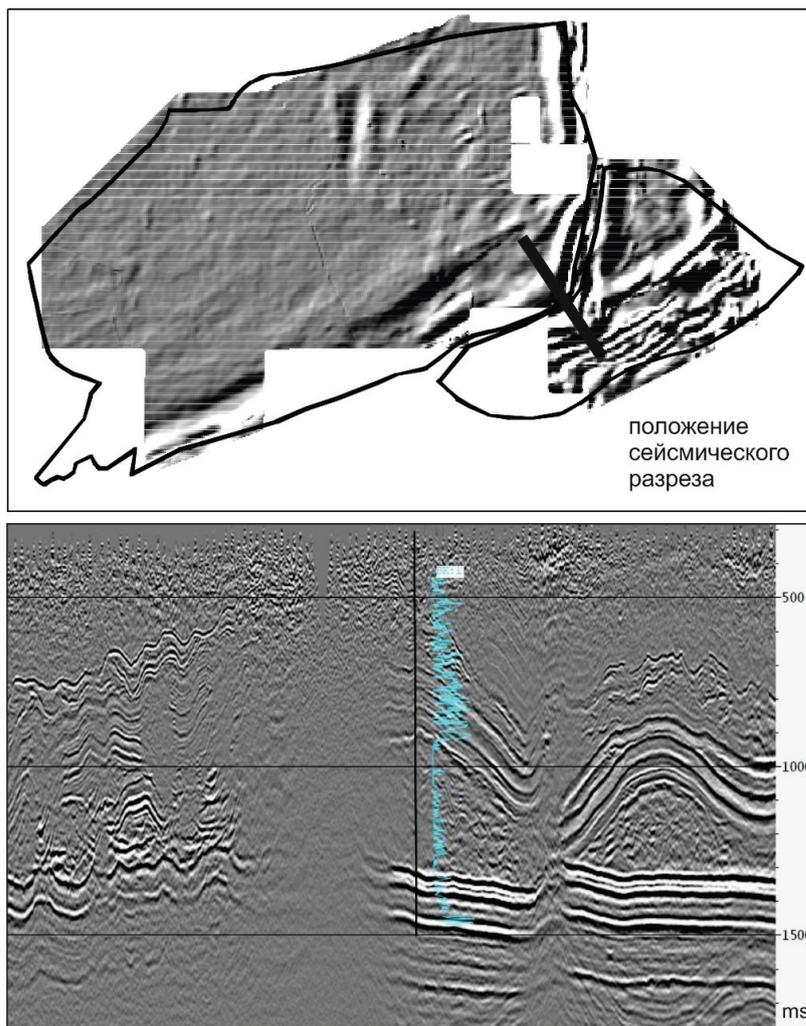


Рис. 2. Изменчивость мощности соленосной толщи и сейсмический временной разрез через Хандинский соляной вал

Список литературы

1. Шутов Г. Я. Верхнеленское сводовое поднятие — новый перспективный объект для поисков залежей газа в Ангаро-Ленской НГО // Геология нефти и газа. 1987. № 1. С. 5–9.
2. Смирнов А. С., Горлов И. В., Яицкий Н. Н. и др. Интеграция геолого-геофизических данных — путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 2016. № 2. С. 56–66.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕГИОНОВ РОССИИ ПО УРОВНЮ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Е. А. Земнухова

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

Аннотация. Рассматривается текущее положение регионов России, затрагивающее систему топливно-энергетического баланса и уровень выбросов в атмосферу. Проанализированы особенности экологической обстановки регионов России. Особенностью загрязнителей атмосферы является их преобладающая локализация в относительно небольших географических районах — городах и других промышленных центрах. Существует связь между экологической ситуацией и структурой топливно-энергетического баланса регионов. В интересах государства проводить программы для улучшения уровня экологической ситуации в регионах России — это позволит обеспечить выравнивание региональной дифференциации и решения проблем отдельных территорий России.

Ключевые слова: выбросы загрязняющих веществ, экологические проблемы регионов России, нефтегазовый комплекс, природный газ.

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE REGIONS OF RUSSIA BY THE LEVEL OF EMISSIONS OF POLLUTING SUBSTANCES IN THE ATMOSPHERE

E. Zemnukhova

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk
Novosibirsk State University, Novosibirsk*

Annotation. The paper examines the current situation of Russian regions, affecting the fuel and energy balance system and the level of emissions to the atmosphere. The features of the ecological situation of the regions of Russia are analyzed. The peculiarity of atmospheric pollutants is their prevailing localization in relatively small geographic areas — cities and other industrial centers. There is a relationship between the environmental situation and the structure of the fuel and energy balance of the regions. In the interests of the state to carry out programs to improve the level of the environmental situation in the regions of Russia, this will ensure the alignment of regional differentiation and the solution of problems in individual territories of Russia.

Key words: emissions of pollutants, environmental problems of Russian regions, oil and gas complex, natural gas.

© Е. А. Земнухова, 2019

Исследование выполнено при финансовой поддержке научных проектов РФФИ № 18-010-01032 и государственной программы «Выполнение фундаментальных научных исследований» № 0331-2019-0028.

Экология отражает качество и уровень жизни населения; это важный аспект, потому что в наши дни проблемы охраны окружающей среды способны привести к потере устойчивости общественного развития.

Природный газ является экологическим видом топлива, использование которого в экономике гарантирует 1) сохранение энергетической безопасности, 2) поддержание энергетического баланса, 3) обеспечение промышленных объектов относительно дешевым сырьем, а также 4) будет являться решением многих проблем, связанных с загрязнением окружающей среды.

В развитых странах мира экологии уделяется значительное внимание, однако в России этот вопрос часто обходят стороной, поэтому необходимо обратить на него внимание. Общий уровень выбросов в атмосферу в 2016 и 2017 гг. составил 17,3 и 17,5 тыс. тонн соответственно. Из-за увеличения содержания в атмосфере парниковых газов происходит усиление парникового эффекта. К таким газам относятся прежде всего углекислый газ (CO₂) и метан (CH₄), доли которых в общих выбросах парниковых газов в России в 2016 г. составили 63,1 и 32,4 % соответственно. Увеличение содержания этих двух газов в атмосфере в последние десятилетия обусловлено интенсификацией сжигания угля, нефти, газа и других ископаемых видов углеродосодержащего топлива, а также развитием сельскохозяйственного сектора [1–4].

Специфика топливно-энергетического баланса такова, что более 90 % общего энергопотребления реализуется за счет использования угля. Одним из факторов низкой степени газифицированности регионов является значительная роль угля в экономике. Угледобывающая промышленность является традиционной, в особенности в Сибири. Значительные запасы этого энергоносителя находятся в Кузбассе, Красноярском крае, Хакасии и ряде других районов региона.

Промышленность обеспечивает значительную часть экономики низкогазифицированных регионов, объем налоговых поступлений и занятость населения. Основная проблема заключается в том, что внимание уделяется денежной составляющей, а не экологическим последствиям использования угля. Бурые угли негативно влияют на окружающую среду и здоровье людей. Уровень загрязнения в городах Сибири и Урала выше, чем на остальной территории Российской Федерации (см. рисунок) [2, 4]. Так, за последние 8 лет доля выбросов, отходящих от стационарных источников заметно выросла в Дальневосточном (28,7 %), Северо-Кавказском (6,7 %) и Южном (7,2 %) федеральных округах.

Доля вредных выбросов из небольших источников (небольших котлов, печей) в общем объеме загрязнения атмосферы достигает 40 %, и следует учитывать, что в этом случае имеют значение не только количество выбросов, но и местоположение источника и регулярность выбросов.

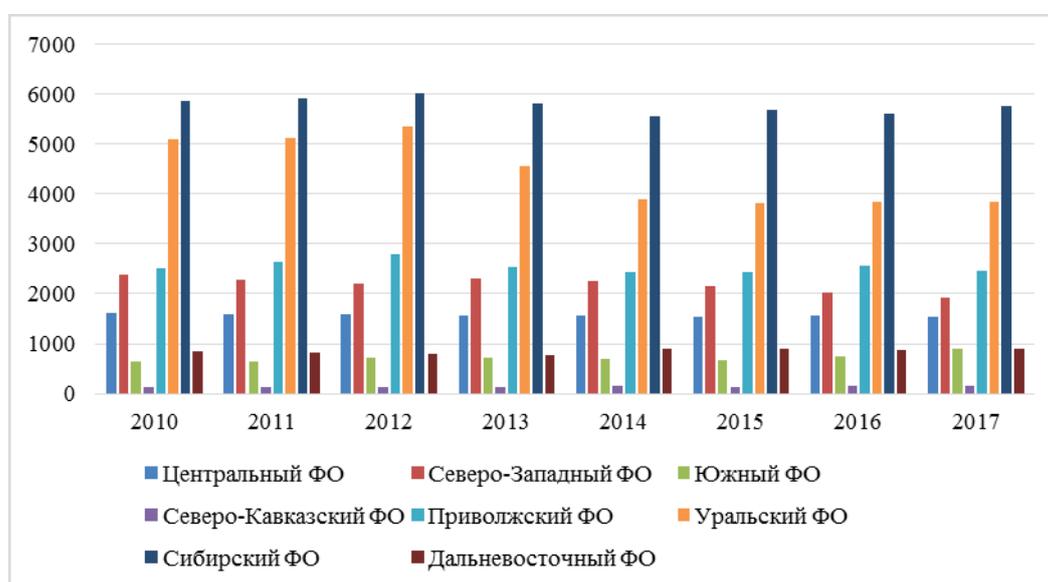
Особенностью загрязнителей атмосферы является их преобладающая локализация в относительно небольших географических районах — городах и других промышленных центрах. Скорость накопления вредных веществ превышает возможность самоочищения атмосферы. Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха городов (исключая использование угля) являются предприятия металлургии, теплоэнергетики, строительных материалов, деревообрабатывающих, коммунальных и промышленных котлов, химической и нефтехимической, целлюлозно-бумажной промышленности, очистных сооружений [5, 6]. Все эти предприятия выделяют загрязнения в атмосферу в виде диоксида серы, оксида углерода, диоксида азота, оксида азота, гидрофторида, сероводорода, формальдегида, фенолов, бенз(а)пирена, ароматических углеводородов, металлов.

В таблице представлены регионы с большой долей выбросов, отходящих от стационарных источников. Так, в 2017 г. высоконезокологичным является Красноярский край — 2 491 тыс. тонн и Ханты-Мансийский АО Югра — 2 129 тыс. тонн.

Если говорить о Ханты-Мансийском автономном округе, то состояние воздушного бассейна Югры определяется выбросами загрязняющих веществ из стационарных источников,

которые составляют 90 % валовых выбросов автономного округа. Основными стационарными источниками в населенных пунктах являются котельные и коммунальные услуги, а также трубопроводы, расположенные на лицензионных участках. Природнадзор Югры ведет реестр земель, загрязненных нефтью, нефтепродуктами, добываемой водой. Значительное негативное влияние на атмосферный воздух оказывают предприятия по добыче полезных ископаемых, металлургическому производству, передаче и распределению электроэнергии в Кемерове. Избыток вредных примесей в воздухе также обнаружен в Ямало-Ненецком автономном округе. Екатеринбург и Нижний Тагил входят в число городов Свердловской области, лидирующих по выбросам в атмосферу загрязняющих веществ [7–9].

Разработаны модель и алгоритм оценки экономической эффективности перехода регионов с угля на газ с учетом экологической ситуации. Состояние экологической ситуации в регионах России характеризуется относительно низким уровнем экологического состояния



Уровень выбросов по федеральным округам России, тыс. тонн

Топ-10 регионов России с высоким уровнем выбросов, тыс. тонн

Регионы	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Оренбургская область	617	658	757	513	411	490	512	617
Республика Коми	595	712	688	774	707	612	569	595
Челябинская область	749	694	678	667	653	627	597	749
Иркутская область	597	621	720	686	637	639	642	597
Ямало-Ненецкий АО	886	834	980	751	580	632	749	886
Свердловская область	1169	1091	1129	1097	1021	984	906	1169
Кемеровская область	1411	1390	1360	1356	1332	1344	1349	1411
Ханты-Мансийский АО Югра	2129	2353	2430	1866	1467	1388	1428	2129
Тюменская область с АО	345	379	3520	2751	2181	2146	2292	345
Красноярский край	2491	2517	2583	2597	2356	2476	2363	2491

по отношению к общероссийскому показателю. Программа по снижению уровня выбросов, отходящих от стационарных источников российских регионов является одной из важнейших стратегических задач государства.

Список литературы

1. Земнухова Е. А. Направления газификации регионов Сибири как ключевое направление улучшения экологической обстановки в регионе // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международн. науч. конгресс: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: Сб. мат-лов. В 6 т. 2018. Т. 2. С. 216–221.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В., Соколова И. А. Стратегия развития нефтегазового комплекса Сибири // Нефтяное хозяйство. 2009. № 3. С. 14–17.
3. Филимонова И. В. Нефтегазовый комплекс в социально-экономическом развитии регионов восточной Сибири // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сб. ст. В 6 т. / Под ред. В. И. Сулова, Н. В. Горбачевой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск. 2018. С. 259–267.
4. Филимонова И. В., Эдер Л. В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 9. С. 15–21.
5. Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса восточной Сибири и дальнего востока // Вестн. Тюменск. гос. ун-та. Экология и природопользование. 2016. Т. 2. № 1. С. 43–60.
6. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов // Экологический вестник России. 2018. № 10. С. 1–6.
7. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Комарова А. В., Шумилова С. И. Итоги развития газовой промышленности России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2018. № 5. С. 57–65.
8. Eder L. V., Filimonova I. V., Provornaya I. V., Nemov V. Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). 2017. Т. 84. С. 012012.
9. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (см. в книгах). 2017. Т. 84. С. 012010.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА
НИЖНЕЕНИСЕЙСКОГО ОЧАГА НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ**

Н. Д. Исламидинов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Представлены результаты моделирования истории генерации углеводородов органическим веществом (ОВ) в породах баженовского горизонта Нижнеенисейского очага нефтегазообразования. Реконструирована термическая история осадков. Оценены масштабы и интенсивность генерации жидких и газообразных углеводородов в породах баженовского горизонта.

Ключевые слова: баженовский горизонт, органическое вещество, моделирование, кероген, генерация, углеводороды, катагенез.

**BASIN MODELING OF HYDROCARBON GENERATION IN THE SEDIMENTARY
ROCKS OF BAZHENOV FORMATION IN NIZHNEENISEY POD**

N. D. Islamidinov

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Abstract. Presented the results of modeling the history of hydrocarbon generation of the organic matter in the sedimentary rocks of Bazhenov formation Nizhneenisey pod. Reconstructed the thermal history of sediments. Estimated the scale and intensity of generation of oil and gas for source rock of bazhenov horizon.

Key words: Bazhenov formation, organic matter, modeling, kerogen, generation, hydrocarbons, maturity.

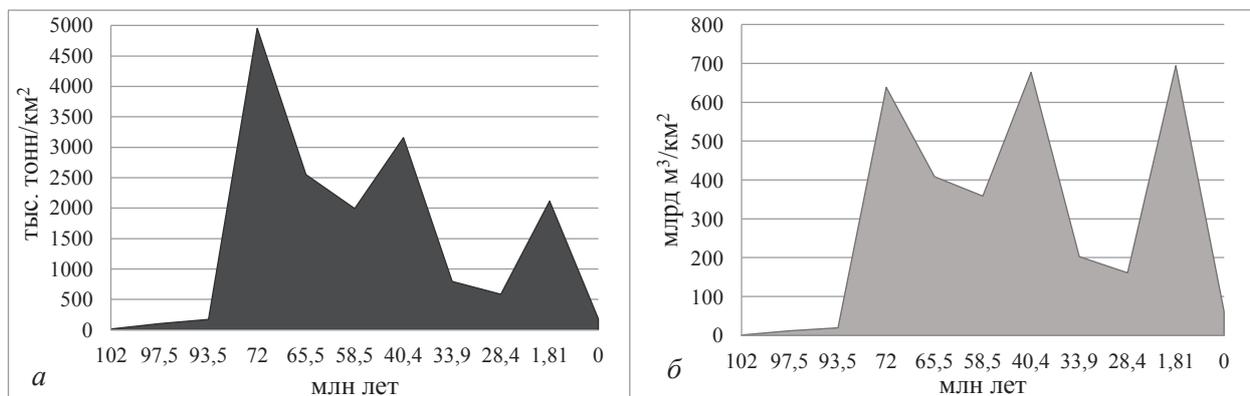
В настоящем исследовании приведены результаты компьютерного моделирования процессов генерации газообразных и жидких углеводородов (УВ) ОВ в породах баженовского горизонта Нижнеенисейского очага нефтегазообразования. Район исследования располагается на территории Долгано-Ненецкого района Красноярского края. В тектоническом отношении территория исследования находится в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) [8]. Исследованием геологии нефти и газа ЕХРП в разные годы занимался ряд ученых — А. Э. Конторович [6], А. П. Афанасенков [1], Л. И. Богородская [2], Ю. А. Филиппов [10], А. Н. Фомин [11] и др.

В последние десятилетия в связи с истощением ресурсной базы возникла необходимость освоения слабоизученных и труднодоступных районов Западной Сибири и шельфов морей. Для уменьшения геологических и экономических рисков возникла необходимость применения метода бассейнового моделирования, и многие отечественные и зарубежные компании начали активно применять данный метод для оценки перспектив нефтегазоносности. Бассейновое мо-

делирование, или историко-геологический метод, использовалось при оценке перспектив нефтегазоносности осадочного чехла в многочисленных районах Западной Сибири отечественными учеными [3, 7]. Для территории ЕХРП данный метод был применен П. И. Сафроновым [9] и А. А. Дешином [4].

В качестве фактического материала были использованы данные, полученные в ИНГГ СО РАН. Моделирование выполнено в программно-методическом комплексе Temis Flow (Veicip Franlab). Была восстановлена история формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, термическая история пород, динамика и масштабы генерации углеводородов органическим веществом в породах баженовского горизонта. В работе было принято, что в породах баженовского горизонта ОВ представлено смесью керогенов второго и третьего типов [5].

Калибровка температурной истории выполнялась на основе анализа распределения по площади и в разрезе отражательной способности витринита [11]. Баженовский горизонт на территории исследования представлен аргиллитами и глинами верхних частей гольчихинской и яновстанской свит. В центральных частях территории погружение пород баженовского горизонта в главную зону нефтеобразования началось примерно 90 млн лет назад. Степень катагенеза в породах баженовского горизонта в настоящее время достигает МК₂ в осевых частях Енисей-Хатангского регионального прогиба. Градация МК₁² охватывает значительную часть Центрально-Таймырского наклонного желоба и Мессояхской наклонной гряды. Наименее преобразовано ОВ в прибортовых частях территории изучения.



Интенсивность генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов пород баженовского горизонта Нижнеенисейского очага нефтегазообразования

Генерация УВ в породах горизонта началась примерно 100 млн лет назад, но к настоящему времени прослеживается увеличение массы сгенерированных жидких и газообразных углеводородов и распространение площади очага генерации в юго-западном направлении. В процентном соотношении объем генерации углеводородов керогеном II типа преимущественно превышает объем генерации углеводородов керогеном III типа (97 и 3 % соответственно). На рисунке можно наблюдать, что максимальная интенсивность генерации жидких углеводородов керогеном баженовского горизонта происходила 72–70 млн лет тому назад и была равна 5000 тыс. тонн/км² млн лет. Интенсивность генерации газообразных углеводородов имела пиков 72, 40 и примерно 1,8 млн лет назад и была равна 600–700 млрд м³/км² млн лет.

Список литературы

1. Афанасенков А. П. Особенности катагенетических преобразований рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геохимические и геофизические методы прямых поисков залежей углеводородов в Енисей-Хатангском прогибе. Л.: Наука, 1974. С. 69–80.
2. Богородская Л. И., Соболева Е. И. Катагенез органического вещества осадочных пород Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. С. 60–70.
3. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир. 2007. 456 с.
4. Дешин А. А. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексах северо-востока Западной Сибири [Электронный ресурс] // Трофимукские чтения — 2017: Мат-лы Всероссийск. молодежн. науч. конф. с участием иностранных ученых, 2017.
5. Ким Н. С., Родченко А. П. Органическая геохимия и нефтегенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика, 2013.
6. Конторович А. Э. и др. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. 86 с.
7. Конторович А. Э. и др. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика, 2013.
8. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8.
9. Сафронов П. И. и др. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология и геофизика. 2011. № 5. С. 48–55.
10. Филипцов Ю. А. и др. 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. С. 1837–1842.
11. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДЕВОН-КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ОСТАНИНСКОГО И СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К. И. Канакова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Актуальность изучения геологического строения доюрских отложений Западно-Сибирской плиты на сегодняшний момент не вызывает сомнений. Данный комплекс пород наиболее хорошо изучен в юго-восточных районах провинции, на территории Томской и Новосибирской областей. В данной работе рассмотрена территория, где залежи углеводородов связаны с несколькими генетическими типами отложений девон-карбонного возраста, а также с развитыми по ним корами выветривания.

Ключевые слова: Западная Сибирь, палеозой, сейсморазведка, тектоника, карбонатные коллекторы, нефтегазоносность.

FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE DEVON-CARBON DEPOSITS IN THE LIMITS OF OSTANA AND NORTH-OSTANA DEPOSITS

K. Kanakova

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

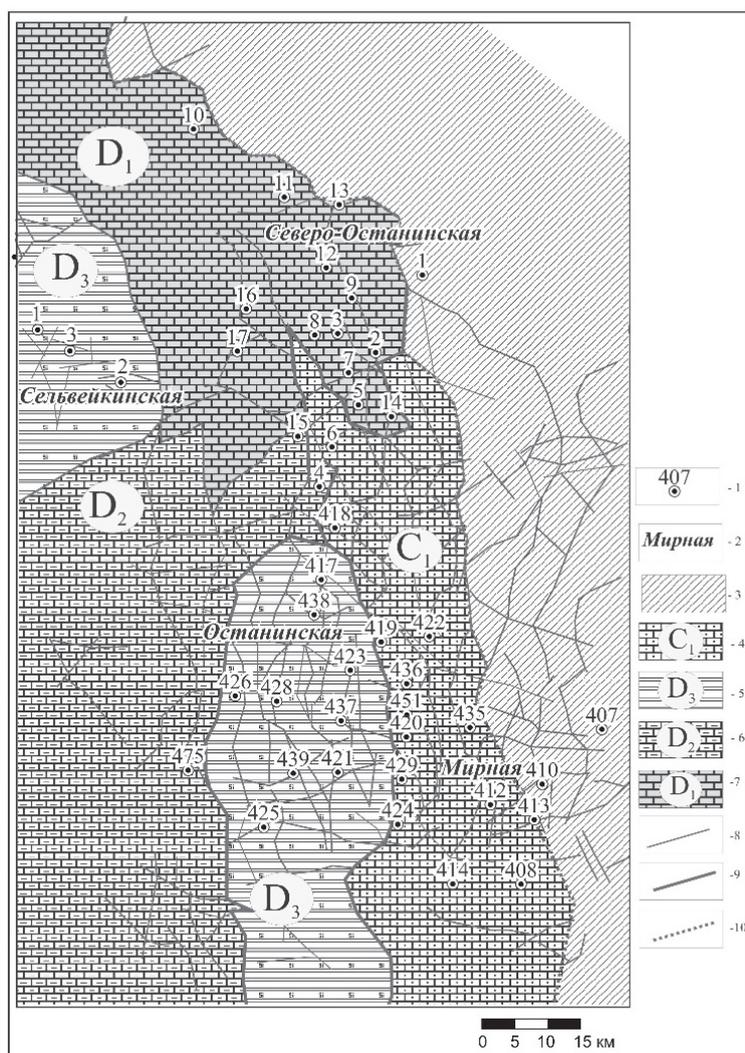
Annotation. The relevance of the study of the geological structure of the pre-Jurassic deposits of the West Siberian Plate today is beyond doubt. This rocks level is most well studied in the south-eastern part of the province, on the area of the Tomsk and Novosibirsk regions. In this paper I consider the area where hydrocarbon deposits are associated with several genetic types of deposits of the Devonian — Carboniferous age, as well as with developed weathering crust.

Key words: Western Siberia, Paleozoic, seismic exploration, tectonics, carbonate reservoirs, oil and gas content.

Несмотря на повышенный в последнее время интерес исследователей к НГГЗК, множество вопросов, касающихся строения доюрских образований Западной Сибири, остаются открытыми. При выявлении ловушек углеводородов в отложениях доюрского возраста важными параметрами являются литологический состав отложений, метасоматические процессы, имевшие место в диагенезе, катагенезе и гипергенезе, распространенность и характер разрывных нарушений. Одной из фундаментальных научных проблем является уточнение тектонического строения и истории формирования доюрских отложений. В данной работе рассматриваются Останинское и Северо-Останинское месторождения, находящиеся на юго-западе Томской области, в пределах Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции. Породы, слагающие

кровлю палеозойского комплекса, вскрытые скважинами в пределах исследуемой территории, датированы девон-карбоном и представлены следующими лито-петрографическими толщами: карбонатами коренного палеозоя, доломитизированными и органогенными известняками (горизонт M_1); глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт M) [1, 2, 3]. К кровле доюрского комплекса приурочен сейсмический отражающий горизонт Φ_2 .

В позднем палеозое район исследований, вероятно, располагался на окраине Сибирского континента. Согласно палеогеодинамическим реконструкциям [4] 400 млн лет (ранний девон) Сибирский континент находился в северном полушарии на широте от 10 до 35° и был развернут на 180° относительно современного положения, так, что исследуемая территория занимала восточное побережье на широте 20°.



Карта вещественного состава пород, слагающих кровлю доюрского основания: 1 — скважины поисковые и разведочные; 2 — названия площадей; 3 — сланцы; 4 — известняки, доломиты, местами глинистые известняки раннего девона; 5 — глинистые известняки, известняки среднего девона; 6 — кремнистые терригенные породы позднего девона; 7 — кремнистые известняки раннего карбона; 8 — разрывные нарушения; 9 — границы разновозрастных блоков, 10 — условные границы

С раннего девона до ранней перми происходил разворот Сибирского континента по часовой стрелке при одновременном перемещении на север, и в позднем карбоне произошла акреция Сибири с Европой и Казахстанским супертеррейном.

В литологическом отношении девон-каменноугольные отложения района исследований представлены карбонатными и терригенно-карбонатными породами (известняки органогенные, доломиты, известняки глинистые, известняки кремнистые, кремнистые аргиллиты) (см. рисунок). Породные ассоциации соответствуют отложениям, сформированным на окраине континента в условиях теплого моря.

В регионе исследований сильно сокращена мощность юрских отложений, породы тюменской свиты залегают непосредственно на доюрских образованиях [5]; это означает, что вплоть до байоса изучаемая территория находилась выше базиса эрозии и являлась областью денудации, то есть представляла собой складчатое сооружение, подверженное экзогенным процессам. В этот период приповерхностная часть пород претерпевала метасоматические преобразования, формировались коры выветривания.

Анализ описаний керна и интерпретация данных сейсморазведки позволили сделать выводы о том, что породы, слагающие кровлю доюрского комплекса в пределах Останинского и Северо-Останинского месторождений, имеют принципиально разный состав и критерии прогноза распространения коллекторов.

В раннем девоне на территории исследований формировалась карбонатная платформа. Об этом свидетельствуют известняки и доломиты биоморфные, вскрытые на Северо-Останинской. К данным отложениям приурочена залежь нефти, вскрытая скважинами 3, 5, 7. Коллектор трещинно-каверно-порового типа. Согласно описанию керна, степень доломитизации пород уменьшается от скв. 3 к скв. 5, а в скв. 14 отложения представлены другим типом пород — глинистыми известняками, которые, вероятно, формировались в более глубоководных условиях. Согласно результатам интерпретации данных сейсморазведки, Северо-Останинская залежь приурочена к относительно погруженной зоне, не являющейся зоной дробления, характеризуется высокими значениями амплитуд волнового пакета Φ_2 , доломиты выходят непосредственно на эрозионную поверхность, а в скв. 2, 8, 9, 12 известняки перекрыты мощными отложениями брекчий.

Отложения среднего девона на территории исследований представлены глинистыми известняками, вскрытыми в западной части района, формировавшимися в более глубоководных условиях, чем раннедевонские доломитизированные известняки.

В позднем девоне — карбоне отложения исследуемой территории накапливались в относительно глубоководных условиях. Они представлены кремнеаргиллитами, силицитами и окремненными известняками, которые слагают кровлю палеозоя в пределах Останинской площади. По кремне содержащим отложениям развита кора выветривания, представляющая собой глинисто-кремнистые щебнистые массы. Глинисто-кремнистая кора вместе с подстилающими отложениями на данной территории формирует единые резервуары. Залежи углеводородов, вскрытые в пределах таких отложений, имеют блоковое строение; они приурочены к контрастным выступам и интенсивно дислоцированы. На временных разрезах продуктивные блоки в силикатсодержащих породах характеризуются пониженными значениями амплитуд волнового пакета Φ_2 .

Список литературы

1. Конторович В. А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. Т. 48. № 5. 2007. С. 538–547.
2. Конторович В. А., Бердникова С. А., Калинина Л. М., Лапковский В. В., Поляков А. А., Соловьев М. В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 5–6. С. 91–102.
3. Конторович В. А., Калинина Л. М., Калинин А. Ю., Канакова К. И., Соловьев М. В. Сейсмогеологические модели палеозойских комплексов и нефтегазоперспективных объектов юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Технологии сейсморазведки. 2017. № 3. С. 85–95.
4. Метелкин Д. В., Верниковский В. А., Казанский А. Ю. Тектоническая эволюция сибирского палеоконтинента от неопротерозоя до позднего мезозоя: палеомагнитная запись и реконструкции // Геология и геофизика. 2012. Т. 53. № 7. С. 883–899.
5. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Ред. Е. А. Елкин. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. 165 с.

ОЦЕНКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ: РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА

В. Д. Кожевин ¹, М. В. Мишенин ²

¹ Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск

Аннотация. При помощи панельных данных в работе устанавливается взаимосвязь между развитием возобновляемых источников энергии и 1) ценами на нефть, 2) отношением производства к потреблению углеводородов, 3) индексом коррупции и 4) индексом технологического развития страны. Все наблюдаемые факторы оказали значительное влияние на потребление возобновляемой энергии. Было установлено, что 1 % изменения цены на углеводороды вызывает изменение потребления ВИЭ на 1,05 %. В условиях дешевых ископаемых энергоресурсов потребуются фундаментальная технологическая реструктуризация возобновляемых источников энергии для повышения их конкурентоспособности.

Ключевые слова: потребление ВИЭ, цены на нефть, коррупция, НИОКР, добыча нефти, энергетические рынки.

ASSESSMENT OF CONSUMPTION OF RENEWABLE ENERGY: DEVELOPMENT OF METHODOLOGICAL APPROACH

V. Kozhevnikov ¹, M. Mishenin ²

¹ Novosibirsk State University, Novosibirsk

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics
of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Annotation. Using panel data, the paper establishes the relationship between the development of renewable energy sources and 1) oil prices, 2) the ratio of production to hydrocarbon consumption, 3) the corruption index and 4) the country's technological development index. All observed factors had a significant impact on the consumption of renewable energy. It was found that a 1 % change in the price of hydrocarbons causes a change in the consumption of renewable energy by 1,05 %. In the conditions of cheap fossil energy resources, fundamental technological restructuring of renewable energy sources will be required to increase their competitiveness.

Key words: RES consumption, oil prices, corruption, R&D, oil production, energy markets.

Изменение климата, истощение ресурсов и энергетическая безопасность являются мощными силами, стимулирующими интерес к потреблению возобновляемой энергии (ВИЭ). Ископаемое топливо, настроение людей и политическая ситуация также способствуют глобальной тенденции к увеличению доли ВИЭ в структуре энергопотребления. Согласно REN21 Renewables 2017 Global Status Report в 2015 году, ВИЭ обеспечили около 19,3 % мирового конечного потребления энергии, а рост мощности и производства продолжился в 2016 году и в дальнейшем. Поэтому важно с достаточной точностью прогнозировать будущий рост потребления ВИЭ для более точной оценки необходимых инвестиций в инфраструктуру ВИЭ, скоординированного распределения производственных мощностей, ускорения традиционного замещения энергии и положительного воздействия на окружающую среду и экономику стран. Кроме того, существует еще одна сложная проблема — каждая модель прогнозирования должна определять факторы, которые исследователь или другая заинтересованная сторона смогут прогнозировать с высокой степенью достоверности.

Целью исследования является выявление факторов, определяющих уровень и динамику потребления возобновляемых источников энергии. Предмет исследования — возобновляемые источники энергии в топливно-энергетическом балансе стран. Объект — международная экономика возобновляемой энергетики.

В рамках исследования тестировалось четыре гипотезы:

- 1) влияние цен на нефть на динамику потребления ВИЭ;
- 2) влияние отношения производства к потреблению углеводов на динамику потребления ВИЭ;
- 3) влияние уровня коррупции на динамику потребления ВИЭ;
- 4) влияние доли НИОКР в ВВП на динамику потребления ВИЭ.

Было построено три модели, лучшей из которых стала модель на основе отношения потребления ВИЭ к общему потреблению энергии как зависимой переменной. Сравнение коэффициента детерминации моделей со случайными эффектами ($R\text{-Squared} = 0,50$) и фиксированными эффектами ($R\text{-Squared} = 0,54$) показывает, что полученные оценки намного эффективнее, чем оценки объединенной регрессии ($R\text{-Squared} = 0,39$), однако этого недостаточно для выбора лучшей модели (табл. 1).

Таблица 1

Оценка модели для 37 стран (уровень значимости 0,05)

Переменные	Pooling	Random	Fixed
(Intercept)	-20,86***	-15,32***	
Logarithm (отнош. пр-ва к потреб. углеводов.)	-0,09**	0,10	-0,23*
Logarithm (2 лаг цен на нефть)	1,39***	1,15***	1,05***
Logarithm (индекс коррупции)	2,63***	1,51***	1,32***
Logarithm (доля НИОКР в ВВП)	-0,59***	0,64**	1,10***
R^2	0,39	0,50	0,54
Adj. R^2	0,38	0,50	0,49
F-statistic	63,22	101,26	106,53

Все модели показали значимые результаты и переменные. Наиболее удачная модель была выбрана на основе тестов Вальда, Бреуша — Пагана и Хаусмана — с фиксированными эффектами (табл. 2).

Тестирование моделей (уровень значимости 0,05)

Test	Df		Chisq	p-value	Best model
Wald	1	1	332,51	2,2e-16	Fixed
Breusch-Pagan	1	1	1373,60	2,2e-16	Random
Hausman		4	25,08	4,8e-05	Fixed

В итоге была получена модель:

$$\ln(RESO) = -0,23 \times \ln(PC) + 1,05 \times \ln(Oil) + 1,32 \times \ln(CI) + 1,10 \times \ln(RDGDP),$$

где *RESO* — потребление ВИЭ; *Oil* — второй лаг цен на нефть; *PC* — отношение производства к потреблению углеводородов; *CI* — индекс коррупции; *RDGDP* — доля НИОКР в ВВП страны.

На основе модели можно получить, что при росте отношения производства к потреблению на 1 % рост потребления ВИЭ снизится на 0,23 %. Кроме того, рост цен на нефть на 1 % и доля НИОКР в ВВП на 1 % приведут к росту потребления ВИЭ на 1,05 % и 1,10 % соответственно, а снижение коррупции на 1 % приведет к росту потребления ВИЭ на 1,32 %. Эти результаты могут быть использованы при прогнозировании потребления ВИЭ в мире.

В результате проделанной работы были подтверждены выдвинутые гипотезы.

1. В ходе исследования было установлено, что двухлетнее отставание цен на нефть оказывает существенное влияние на потребление возобновляемых источников, что подтверждается также снижением цен на нефть в 2014 году и последующим снижением потребления ВИЭ в 2016 году.

2. Более того, с ростом доступности ископаемых «топливные» страны имеют тенденцию потреблять меньше ВИЭ, что является основной характеристикой стран бывшего СССР, Латинской Америки, Азиатско-Тихоокеанского региона. Тем не менее, некоторые европейские страны опровергают эту зависимость — Дания, Великобритания, Нидерланды.

3. Исследования также показали значимость инноваций и высокотехнологичной составляющей — высокотехнологичная экономика с большой вероятностью впитает инновации в энергетическом секторе.

4. Одним из ключевых факторов оказался уровень коррупции, который напрямую влияет на эффективность распределения инвестиций. В странах с низким уровнем коррупции эффективность современной энергосистемы становится одной из самых высоких.

Список литературы

1. Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Немов В. Ю. Повышение эффективности освоения ресурсных регионов с учетом синергического эффекта // Экологический вестник России. 2018. № 6. С. 15–22.

2. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов // Экологический вестник России. 2018. № 10. С. 1–6.
3. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В., Мишенин М. В., Комарова А. В., Ельцов И. Н., Эпов М. И., Бурштейн Л. М., Сенников Н. В., Ершов С. В., Моисеев С. А., Казаненков В. А., Малев-Ланецкий Д. В., Юркевич Н. В. Нефтегазовый комплекс России — 2017. Ч. 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние: научно-аналитическое издание. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2017.
4. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. 2016. Т. 16. № 1. С. 25–38.
5. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Комарова А. В., Шумилова С. И. Итоги развития газовой промышленности России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2018. № 5. С. 57–65.
6. Eder L. V., Filimonova I. V., Provornaya I. V., Nemov V. Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. Т. 84. С. 012012.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. Т. 84. С. 012010.
8. REN21. 2017. Renewables 2017 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).
9. Burakov D., Freidin M. Financial Development, Economic Growth and Renewable Energy Consumption in Russia: A Vector Error Correction Approach // International Journal of Energy Economics and Policy. 2017. Vol. 7. Issue 6. P. 39–47.
10. Menegaki A. N. Growth and renewable energy in Europe: A random effect model with evidence for neutrality hypothesis. Energy Economics. Vol. 33. P. 257–263.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

А. В. Комарова, В. Ю. Немов

*Институт нефтегазовой геофизики и геологии им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

Аннотация. Нефтегазовые доходы составляют основу доходов федерального бюджета России. Оптимизация налоговых ставок и соотношений между различными видами нефтегазовых доходов является важным инструментом регулирования отрасли и контроля над бюджетными поступлениями. В последние годы в результате проведения реформ налогообложения отрасли наблюдается повышение роли НДС по сравнению с экспортной пошлиной. Также наблюдается тенденция усложнения расчета налога путем введения новых понижающих коэффициентов. Текущее распределение льгот обусловлено основными отраслевыми и региональными тенденциями и качественными изменениями минерально-сырьевой базы.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, нефть, НДС, налог, налоговая льгота, налоговые коэффициенты.

DEVELOPMENT OF THE TAXATION SYSTEM OF RUSSIAN PETROLEUM INDUSTRY

A. Komarova, V. Nemov

*Institute of petroleum geology and geophysics of Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk
Novosibirsk State University, Novosibirsk*

Annotation. Oil and gas revenues form the basis of the federal budget revenues of Russia. Optimization of tax rates and the ratio between various types of oil and gas revenues is an important tool for regulation of the industry and budget revenues. In recent years, as a result of industry tax reforms, there has been an increase in the role of the mineral extraction tax compared to export duties. There is also a tendency for the complication of the tax calculation by introducing new reducing coefficients. The current distribution of tax incentives is determined by the main regional and industry trends and qualitative changes in the mineral resource base.

Key words: Petroleum industry, crude oil, MET, tax, tax incentives, tax coefficients.

Нефтегазовые доходы составляют основу доходов федерального бюджета России. В 2018 г. объем поступлений от отрасли составил 6 трлн руб., или 40 % от общих доходов бюджета [1]. В состав нефтегазовых доходов входят два основных налога: налог на добычу

© А. В. Комарова, В. Ю. Немов, 2019

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-06-00537 и гаранта Президента РФ № МД-6723.2018.6.

полезных ископаемых (НДПИ) в виде углеводородного сырья — нефть, газ горючий природный, газовый конденсат — и вывозные таможенные пошлины на нефть сырую, газ природный и товары, выработанные из нефти [2].

В последние годы в результате проведения реформ налогообложения отрасли наблюдается повышение роли НДПИ по сравнению с экспортной пошлиной [3]. Так, в 2011 г. большая часть нефтегазовых доходов формировалась за счет сборов с экспортных поступлений — 64,8 %, то в 2017 г. эта доля снизилась до 32,7 % (см. рисунок). Это является результатом планомерной политики государства по снижению нагрузки на внешнюю торговлю углеводородным сырьем [4].



Структура нефтегазовых доходов РФ в 2011–2017 гг.

Оптимизация налоговых ставок и соотношений между различными видами нефтегазовых доходов является важным инструментом регулирования отрасли и контроля над бюджетными поступлениями [5].

Ставка по налогу на добычу нефти с момента введения налога в 2002 г. рассчитывается на основе умножения базовой ставки на ряд коэффициентов, учитывающих изменение конъюнктурных, горно-геологических, физико-химических и промысловых характеристик и условий добычи нефти (см. таблицу).

Первоначально в расчете ставки НДПИ принимался только коэффициент $K_{ц}$, учитывающий изменения цены российской нефти на мировом рынке. Позднее, с 2007 г., были введены коэффициенты $K_{в}$ и $K_{з}$, отражающие степень выработанности и величину запасов конкретного участка недр соответственно. С 2013 г. формула ставки НДПИ дополнена еще двумя коэффициентами — $K_{д}$ и $K_{дв}$, характеризующими степень сложности добычи нефти и степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья [6].

С 2015 г. изменен сам алгоритм расчета ставки НДПИ, которая стала рассчитываться путем умножения базовой ставки на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$), а полученное произведение уменьшается на величину показателя, характеризующего особенности добычи нефти ($Дм$). Также был дополнительно введен коэффициент $K_{кан}$, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Основные этапы развития НДСП на нефть

Период действия	2007–2011	2012	2013	2013	2014	2015	2016	2017
Базовая ставка, руб. за т	419	446	470		493	766	857	919
Используемые коэффициенты	Кц, Кв	Кц, Кв, Кз		Кц, Кв, Кз, Кд, Кдв		Кц, Кв, Кз, Кд, Кдв, Ккан		
Основные льготные группы	1. Участки со степенью выработанности запасов выше 80 % 2. Сверхвязкая нефть	1. Участки с выработанности запасов выше 80 % 2. Сверхвязкая нефть 3. Месторождения с начальными извлекаемыми запасами менее 5 млн т		1. Участки и залежи с выработанности запасов выше 80 % 2. Сверхвязкая нефть 3. Месторождения с начальными извлекаемыми запасами менее 5 млн т 4. Регионы Севера и Восточной Сибири, шельф		1. Участки и залежи с выработанности запасов выше 80 % 2. Сверхвязкая нефть 3. Месторождения с начальными извлекаемыми запасами менее 5 млн т 4. Регионы Севера и Восточной Сибири, шельф		
Нормативные акты	№ 151-ФЗ от 17.07.2006 г.	№ 258-ФЗ от 21.07.2011 г.		№ 263-ФЗ от 30.09.2013 г.	№ 366-ФЗ от 24.11.2014 г.			

В существующей налоговой системе прописаны понижающие коэффициенты по НДСП для залежей баженовской свиты, абалакской свиты, доманиковой свиты, тюменской свиты, хадумской свиты, низкопроницаемых залежей и сверхвысоковязких залежей нефти. Также льготному налогообложению подвергаются малые и мельчайшие месторождения; месторождения с высокой степенью выработанности; проекты в регионах со сложными природно-климатическими условиями и отсутствием инфраструктуры [7]. Текущие льготы обусловлены в первую очередь основными отраслевыми и региональными тенденциями, а также качественными изменениями минерально-сырьевой базы. Льготные коэффициенты призваны обеспечить устойчивый рост добычи нефти в стране в ближайшие годы [8].

Список литературы

1. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Комарова А. В., Шумилова С. И., Немов В. Ю., Прворная И. В., Мишенин М. В., Земнухова Е. А. Нефтегазовый комплекс России. Ч. 3. Экономика нефтегазовой промышленности: долгосрочные тенденции и современное состояние. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2018. 75 с.
2. Филимонова И. В. Государственное стимулирование экономического развития нефтегазовых регионов // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: сб. ст. В 6 т. / Под ред. В. И. Клисторина, О. В. Тарасовой; ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 355–363.
3. Филимонова И. В., Эдер Л. В., Комарова А. В., Почевалова Т. А. Сравнительный анализ налоговой нагрузки нефтяных компаний России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2018. № 11. С. 33–39.

4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В., Соколова И. А. Стратегия развития нефтегазового комплекса Сибири // Нефтяное хозяйство. 2009. № 3. С. 14–17.
5. Филимонова И. В., Комарова А. В., Эдер Л. В., Проворная И. В. Развитие инструментов государственного регулирования технологического развития арктических ресурсных регионов // Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием (г. Новосибирск, 9–11 октября 2018): Тезисы докладов. 2018. С. 147–148.
6. Филимонова И. В., Эдер Л. В. Особенности государственного регулирования эффективности работы нефтегазовой промышленности России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 9. С. 15–21.
7. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. Т. 84. С. 012010.
8. Filimonova I. V., Eder L. V., Mishenin M. V., Mamakhatov T. M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. Т. 84. С. 012011.

СЛЕДЫ СВЕРЛЕНИЯ В РАКОВИНАХ ДВУСТВОРЧАТЫХ МОЛЛЮСКОВ ИЗ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ ПРИПОЛЯРНОГО УРАЛА

И. Н. Косенко

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

Аннотация. Изучены следы сверления в раковинах двустворчатых моллюсков из киммериджских и волжских отложений Приполярного Урала (р. Лопсия, Ятрия, Маурья, Толья). Установлено, что большинство следов сверления относятся к ихнороду *Gastrochaenolites* isp. Описаны три типа сохранности следов сверления: 1) сверления, заполненные осадком, 2) сверления, не заполненные осадком, и 3) слепки сверлений на эродированной поверхности раковин. В не заполненных осадком сверлениях найдены двустворчатые моллюски *Gastrochaenidae*, оставлявшие следы *Gastrochaenolites*.

Ключевые слова: верхняя юра, Приполярный Урал, ихнофоссилии *Gastrochaenolites*.

TRACE OF BORINGS IN BIVALVES SHELLS FROM UPPER JURASSIC OF SUBPOLAR URALS

I. Kosenko

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk
Novosibirsk State University, Novosibirsk*

Annotation. Trace of borings in bivalves shells from Kimmeridgian and Volgian deposits of Subpolar Urals (Lopsiya, Yatriya, Maurynya, Tolya sections) are studied. It is found that trace of boring are represented mainly by the ichnogenus *Gastrochaenolites*. Three types of preservation are described: 1) borings filled by sediment; 2) borings not filled by sediment; and 3) moulds of borings on the eroded surface of shells. Bivalves *Gastrochaenidae* produced *Gastrochaenolites* isp. have been found in not filled borings.

Key words: Upper Jurassic, Subpolar Urals, ichnofossils *Gastrochaenolites*.

Следы сверления часто встречаются в современных и в ископаемых обстановках, они могут быть приурочены к поверхностям твердого дна либо к карбонатным раковинам моллюсков или скоплениям костей [1–3]. Совокупность следов сверления в твердых латерально

© И. Н. Косенко, 2019

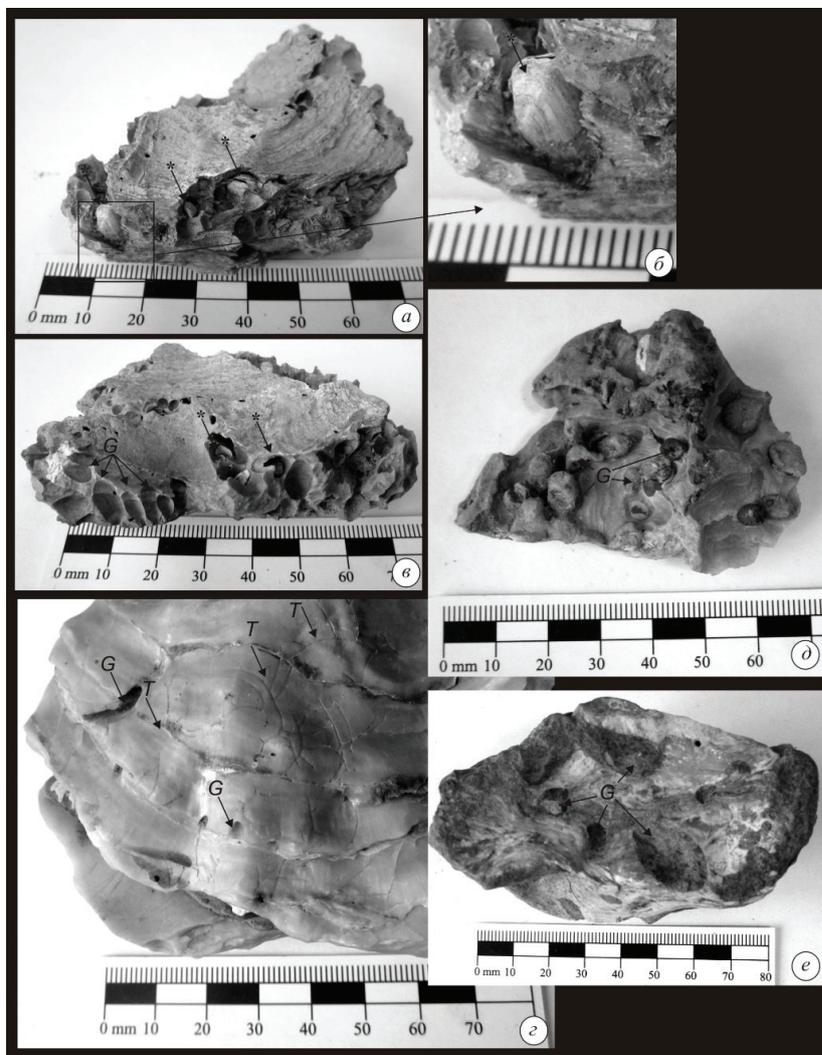
Работа выполнена при поддержке гранта РНФ № 18-17-00038 и проекта ФНИ № 0331-2019-0004 «Палеонтология, стратиграфия, биогеография бореальных и смежных с ними палеобассейнов и комплексное обоснование усовершенствования региональных стратиграфических схем мезозоя и кайнозоя Сибири».

выдержанных субстратах выделена в ихнофацию *Trypanites* [4]. Эта ихнофация является индикатором продолжительных периодов биоэрозии при отсутствии (или очень низкой скорости) осадконакопления [2]. Отмечается, что изолированные просверленные раковины или другие обломки не относятся к ихнофации *Trypanites* [5], но могут иметь значение для реконструкции палеообстановок [6].

Одним из часто встречаемых следов сверления является ихнород *Gastrochaenolites* Leuherie, 1842, распространенный с юры по настоящее время, представляющий собой каплеобразные камеры округлой, эллиптической, миндалевидной или орехообразной формы в сечении [1]. Эти следы образуются в процессе жизнедеятельности двустворок-камнеточцев [7].

В литературе имеются упоминания о находках *Gastrochaenolites* в юрских отложениях Приполярного Урала [8, 9], однако изображения и детальное описание этих следов отсутствуют.

Автором проанализированы раковины двустворчатых моллюсков (в основном устриц и единственного *Isognomon* sp.) со следами сверления из верхнего кимериджа и основания волжского яруса р. Лопсии и Тольи, а также волжского яруса р. Ятрии, Тольи и Маурыньи. Раковины со следами сверления распространены неравномерно по разрезам и стратиграфическим уровням. Наибольшая плотность сверлений отмечается на раковинах устриц из верхнего кимериджа и основания волжского яруса р. Лопсии (а–г на рисунке). Сверления в подавляющем большинстве относятся к *Gastrochaenolites* isp., со-



Следы сверления на раковинах устриц из волжского яруса Приполярного Урала. Обломок раковины устриц *Pernostrea* sp. с многочисленными сверлениями *Gastrochaenolites* isp. с сохранившимися двустворками *Gastrochaenidae* sp.; основание волжского яруса р. Лопсия (а–в); раковина устрицы *Pernostrea mesezhnikovi* со следами сверления *Gastrochaenolites* isp. и *Talpina* isp.; основание волжского яруса р. Лопсия (г); обломок устрицы *Pernostrea* sp. с многочисленными следами *Gastrochaenolites* isp., сохранившимися в виде слепков; волжский ярус р. Ятрия (д); обломки раковин устриц *Pernostrea* sp. с литифицированным осадком и крупными следами *Gastrochaenolites* isp.; верхний волжский подъярус р. Толья (е). Стрелками и буквой «G» отмечены следы *Gastrochaenolites* isp., буквой «T» — следы *Talpina* isp., звездочкой «*» — двустворки *Gastrochaenidae* sp.

хранившимся в виде норок, не заполненных осадком. В некоторых норках найдены двустворки-сверлильщики *Gastrochaenidae* sp. в прижизненном положении (*a–в* на рисунке). Обломки нескольких раковин из основания волжского яруса просверлены не только с внешней, но и с внутренней и торцевой стороны, что говорит о переворачивании раковины до момента окончательного погребения осадком. Максимальный диаметр норок составляет около 6 мм. Из этого же интервала происходят устрицы хорошей сохранности, где следы *Gastrochaenolites* отмечены не только на раковинах, но и в литифицированном осадке между створками. На этих же раковинах присутствуют следы сверления *Talpina* isp. (*г* на рисунке). В волжском ярусе р. Ятрии встречен обломок створки устрицы, где многочисленные следы сверления *Gastrochaenolites* сохранились в виде слепков на эродированной поверхности раковины (*д* на рисунке). Максимальный диаметр следов составляет 6 мм. В верхнем волжском подъярусе р. Маурыньи и Тольи следы *Gastrochaenolites* найдены на раковинах устриц в виде норок, заполненных осадком (*е* на рисунке). Следы из разреза р. Маурыньи менее многочисленны, чем с р. Лопсии и Ятрии и имеют максимальный диаметр 8 мм. Обломки раковин с р. Тольи несут на себе следы наибольшего размера — диаметром до 13 мм и длиной до 28 мм (*е* на рисунке). При этом следы заполнены осадком двух типов, что может говорить о нескольких фазах биоэрозии.

Список литературы

1. Микулаш Р., Дронов А. Палеоихнология — введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской республики, 2006. 122 с.
2. Buatois L. A., Mángano M. G. Ichnology: organism-substrate interactions in space and time. New York: Cambridge University Press, 2011. 358 p.
3. Барабошкин Е. Е. Сверления *Gastrochaenolites* isp. В фосфоритах зоны *Dorsoplanites randeri* (волжский ярус верхней юры) Москвы и Подмосковья // Юрские отложения юга Московской синеклизы и их фауна. М.: ГЕОС. С. 320–325.
4. Frey R. W., Seilacher A. Uniformity in marine invertebrate ichnology // *Lethaia*. 1980. Vol. 13. P. 183–207.
5. Pemberton S. G., MacEachern J. A., Frey R. W. Trace fossils facies models: environmental and allostratigraphic significance // *Facies models and Sea Level Changes*. Geological Association of Canada, 1992. P. 47–72.
6. Gibert J. M. de, Martinell J., Domenech R. El Mioceno marino entre las playas de l'Arrabassada y El Miracle (Tarragona): aspectos paleontológicos e implicaciones sedimentológicas // *Acta Geologica Hispanica*. 1994. Vol. 29. P. 133–148.
7. Bromley R. G., Asgaard U. Two bioerosion ichnofacies produced by early and late burial associated with sea-level change // *Geologische Rundschau*. 1993. Vol. 82. P. 278–280.
8. Захаров В. А., Месежников М. С. Волжский ярус Приполярного Урала. Новосибирск: Наука, 1974. 216 с.
9. Kosenko I. Late Jurassic — Early Cretaceous oysters from Siberia: A systematic review // *Acta Palaeontologica Polonica*. 2017. Vol. 62. № 4. P. 759–778.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

А. Ю. Космачева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В настоящее время особое значение для нефтегазовой отрасли представляют трудноизвлекаемые запасы углеводородов, и актуальным способом прогнозирования сложнопостроенных залежей является комплексная интерпретация геологических, геофизических и геохимических данных с использованием передовых программных продуктов. Моделирование углеводородной системы Герасимовского нефтегазового месторождения ориентировано на реконструкцию геологической истории месторождения и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с количественной оценкой масштабов генерации углеводородов.

Ключевые слова: Герасимовское месторождение, сложнопостроенная залежь, трудноизвлекаемые запасы, моделирование углеводородной системы.

PETROLEUM POTENTIAL OF GERASIMOV FIELD ACCORDING TO INTEGRAL INTERPRETATION OF GEOLOGICAL, GEOPHYSICAL AND GEOCHEMICAL DATA

A. Kosmacheva

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics
of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. Today hard-to-recover reserves of hydrocarbons are key to oil-and-gas industry. The topical approach of complex trap predicting is an integral interpretation of geological, geophysical and geochemical data by using the advanced software tools. Petroleum system modeling of the Gerasimov field is aimed at the reconstruction of the geological history and processes being essential to the accumulation and reconstitution stages of sedimentary rocks and organic matter with quantitative estimation of generated hydrocarbons.

Keywords: Gerasimov field, complex trap, hard-to-recover reserves, petroleum system modeling.

В настоящее время сокращается фонд традиционных антиклинальных объектов и возрастает значение трудноизвлекаемых запасов углеводородов из сложнопостроенных и глубокозалегающих залежей. Одним из современных способов прогнозирования таких объектов является комплексная интерпретация геологических, геофизических и геохимических данных с использованием передовых программных продуктов, направленных на моделирование углеводородной системы месторождения.

Герасимовское нефтегазовое месторождение в административном отношении расположено на юге Парабельского района Томской области. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования юго-восточных районов Западной Сибири район исследования принадлежит Васюганской нефтегазоносной области и Пудинскому нефтегазоносному району. Герасимовское месторождение приурочено к локальному одноименному поднятию, осложняющему восточную часть Нюрольской впадины [1].

В основу работы были положены данные скважин, вскрывших палеозойские отложения, которые включали: стратиграфические разбивки основных реперных поверхностей, описание керна, результаты испытаний, комплекс геофизических исследований: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации, каротаж сопротивления, индукционный каротаж, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж; комплекс геохимических исследований: отражательная способность витринита с соответствующими глубинами замера; содержание органического вещества и углеводородный потенциал пород нефтематеринских комплексов.

Залежи углеводородов Герасимовского месторождения сосредоточены в верхней, средней юре и зоне выветривания кровли палеозоя — пласте М. Резервуарами в палеозойских образованиях являются кремнисто-глинистые отложения карбона. Роль флюидоупоров на границе палеозоя и мезозоя выполняют углисто-глинистые пачки среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания. Ловушки углеводородов, в различной степени контролирующиеся структурным, литологическим и тектоническим факторами, были сформированы в юрский этап развития.

На территории исследования нефтематеринскими толщами являются девонские отложения палеозоя [2], углистые пласты средней юры и баженовская свита. В настоящее время жидкие углеводороды активно генерируются породами баженовской свиты и отложениями угольных пластов средней юры, так как на данный момент эти толщи находятся в главной зоне нефтеобразования, тогда как девонские отложения полностью исчерпали свой нефтегенерационный потенциал.

Список литературы

1. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. 253 с.
2. Костырева Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. 180 с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КУНГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ПЕЧОРСКОГО УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

О. С. Котик

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар

Аннотация. Рассматриваются углепетрографические и геохимические особенности органического вещества кунгурских отложений севера Печорского угольного бассейна. Показаны изменения углепетрографического состава и углеводородного потенциала ОВ в различных литолого-фациальных зонах кунгурского комплекса. Выявлены геохимические изменения битумоидов для пород с различным составом ОВ.

Ключевые слова: кунгурские угленосные отложения, органическое вещество, углеводородный потенциал, битумоиды.

COMPOSITION OF ORGANIC MATTER OF KUNGURIAN DEPOSITS IN THE NORTH OF PECHORA BASIN

O. S. Kotik

*Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch
of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar*

Abstract. The article presents the coalpetrographic and geochemical features of the organic matter of kungurian deposits in the north of Pechora basin. The changes of coalpetrographic composition and hydrocarbonic potential of organic matter in various lithofacial zones of the Kungurian complex are shown. Geochemical changes of bitumen were identified for various composition of OM.

Keywords: Kungurian coal-bearing sediments, organic matter, hydrocarbon potential, bitumen.

Кунгурские угленосные отложения в пределах севера Печорского бассейна, включающие угольные пласты рабочей мощности, особенно в районах открытых месторождений, изучались многочисленными научно-исследовательскими коллективами. В последнее время большое внимание уделяется толщам схожего строения, в связи с их возможностью генерации углеводородов и оценкой первоначального потенциала захороненного органического вещества (ОВ). Установлено, что терригенные толщи нижней перми содержат многокомпонентное ОВ (преимущественно трехкомпонентное). Основное внимание при проведении исследований уделялось определению количества компонентов группы липтинита, относимого ко II типу по классификации Тиссо и Вельте [1] и, как следствие, при благоприятных геологических условиях способного генерировать углеводороды. Дополнительно проводилась оценка геохимических параметров ОВ с определением его количества и типа выделяемых битумоидов. Геохимические исследования показали, что угли и аргиллиты болотных фаций содержат в основном ОВ III типа. Углеводородный состав насыщенной фракции битумоидов характеризуется высоким

содержанием пристана ($\text{Pr/Ph } 2-4$) и коэффициентом нечетности высокомолекулярных n -алканов ($2\text{C}_{29}/n\text{-C}_{28} + n\text{-C}_{30} \ 1-2$). Также отмечается доминирование Pr и низкие значения соотношения $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ ($0,1-0,4$), что характерно для OB IV типа, накапливающегося в зольных разностях углей и аргиллитах почвы в условиях сильного окисления [1]. В битумоидах аргиллитов озерных и озерно-лагунных фаций в ряду высокомолекулярных n -алканов преобладают $n\text{-C}_{27}$, $n\text{-C}_{29}$ ($2\text{C}_{29}/n\text{C}_{28} + n\text{C}_{30} \ 1,1-1,3$), а в низкомолекулярной области доминируют алканы $n\text{-C}_{15}$, $n\text{-C}_{17}$ ($2 \ n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{16} + n\text{-C}_{18} \ 1-1,3$). Последний факт также подтверждает участие в составе OB небольшой примеси водорослевого материала, наличие микробальной составляющей OB также незначительно ($2 \ n\text{-C}_{16}/n\text{-C}_{15} + n\text{-C}_{17} \ 1,2-1,7$). Геохимические показатели, фиксирующие роль водорослевой и бактериальной органики, в битумоидах морских и лагунных отложений характеризуются большими значениями, чем битумоиды углей и углистых аргиллитов.

Нижнепермские (кунгурские) отложения формировались в преимущественно морских и прибрежно-морских обстановках. Для этого времени формирования основных продуктивных пластов углей также выделяется несколько палеогеографических зон (по А. В. Македону [2]) (см. рисунок). I — зона преобладания лагунных и лагунно-дельтовых фаций, где формировались аргиллиты с остатками компонентов группы липтинита — кутинита, споринита и липтодетринита. Также в составе OB аргиллитов обнаружено большое количество включений витринита и инертинита (см. рисунок). В зоне II распространены лагунно-баровые комплексы, чередующиеся с маршевыми болотными. Для этой области характерны хорошая сохранность и многокомпонентный состав OB со значительным присутствием липтинита и малым инертинита, зольность углей может быть частично повышена за счет терригенной примеси. К западу, в зонах устойчивого угленакопления, снижается зольность углей, уменьшается количество инертинита, в углях появляются липтинитовые компоненты. Этот момент отчетливо проявлен на окраине Воркутского и Воргашорского месторождений, где в углях обнаружены остатки водорослей *Pila* [3]. III — зона чередования болотных фаций и лагунно-баровых комплексов (с переменной соленостью). Здесь распространены основные месторождения углей, в OB пород области преобладают витринитовые и инертинитовые компоненты, а средняя зольность достигает 35 %. Компоненты группы липтинита имеют ограниченное распространение. Их содержание в среднем по пластам углей не превышает 3 %. Более высокие содержания липтинита (споринит) до 15 % встречены в глинистых породах Воргашоро-Усинской площади (скв. ВК-2401). В районе западной окраины Воргашорского месторождения, также обнаружены многочисленные находки сапропелево-гумусовых углей озерного генезиса [3]. IV — зона распространения лагунных фаций с участками формирования баровых и дельтовых комплексов. Так же, как и для предыдущей области, для этой зоны характерно значительное распространение витринитовых компонентов. Из особенностей распространения OB отмечается большое содержание инертинитового детрита в алевроитовых разностях пород. На Хосолтинской площади в лагунных аргиллитах обнаружено повышенное содержание альгинита (морского) до 43 % [4].

Таким образом, в пределах одной литолого-фациальной области наблюдается зависимость состава компонентов органического вещества от условий седиментогенеза. Из обстановок, наиболее благоприятно сказывающихся на составе органической матрицы, выделяются лагунные, озерные области и болота с высокой степенью обводненности. Для образовавшихся в них осадках характерно незначительное накопление минеральной составляющей, а также уменьшение инертинитовых мацералов с одновременным возрастанием доли гелифицированных компонентов и липоидов в составе OB . Подобные условия локально отмечались в пределах воркутского и кожимского районов Косью-Роговской впадины и юге Варандей-Адзвинской структурной зоны.

Список литературы

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
2. Македонов А. В. История угленакопления в печорском бассейне. Л.: Наука, 1965. 248 с.
3. Корельский В. П., Марго Л. Н. Палеогеография распространения и некоторые особенности образования сапропелево-гумусовых углей в Воркутском районе // Проблемы геологии и географии северо-востока европейской части СССР. Сыктывкар, 1973. С. 4–9. (Известия Коми фил. ГО СССР. Вып. 16).
4. Топливо-энергетическая база Европейского Северо-Востока СССР // Ред. В. А. Дедеев, Л. З. Аминов. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО АН СССР, 1991. 304 с.
5. Никонов Н. И., Богацкий В. И., Мартынов В. В. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн: Атлас геологических карт. Ухта: ТПНИЦ, 2000. 64 с.
6. Угольная база России. Т. 1. Угольные бассейны и месторождения европейской части России / Под ред. В. Ф. Череповского. М: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. 483 с.

ВЛИЯНИЕ ПЛОЩАДИ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ НА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ РЕЛАКСАЦИЮ В ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ГЛИНАХ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Е. С. Крошка, А. В. Репин, О. В. Родионова

Омский государственный педагогический университет, г. Омск

Аннотация. Приведены результаты экспериментальных измерений комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) глин, полностью насыщенных дистиллированной водой в диапазоне частот от 1 кГц до 8,5 ГГц при температурах от -15 до $+25$ °С. Показано, что при замерзании возникают релаксационные процессы, которые могут быть обусловлены поляризацией на границе связанная вода — лед либо лед — минерал. Проведено моделирование зависимостей четырех релаксационной моделью, с помощью которой найдены зависимости параметров модели от температуры и влажности образцов.

Ключевые слова: комплексная диэлектрическая проницаемость, диэлектрическая релаксация, каолиновая глина, бентонитовая глина, связанная вода, замерзание почв.

EFFECT OF SURFACE AREA ON THE DIELECTRIC RELAXATION IN WATER-SATURATED CLAYS AT TEMPERATURES BELOW ZERO

E. S. Kroshka, A. V. Repin, O. V. Rodionova

Omsk State Pedagogical University, Omsk

Annotation. The paper presents the results of experimental measurements of the complex dielectric permittivity (CDP) of clays completely saturated with distilled water in the frequency range from 1 kHz to 8,5 GHz at temperatures from -15 to $+25$ °C. It is shown that during freezing, relaxation processes arise that may be due to polarization of bound water-ice or ice-mineral at the interface. The simulation of the dependences of four relaxation models was carried out, with the help of which the dependences of the model parameters on the temperature and humidity of the samples were found.

Key words: complex dielectric constant, dielectric relaxation, kaolin clay, bentonite clay, bound water, soil freezing.

Информация о комплексной диэлектрической проницаемости почв (КДП) необходима при определении влажности дистанционными микроволновыми методами, при подповерхностном зондировании с помощью георадаров, диэлектрическом каротаже, а также для получения информации о таких характеристиках, как пористость, размер пор и других физических параметрах. На частотах выше 1 ГГц на КДП почв основное влияние оказывает ориентационная поляризация молекул связанной и свободной воды [1]. На этих частотах КДП в основном зависит от содержания воды и глины. На частотах ниже 1 ГГц в глинах на КДП

вливают релаксационные процессы, возникающие в результате поляризации двойного слоя на границе минерал — вода [2, 3].

В диапазоне от 1 кГц до 1 ГГц основное влияние оказывает поляризация Максвелла-Вагнера, обусловленная поляризацией межфазных границ. В работе [4] отмечено, что при частичном насыщении возникает еще один релаксационный процесс, который по предположению авторов обусловлен поляризацией на границе вода — воздух.

Нами были проведены измерения КДП каолиновой глины и бентонитовой глины Na-формы и Ca-формы. Также диэлектрические измерения были проведены для смесей этих глин с крупным речным песком в соотношениях: 2 : 1, 1 : 1 и 1 : 2 по массе. Исследуемые образцы насыщались дистиллированной водой до полного насыщения с помощью вакуумной установки. Диэлектрические измерения проводились по методике, позволяющей измерять один и тот же образец, помещенный в коаксиальную ячейку, в диапазоне частот от десятков герц до 8–20 ГГц [5, 6].

На рис. 1 представлены результаты измерения действительной части КДП ϵ' и тангенса угла диэлектрических потерь $tg\delta$ образцов каолиновой глины и бентонитовой глины Na-формы при двух температурах: +25 и -10°C . Видно, что при температуре +25 $^\circ\text{C}$ релаксационные процессы отсутствуют. При уменьшении температуры до -10°C свободная вода замерзает и в диапазоне частот 10^5 – 10^7 Гц возникают релаксационные процессы, которые могут быть обусловлены поляризацией на границе связанная вода — лед либо лед — минерал.

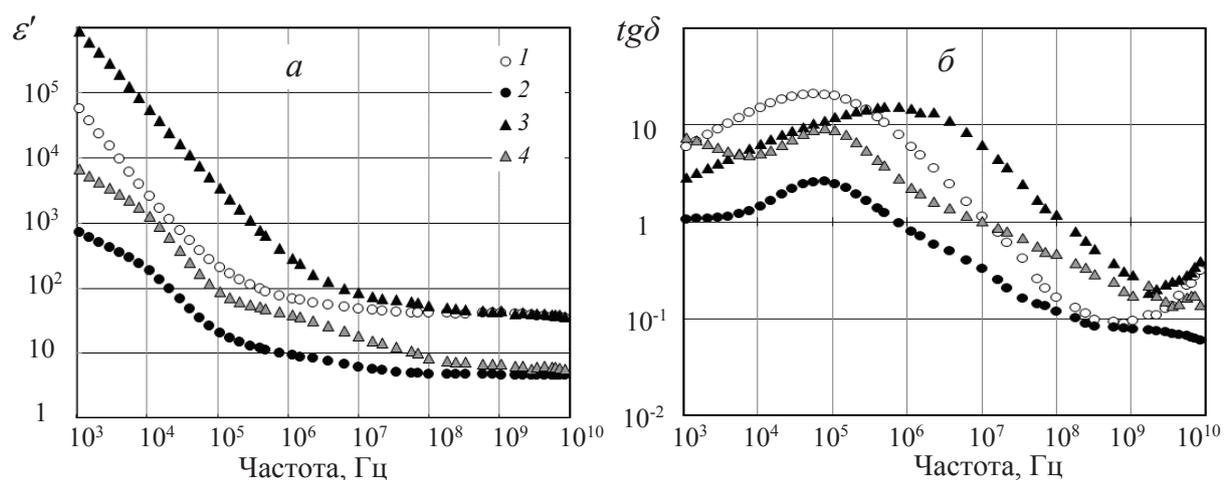


Рис. 1. Частотные зависимости действительной части КДП (а) и тангенса угла диэлектрических потерь (б). 1, 2 — каолиновая глина $W = 0,680 \text{ м}^3/\text{м}^3$; 3, 4 — бентонитовая глина Na-формы $W = 0,681 \text{ м}^3/\text{м}^3$; 1, 3 — температура +25 $^\circ\text{C}$; 2, 4 — температура -10°C

Для моделирования релаксационных процессов нами был выбран метод, описанный в работе [7]. Для моделирования спектра КДП использовалась следующая формула для положительных температур:

$$\dot{\epsilon} = \epsilon' - i\epsilon'' = (\dot{n})^2 + \frac{\Delta\epsilon_{S3}}{1 + (i\omega\tau_3)^{1-\alpha_3}} + \frac{\Delta\epsilon_{S4}}{1 + (i\omega\tau_4)^{1-\alpha_4}} - i\frac{\sigma}{\omega\epsilon_0}, \quad (1)$$

где $\dot{\epsilon}$ — комплексная диэлектрическая проницаемость, ϵ_∞ — высокочастотная диэлектрическая проницаемость, ϵ_s — статическая диэлектрическая проницаемость, τ — время релаксации, α — коэффициент распределения времен релаксации, $\Delta\epsilon_s$ — «амплитуда» релаксации. Вклад ионной проводимости учитывается параметром σ , i — мнимая единица, ω — цикличес-

ская частота, ϵ_0 — диэлектрическая постоянная вакуума. Индексы 1, 2, 3 и 4 описывают процессы, вызванные ориентационной поляризацией связанной и свободной воды, низкочастотную поляризацию и релаксацию на межфазной границе вода — воздух при положительных температурах или связанная вода — лед при отрицательных температурах соответственно.

Частотная зависимость связанной воды и свободной воды на высоких частотах рассчитывалась по модели Дебая. При отрицательных температурах предполагалось, что связанная вода не замерзает в исследуемом интервале температур, что свободная вода замерзает полностью и может описываться моделью Дебая для льда:

$$(\dot{n}_{ice})^2 = \dot{\epsilon}_{ice} = \epsilon_{ice\infty} + \frac{\epsilon_{ice} - \epsilon_{ice\infty}}{1 + i\omega\tau_{ice}}. \quad (2)$$

На рис. 2 представлены результаты моделирования параметров релаксации: амплитуды ΔS_4 и времени τ_4 релаксации, возникающей при замерзании на частотах 10^5 – 10^7 Гц. Удельная площадь поверхности рассчитывалась исходя из того, что в образцы добавлялся крупный речной песок в соотношениях 2 : 1, 1 : 1 и 1 : 2 по массе. Видно, что ΔS_4 слабо зависит от температуры, в то время как τ_4 при уменьшении температуры возрастает. Также видно, что релаксационные процессы в каолиновой глине (точки снизу слева на графиках) по своим свойствам отличается от остальных образцов, так как практически не содержит связанную воду.

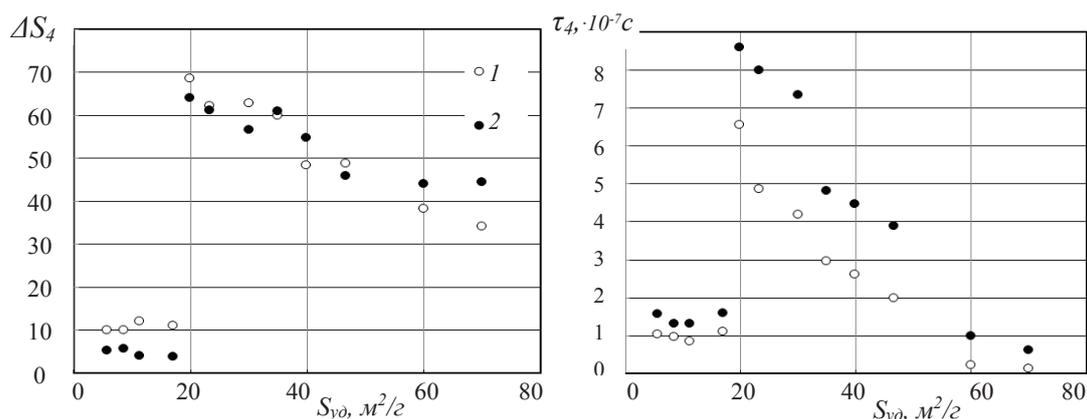


Рис. 2. Параметры ΔS_4 и τ_4 релаксации в водонасыщенных образцах каолина, бентонитовой глины Са-формы и Na-формы в зависимости от удельной площади поверхности $S_{уд}$. 1 — при температуре -5°C ; 2 — при температуре -15°C

При уменьшении температуры, когда свободная вода замерзает, в диапазоне частот 10^5 – 10^7 Гц возникают релаксационные процессы, которые могут быть обусловлены поляризацией на границе связанная вода — лед либо лед — минерал. Параметры этих релаксационных процессов и их зависимость от температуры и удельной площади поверхности могут использоваться при определении физических характеристик пород.

Список литературы

1. Mironov V. L., Bobrov P. P., Fomin S. V. Multirelaxation Generalized Refractive Mixing Dielectric Model of Moist Soils // IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. 2013. Vol. 10. № 3. P. 603–606.

2. Bobrov P. P., Lapina A. S., Repin A. V. Effect of the rock/water/air interaction on the complex dielectric permittivity and electromagnetic waves attenuation in water-saturated sandstones // Progress in Electromagnetics Research Symposium (PIERS) Proceedings. Prague, July 6–9. 2015. P. 1877–1879.
3. Kruschwitz S., Halisch M., Prinz C. et al. Towards a better understanding of electrical relaxation // Intern. Symp. Soc. Core Analysts (SCA2017-080). Vienna, Austria, 27 Aug. — 1 Sept. 2017.
4. Бобров П. П., Красноухова В. Н., Крошка Е. С., Лапина А. С. Моделирование процессов диэлектрической релаксации во влажных песчаных породах // Известия высших учебных заведений. Физика. 2017. Т. 60. № 4. С. 135–140.
5. Бобров П. П., Кондратьева О. В., Репин А. В. Измерение комплексной диэлектрической проницаемости образца в одной ячейке от десятков герц до единиц гигагерц // Известия вузов. Физика. 2012. № 8/3. С. 23–26.
6. Bobrov P. P., Repin A. V., Rodionova O. V. Wideband Frequency Domain Method of Soil Dielectric Properties Measurements // IEEE Trans. Geosci. Remote Sens. 2015. Vol. 53. № 5. P. 2366–2372.
7. Bobrov P. P., Belyaeva T. A., Kroshka E. S. Combined dielectric model of sandy soils in the frequency range from 10 kHz to 8 GHz // Journal of Applied Geophysics. 2018. Vol. 159. P. 616–620.

АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГОМОЛОГОВ МЕТАНА В ПРОБАХ СНЕГА НА ТЕРРИТОРИИ ПЕСЦОВОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА, ЯНАО

М. И. Кузнецова

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

Аннотация. В пределах Песцового лицензионного участка были применены наземные геохимические исследования. По результатам анализа распределения соотношений предельных гомологов метана к алкенам, газообразных гомологов метана к парообразным и сопоставления соотношений пропан / н-бутан и и-бутан / н-бутан были выявлены углеводороды, преобладающие в залежах на данной территории.

Ключевые слова: гомологи, миграция, наземная геохимическая съемка.

DISTRIBUTION ANALYSIS OF METHANE HOMOLOGS IN SNOW SAMPLES WITHIN THE PESTSOVY LICENSED AREA, YANAR

M. Kuznetsova

LLC «Gazprom geologorazvedka», Tyumen

Annotation. Within the Pestsovy licensed area superficial geochemical surveys were applied. Prevailing hydrocarbon types were revealed according to the results of saturated/unsaturated hydrocarbon ratios, gaseous/vaporous ratios of methane homologs and comparison of propane/n-butane and i-butane/n-butane ratios.

Key words: homologs, migration, superficial geochemical survey.

В последнее время геохимические исследования становятся все более популярными при проведении геологоразведочных работ. Это связано в первую очередь с необходимостью освоения малоамплитудных антиклинальных, неструктурных, а также глубокозалегающих объектов, охарактеризованных наличием сложнопостроенных коллекторов [1]. Часто такие объекты в силу недостаточного разрешения сеймики, помех и других причин плохо прослеживаются или не прослеживаются вовсе. Геохимические методы позволяют более точно выявлять наличие аккумуляций углеводородов путем анализа их компонентного состава, который включает в себя корреляцию нефть — нефть, соотношения различных гомологов, биомаркерный анализ и т. д. Из прямых методов поисков залежей нефти и газа наиболее проработанными на сегодняшний день являются поверхностные газогеохимические съемки [1]. Кроме того, на территориях с выявленной нефтегазоносностью по геохимическим методам возможно установление соотношения различных типов углеводородов в залежах.

В целях установления соотношения газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей в пределах Песцового лицензионного участка была применена методика наземной геохимической съемки, суть которой заключается в выявлении аномальных скоплений гомологов метана,

а также соотношение содержания других предельных и непредельных углеводородных соединений на дневной поверхности. В основе метода лежит представление о диффузионно-фильтрационном массопереносе углеводородных газов, паров и жидких УВ из залежей в перекрывающие их осадочные породы [2]. Важнейшим условием для формирования аномалий УВ в надпродуктивных отложениях и поверхностных условиях является наличие миграционных путей. В свою очередь, основными критериями наличия данного параметра являются присутствие зон геодинамического напряжения, возникающих в основном вследствие сжатия, изменчивость литологических и литофизических характеристик пород, наличие непроницаемых толщ, характер макро- и микротрещиноватости, а также других физико-химических неоднородностей геологической среды. Необходимо отметить, что структура полей напряжения надпродуктивных горизонтов также обуславливает морфологию и локализацию углеводородных аномалий.

В пределах Песцового участка поверхностная геохимическая съемка по снежному покрову была проведена на территории площадью 450 км² с плотностью наблюдений 9 п. н. 1 км² по принципу «пикет в пикет». Отбор проб производился из приземного слоя снежного покрова с применением снегоотборника. Далее образцы помещались в специальные герметичные контейнеры для парофазного анализа емкостью 180 мл и отправлялись на геохимическую базу, расположенную в пределах участка работ. Обработка полученных проб производилась в стационарной химико-аналитической лаборатории в Тюмени. В данной работе были проанализированы замеры по одиннадцати пикетам режимного профиля меридионального направления в целях исключения «ложных» геохимических аномалий. К каждому режимному пикету приурочено в среднем по 8 замеров, поэтому для построения графиков содержания гомологов метана были рассчитаны их среднеарифметические значения. Далее усредненные значения замеров были проанализированы по нескольким нефтегазопроисловым показателям в целях установления первичной или вторичной миграции, степени сохранности первичных компонентов в ходе миграции, а также выявления типов углеводородов, преобладающих в залежах на рассматриваемой территории. Перечислим критерии.

- Отношение предельных гомологов метана к непредельным (C_2-C_5 / C_2-C_5), указывающее на первичную или вторичную миграцию УВ. Повышенные значения данного соотношения показывают вторичную миграцию УВ из глубоких горизонтов и постоянство источника их поступления.

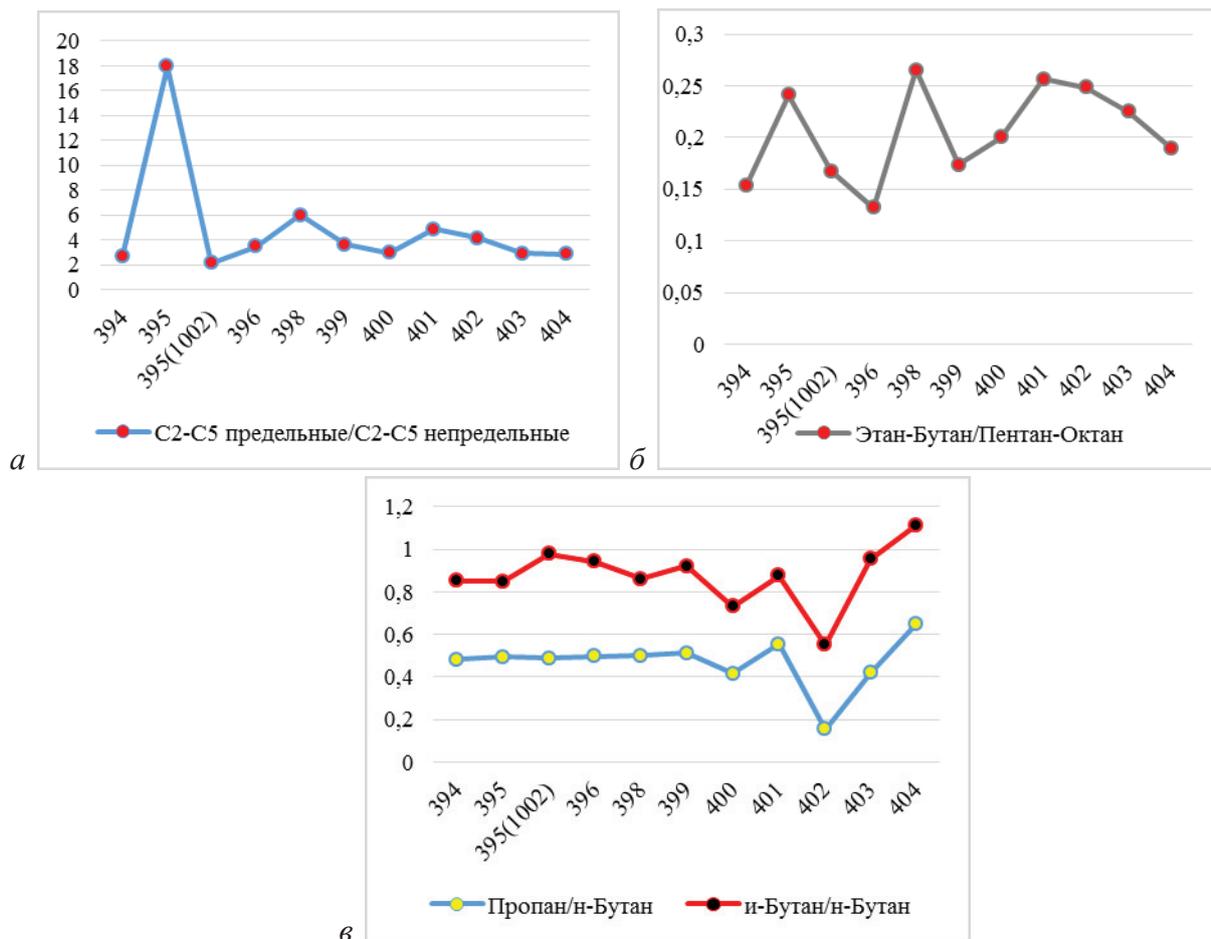
- Отношение газообразных гомологов метана (C_2-C_4) к парообразным (C_5-C_8). Повышенные значения данного соотношения указывают на преобладание газообразных углеводородов. Кроме того, при преобладании C_2-C_4 миграция происходит преимущественно в виде диффузного массопереноса УВ, а при преобладании C_5-C_8 — в виде фильтрации с сохранением первоначального состава УВ-компонентов.

- Отношение пропан / н-бутан ($C_3 / n-C_4$), повышенные значения которого указывают на наличие нефтерастворенных газов в залежах.

- Отношение и-бутан / н-бутан ($i-C_4 / n-C_4$), повышенные значения которого указывают на преобладание газовых залежей, что объясняется худшей растворимостью и-бутана в нефтях и водах, и лучше в сжатых газах, которые переносят его на значительные расстояния.

В результате анализа замеров, полученных по одиннадцати режимным пикетам, выполнены графики распределения соотношений предельных гомологов метана к непредельным (см. рисунок *а*), газообразных гомологов метана к парообразным (см. рисунок *б*), а также график сопоставления соотношений пропан / н-бутан и и-бутан / н-бутан (см. рисунок *в*).

Из представленных графиков видно, что углеводороды испытали вторичную миграцию из глубинных источников, при этом их первоначальный компонентный состав хорошо сохранен. Кроме того, сопоставление соотношений пропан / н-бутан и и-бутан / н-бутан показывает



Графики распределения соотношений гомологов метана: *а* — предельных гомологов метана к алкенам; *б* — газообразных гомологов метана к парообразным; *в* — график сопоставления соотношений пропан / н-бутан и и-бутан / н-бутан

преобладание газовых залежей на изучаемой территории. Результаты распределения гомологов метана по режимным пикетажам указывают на достаточно плотную сетку разломов, секущих как верхние слои осадочного чехла, так и более глубокозалегающие горизонты. Это способствует интенсивной вертикальной миграции углеводородов из источников в вышележащие слои без значительных изменений их компонентного состава. На основе данных исследований можно также предположить, что объемы скоплений углеводородов на таких территориях будут выше, чем в районах с преобладающей латеральной миграцией и менее плотной сеткой разломов.

Список литературы

1. Заватский М. Д. Особенности интерпретации данных наземных геохимических нефтегазопромысловых исследований // Новые технологии поисков нефти и газа. Мат-лы II науч.-практич. конф. (14–15 мая 2014 г.). Тюмень, 2014. С. 109–114.
2. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа / Под ред. Е. В. Каруса. М.: Недра, 1986. 336 с.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА
НА ОСНОВЕ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТОГУРСКОЙ
СВИТЫ (КОЛТОГОРСКИЙ МЕЗОПРОГИБ)**

Т. Е. Лунёва, М. С. Кириллина, А. С. Меренкова

Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. Проведено палеотемпературное моделирование в разрезах 82 скважин, позволившее установить глубинный тепловой поток, палеотемпературы, очаги и плотность генерации нефти тогурских отложений Колтогорского мезопргиба. Определены перспективные площади возможно сланцевой нефтеносности нижнеюрской формации и доюрского комплекса.

Ключевые слова: палеотемпературы, очаги генерации тогурской нефти, нефтеносность доюрского комплекса, Колтогорский мезопргиб.

**FORECAST OF THE OIL AND GAS PROSPECTS OF THE PRE-JURASSIC COMPLEX
BASED ON PLEOTEMPERATURE MODELING OF THE TOGUR SUITE (KOLTOGOR
MEZODEPRESSION)**

T. Luneva, M. Kirillina, A. Merenkova

Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. Paleotemperature modeling was carried out in sections of 82 wells. This make it possible to calculate a deep heat flow, paleotemperature, foci and density of oil generation in the Togur deposits within the Koltogor mezodepression. The prospective areas of possibly shale oil prospects of the Lower Jurassic formation and the pre-Jurassic complex are identified.

Key words: paleotemperature, foci of Togur oil generation, oil prospects of the pre-Jurassic complex, the Koltogor mezodepression.

Введение. Доюрский комплекс пород является одним из приоритетных в отношении перспектив нефтегазоносности в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]. Представляет интерес и сама тогурская свита, которая, являясь основной нефтегенерирующей толщей для глубоких горизонтов [2], может обладать и сланцевой нефтеносностью [3].

Целью исследований является построение карты распределения плотности генерации тогурских нефтей в Колтогорском мезопргибе и структурах его обрамления (рис. 1, а) и предварительное выделение наиболее перспективных участков для постановки геолого-разведочных работ.

Методика исследований. Палеотемпературное моделирование разделяется на два этапа [3]. Первый этап — это решение обратной задачи геотермии; на выходе получаем тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла. Второй этап заключается в решении прямых задач геотермии, непосредственно вычисляются температуры в материнской свите

на заданные моменты геологического времени. Моделирование теплового потока проведено в 82 скважинах. Палеотемпературы в отложениях тогурской свиты рассчитывались в 16 скважинах, которые расположены в зоне распространения тогурских отложений. На основании этих данных построены карты распределения геотемператур и положения очагов генерации тогурской нефти.

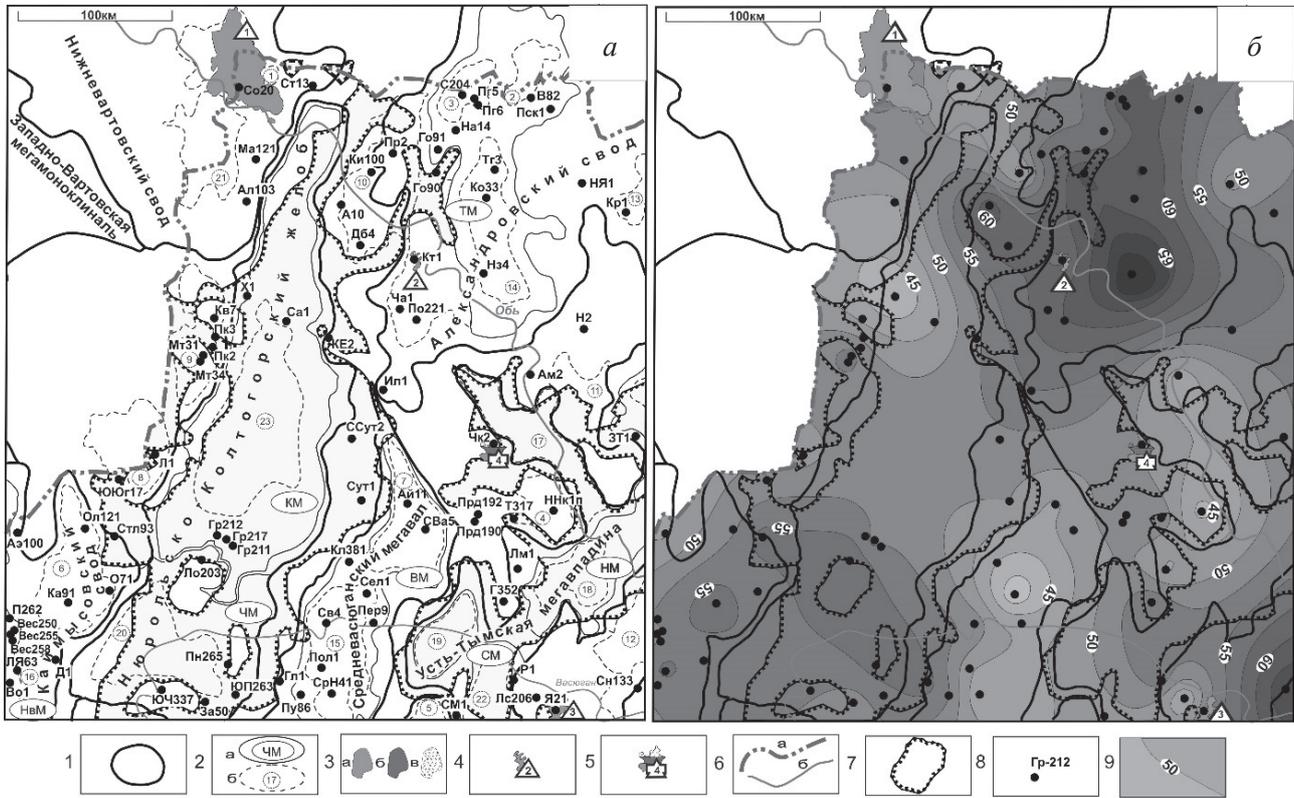


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (а) на тектонической основе [4] и плотности теплового потока (б) Колтогорского мезопрогиба: контуры тектонических элементов 1 — I порядка; 2 — II и III порядка; 3 — месторождение УВ: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; 4 — месторождения в коре выветривания; 5 — месторождения в коре выветривания и палеозое; 6 — а) граница Томской области, б) речная сеть; 7 — граница зоны распространения тогурской свиты; 8 — скважина палеотемпературного моделирования; 9 — изолинии расчетных значений теплового потока, мВт/м²

Далее используется экспресс-оценка плотности генерации тогурской нефти [3]. Эта оценка позволяет определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции углеводородов. Плотность генерации определяется временем нахождения материнской свиты в главной зоне нефтегенерации (ГЗН) и от геотемператур ГЗН. Вхождение тогурской свиты в ГЗН начинается с 95 °С [5].

Результаты исследования. Территория характеризуется плотностью теплового потока в интервале значений от 40 до 70 мВт/м² (рис. 1, б). Увеличение значения плотности теплового потока (более 60 мВт/м²) наблюдается за пределами палеорифта.

Картирование *очагов генерации тогурских нефтей* показывает вхождение материнских пород в ГЗН в альб-сеномане 91,6 млн лет назад, на конец формирования покурской свиты (K₁₋₂рк). Очаги приурочены к западной части Неготской впадины, зоне сочленения Западно-Александровского выступа и Трайгородского мезовала, а также Черемшанской мезоседловины и южной части Колтогорского мезопрогиба.

В результате оценки величин *плотности генерации тогурской нефти* построена схематическая карта (рис. 2). Наиболее перспективными для поисков (значение показателя плотности генерации более 100 усл. ед.) являются земли центральной части Колтогорского мезопргиба и Черемшанского мезовала. Перспективность Мурассовского выступа подтверждается Чкаловским месторождением. Перспективный участок для поисков подтверждается Ясным месторождением. Участок западного борта Александровского свода подтверждается близостью Конторовичского месторождения. Район Советского нефтяного месторождения располагается за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты и требует отдельного рассмотрения.

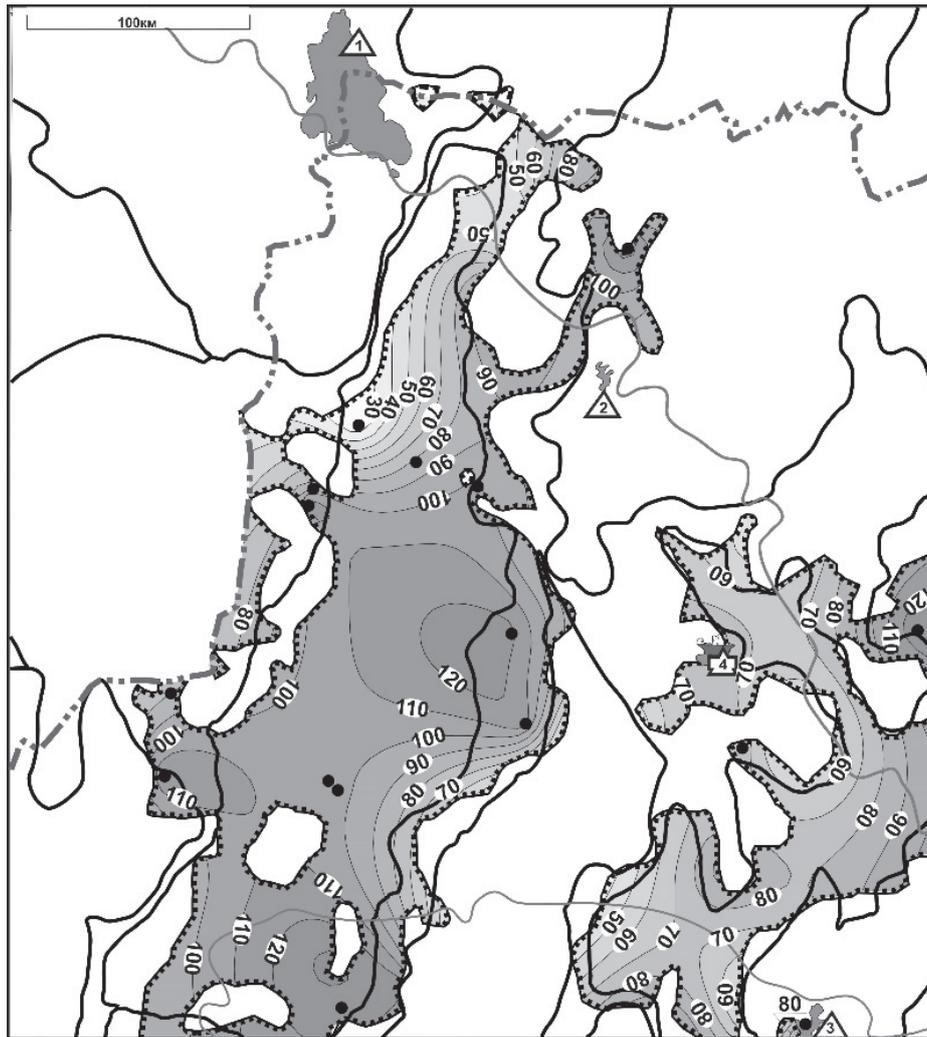


Рис. 2. Схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти Колтогорского мезопргиба. Значение изолиний — в условных единицах. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Выводы. Как наиболее перспективные для поисков залежей в доюрском комплексе выделены земли центральной части Колтогорского мезопргиба, Черемшанского мезовала и зоны их сочленения. Методика палеотемпературного моделирования показала свою эффективность в связи с согласованностью с фактическими данными.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Эпов М. И., Эдер Л. В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 689–700.
2. Конторович А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О., Истомин А. В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 11. С. 1191–1200.
3. Исаев В. И., Лобова Г. А., Мазуров А. К., Старостенко В. И., Фомин А. Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 15–39.
4. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
5. 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.

СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-АЛДАНСКОЙ НГО

Р. В. Маринов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Сделан обзор геологоразведочных и геофизических работ на территории Северо-Алданской НГО. Описана история изучения района, оценены объемы выполненных сейсмических работ 2D и бурения скважин; на основании этого построены схемы изученности района исследования для разных лет.

Ключевые слова: история изучения, Алданская антеклиза, Вилуйская синеклиза, Северо-Алданская НГО, геологическое строение.

THE STATUS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL EXPLORATION IN CONNECTION WITH THE ASSESSMENT OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE NORTH-ALDAN OGBR

R. Marinov

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation: This paper provides an overview of exploration and geophysical work in the territory of the North Aldan OGBR. The history of the study of the area is described, the volumes of 2D seismic work and well drilling have been evaluated; on the basis of this, schemes of investigation of the study area for different years have been constructed.

Key words: history of study, Aldan antecline, Vilyuy synecline, North Aldan Oil and Gas Bearing Region, geological composition.

Первые сведения о геологическом строении территории Северо-Алданской НГО получены А. М. Чекановским (1876), Н. Г. Меглицким (1890), В. А. Обручевым (1890), а также Э. В. Толлем (1899). В 1891 г. «Памятной книге Якутской области» В. З. Зубриловым было опубликовано первое обобщение данных о полезных ископаемых Якутии. В конце 20-х — начале 30-х годов XX века выдающиеся советские геологи — академики А. Д. Архангельский, И. М. Губкин, Н. С. Шатский обосновали необходимость целенаправленных поисков месторождений нефти и газа в недрах Сибирской платформы, однако долгие годы поиски велись в небольших объемах в южной части Иркутской области, в низовьях Вилуя в Якутской АССР, а позднее — в низовьях Енисея, в Красноярском крае.

В. М. Сеньюковым в долине р. Толба начато бурение на Ченкиямской площади. В январе 1937 г. с глубины 372 м из отложений, которые в то время относили к нижнему кембрию, был получен первый в Восточной Сибири приток нефти. В то время эта нефть была самой древней

из известных на Земле. С получением нефти в Ченкямской скважине начался второй этап изучения — углубленное исследование района среднего течения р. Лена.

В 1943 г. Ф. Г. Гурари, базируясь на своей схеме распределения нефтепроявлений для данной территории [2], обосновал дальнейшее направление геологоразведочных работ (ГРР) на северном склоне Алданской антеклизы. В 1944 г. С. П. Ситников составил первую карту перспектив нефтегазоносности Якутии, на которой северо-западный склон Алданской антеклизы включался в области, перспективные для поисков нефти.

С 1951 по 1962 гг. в пределах изучаемой территории пробурены шесть структурно-поисковых, одна параметрическая, четыре опорные скважины (всего 11), вскрывшие отложения нижнего палеозоя, верхнего протерозоя и породы архейско-нижнепротерозойского фундамента. В породах рифея, венда и нижнего кембрия найдены многочисленные признаки нефтегазоносности.

Все эти работы не привели к открытию месторождений на данной территории. Кроме того, после получения 15 октября 1956 г. из скважины на Усть-Вилуйской площади мощного фонтана газа с конденсатом из мезозойских отложений, геологоразведочные работы на территории Северо-Алданской НГО были приостановлены, их перенесли на территорию Вилуйской синеклизы [4].

С конца 1950-х до 1970-х годов район исследовался в основном геофизическими методами. В период 1957–1958 гг. была выполнена аэромагнитная съемка масштаба 1:200 000. На всей территории проведена гравиметрическая съемка масштаба 1:200 000.

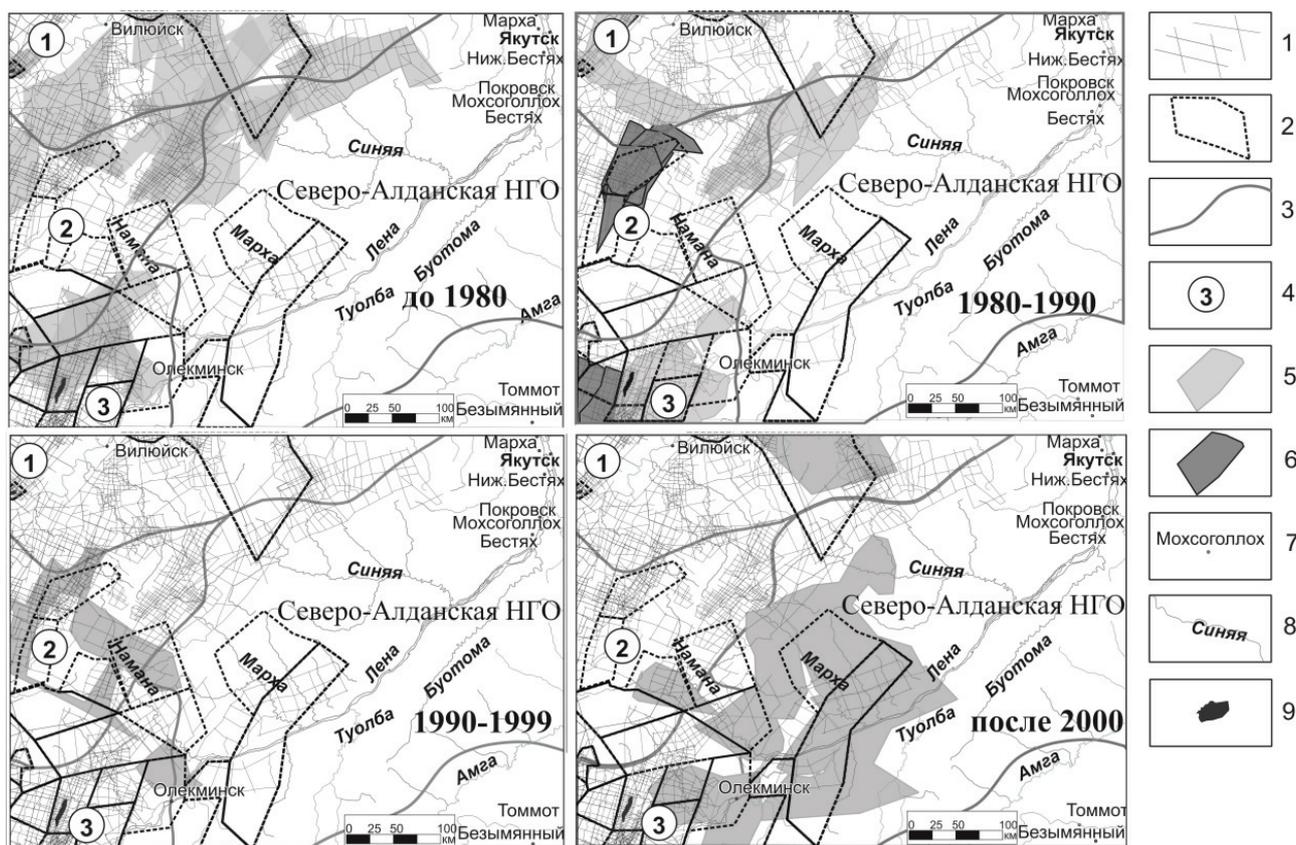


Рис. 1. Изученность сейсморазведочными работами Северо-Алданской НГО [3]. Условные обозначения: 1 — сеймопрофили; 2 — лицензионные участки; 3 — границы НГО; 4 — названия НГО: 1 — Вилуйская; 2 — Западно-Вилуйская; 3 — Предпатомская; 5 — полигоны сейсморазведочных работ; 6 — полигоны, где в 1985–1989 гг. проводилась сейсморазведка; 7 — населенные пункты; 8 — реки; 9 — контур месторождений

По результатам выполненных работ стало возможным проведение тектонического районирования территории, помимо этого появилось предположение о блоковом строении фундамента. С начала 60-х годов на Северо-Алданской НГО начались сейсморазведочные работы МОВ, а с 1976 г. — МОГТ (рис. 1).

В период 1972–1984 гг. проводилась единая межрегиональная программа по расширению поисков нефти и газа на юге Сибирской платформы — третий этап изучения. С использованием результатов данных сейсморазведки была обоснована новая научная концепция о нефтегазоносности Западно-Якутской барьерно-рифовой системы (А. К. Бобровым, В. Е. Савицким, В. А. Асташкиным и др.). Работы были направлены на изучение перспектив древних толщ Сибирской платформы [1]. На погружении северного склона Алданской антеклизы на Баппагайском и Верхнесинском выступах, разделяющих Сарсанский прогиб, пробурено 44 скважины, в том числе 21 параметрическая (рис. 2). С 1970 г. при проведении геологосъемочных работ применяются материалы аэрофотосъемок и космоснимки, составляются космогенетические карты разных масштабов.



Рис. 2. Динамика бурения (по данным [3])

Главным результатом было открытие в 1985 г. Бысахтахского газоконденсатного месторождения. Промышленные притоки газа получены из карбонатов юряхской, кудулахской и успунской свит и песчаников сералахской свиты.

В 90-е годы XX в. ГРП практически не велась, и четвертый этап изучения начался в 2000-х годах. ФГУП «СНИИГГиМС» проводил исследования для подготовки первоочередных объектов в областях распространения рифогенных образований кембрия Западной Якутии — на северном, и западном склонах Алданской антеклизы, в зонах сочленения с Виллюйской синеклизой и Сюгджерской седловиной. В отчетах систематизировались результаты многолетних трудов об особенностях карбонатного осадконакопления и строения рифовых сооружений в пределах Турухано-Иркутско-Олекминского и Анабаро-Синского фациальных регионов.

В 2006 г. были проведены сейсморазведочные работы на Лено-Алданском, в 2010 г. на Среднеленском, в 2013 г. на Мархачанском объектах. В эти же годы проводится лицензирование недр. На сегодняшний день в районе пробурено 86 скважин с общим объемом бурения 220 700 м. Сейсмических профилей 2D выполнено около 17 000 км.

Промышленные притоки газа получены из карбонатных отложений рифея на Русско-Реченской площади, терригенного венда на Бысахтахской, карбонатных пород венда и кембрия на Бысахтахской, Кэдэргинской, Мухтинской площадях, небольшие притоки получены из кудулахской свиты карбонатного венда на Березовской площади. Притоки нефти из рифейских отложений есть на Олекминской и Ченкиямской площадях, в чарской свите кембрия на Джаджанской площади, а также на всех площадях в керне содержится битум.

В целом, несмотря на доказанные перспективы и многолетнюю историю проведения геологоразведочных работ, район, в связи со сложностью геологического строения, изучен недостаточно, и требует дальнейших исследований.

Список литературы

1. Асташкин В. А., Варламов А. И., Губина Н. К. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. Труды СНИИГГиМС. М.: Недра, 1984. 181 с.

2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.

3. Фомин А. М. (отв. исп.) Расширение ресурсной базы компании за счет выделения перспективных зон нефтегазонакопления в пределах Северо-Алданскокой перспективной нефтегазоносной области и сопредельных районов Вилюйской нефтегазоносной области (Республика Саха (Якутия). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016.

КЛОУДИНОПОДОБНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ ВЫШЕ ГРАНИЦЫ ЭДИАКАРИЯ И КЕМБРИЯ НА ОЛЕНЕКСКОМ ПОДНЯТИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Г. Е. Марков

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. На сегодняшний день трубкообразные ископаемые — одна из главных групп организмов, которые представляют собой важный объект исследования для ученых на пограничном интервале докембрия и кембрия. Вследствие широкого распространения они обладают большим стратиграфическим потенциалом. Остатки, обнаруженные в кессюсинской серии Оленекского поднятия Сибирской платформы, согласно морфологическим признакам, можно было бы отнести к роду *Cloudina*. Уровень их появления находится выше следов *Treptichnus pedum* и *Rusophycus avalonensis* (появляются в самой верхней части сыргалахской свиты и в основании маттайской свиты соответственно) [1], что свидетельствует о том, что клоудины не вымирают на границе эдиакария и кембрия.

Ключевые слова: *Cloudina*, Cloudinids, ранний кембрий, мелкие скелетные ископаемые.

CLOUDINA-TYPE FOSSILS ACROSS THE EDIACARAN–CAMBRIAN TRANSITION — EVIDENCE FROM THE OLENEK UPLIFT, SIBERIAN PLATFORM

G. Markov

*Novosibirsk State University, Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk*

Annotation. As of today, tubular fossils comprise one of the main organism groups which belong to the Pre-Cambrian-Cambrian borderline and thus require thorough examination. They possess high stratigraphical potential due to the wide-spread occurrence. According to their morphological characteristics, fossils found in the Kessyussa Group of the Olenek uplift, Siberian Platform, can be classified as *Cloudina*. The level they were found at is located higher than the traces of *Treptichnus pedum* and *Rusophycus avalonensis* (they appear in the uppermost Syargalakh Group and in the Mattaya Group base correspondingly) [1], which means that Cloudinids did not go extinct at the Ediacaran–Cambrian border.

Key words: *Cloudina*, Cloudinids, early Cambrian, small skeletal fossils.

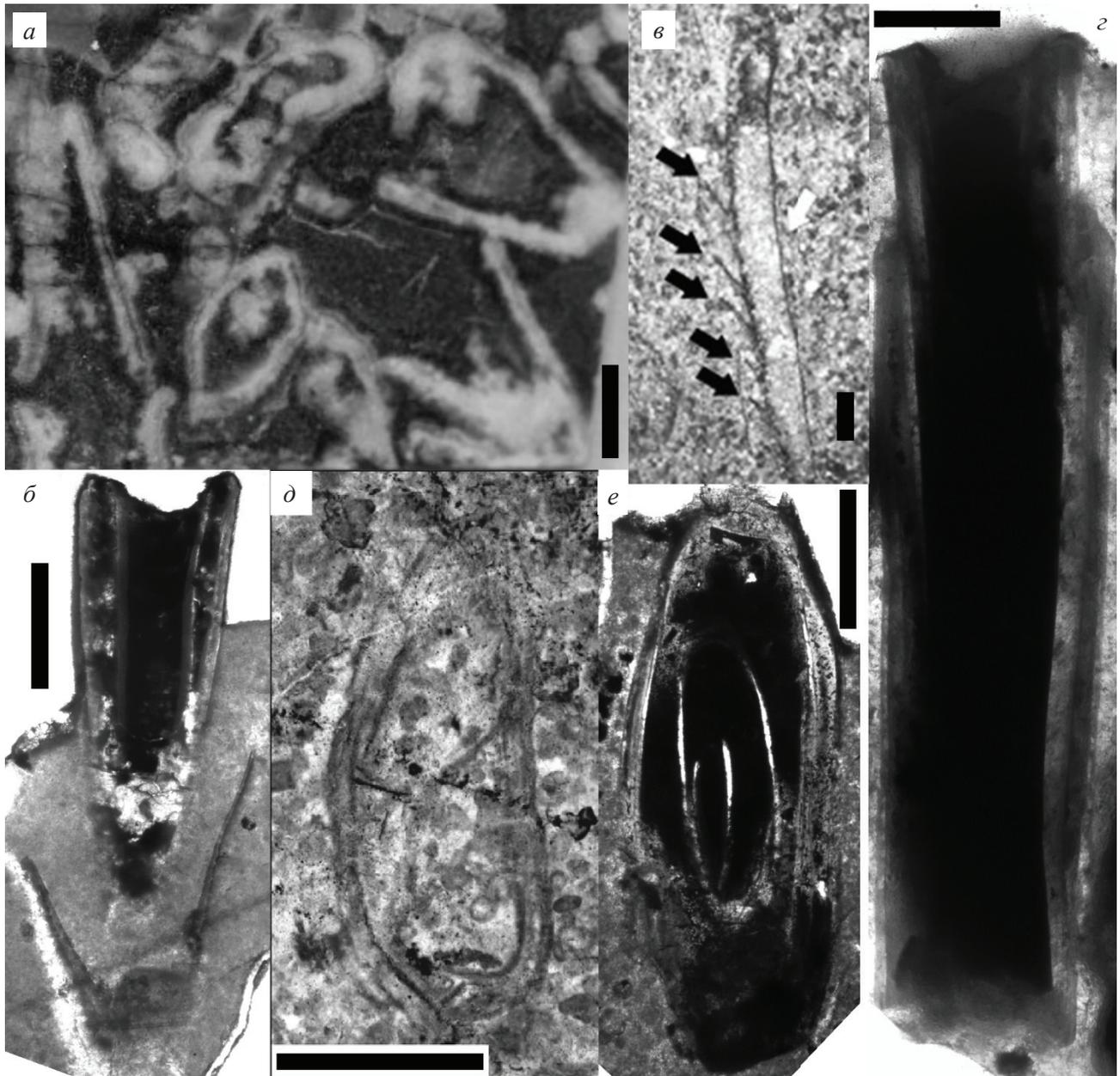
Ранее *Cloudina* (мелкораковинные трубчатые ископаемые многоклеточные животные 0,3–6,5 мм в диаметре и до 3,5 мм в длину [2, 3]) рассматривалась в качестве познеэдиакарского индекс-таксона [3, 4]. Впервые появившись около 550 Ма в позднем эдиакарии, эти живот-

© Г. Е. Марков, 2019

Работа выполнена в рамках проекта РФФИ №17-05-00852 в Лаборатории палеонтологии и стратиграфии докембрия №320 ИНГТ СО РАН.

ные быстро распространились и сильно диверсифицировали, расселившись по всему миру [5], включая Намибию [2], Оман [6], Китай [6, 7], Канаду [8], Парагвай [9] и США, штат Невада [10]. Считается, что они полностью вымерли к началу кембрия (напр., [11, 12]).

Недавние исследования [13, 14] показывают, что в нижней части кембрия присутствуют клоудиноподобные ископаемые. Также имеются новые данные с Оленекского поднятия (северо-восток Сибирской платформы). Найденные остатки представляют собой трубкообразные раковины, которые можно отнести к роду *Cloudina* (см. рисунок) из-за их характерной структуры: трубки вставлены друг в друга. Они появляются выше захоронения следов *Treptichnus*



Сравнение морфологии: *a* — *Cloudina sp.* намская серия, пачка Омкук, Намибия; *б, з, е* — тонкие срезы экземпляров, кессюсинская серия, сыргалахская свита, образец 1202Б-1204; *в* — прижизненное положение образцов *Cloudina* [18]; *д* — *Cloudina riemkeae*, шлиф из райгинской свиты Предъенисейского осадочного бассейна: скважина Восток-3, инт. 4061,0–4054,0 м [19].
Масштабная линейка: 2 мм (*a*), 0,5 мм (*б, в, д, е*), 250 мкм (*з*)

pedum и *Rusophycus avalonensis* — стратиграфического маркера основания кембрия [15] — вместе с мелкораквиной фауной зоны *Purella antiqua* (сыаргалахская свита) [16]. Возраст границы фортуния в разрезе по примерным оценкам составляет $543,9 \pm 0,24$ Ма (U-Pb датирование цирконов) [17, 1]. Следовательно, возникает вопрос о временных границах вымирания клоудинид в пограничном интервале эдиакария и кембрия.

Список литературы

1. Рогов В. И., Карлова Г. А., Марусин В. В., Кочнев Б. Б., Наговицин К. Е., Гражданкин Д. В. Время формирования первой биостратиграфической зоны венда в сибирском гипостратотипе // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 4. С. 735–747.
2. Germs G. J. B. New Shelly Fossils from Nama Group, South West Africa // American Journal of Science. 1972. Iss. 272. P. 752–761.
3. Grant S. W. F. Shell Structure and Distribution of Cloudina, a Potential Index Fossil for the Terminal Proterozoic // American Journal of Science. 1990. Iss. 290-A. P. 261–294.
4. Gaucher C., Germs G. J. B. Skeletonised Metazoans and Protists // Developments in Precambrian Geology. 2009. P. 327–338.
5. Zhuravlev A. Yu., Liñán E., Vintaned J. A. G., Debrenne F., Fedorov A. B. New Finds of Skeletal Fossils in the Terminal Neoproterozoic of the Siberian Platform and Spain // Acta Palaeontologica Polonica. 2012. Vol. 57. Iss. 1. P. 205–224.
6. Conway Morris S., Mattes B. W., Menge C. The Early Skeletal Organism Cloudina: New Occurrences from Oman and Possibly China // American Journal of Science. 1990. Iss. 290-A. P. 245–260.
7. Bengtson S., Zhao Y. Predatorial Borings in Late Precambrian Mineralized Exoskeletons // Science. 1992. Iss. 257. P. 367–369.
8. Hofmann H. J., Mountjoy E. W. Namacalathus-Cloudina Assemblage in Neoproterozoic Miette Group (Byng Formation), British Columbia: Canada's Oldest Shelly Fossils // Geology. 2001. Iss. 29. P. 1091–1094.
9. Warren L. V., Quaglio F., Simões M. G., Gaucher C., Riccomini C., Poiré D. G., Freitas B. T., Boggiani P. C., Sial A. N. Cloudina-Corumbella-Namacalathus Association from the Itapucumi Group, Paraguay: Increasing Ecosystem Complexity and Tiering at the End of the Ediacaran // Precambrian Research. 2017. Iss. 298. P. 79–87.
10. Hagadorn J. W., Waggoner B. Ediacaran fossils from the southwestern Great Basin, United States // Journal of Paleontology. 2000. Iss. 74. P. 349–359.
11. Schiffbauer J. D., Huntley J. W., O'Neil G. R., Darroch S. A. F., Laflamme M., Cai Y. The Latest Ediacaran Wormworld Fauna: Setting the Ecological Stage for the Cambrian Explosion // GSA Today. 2016. P. 4–11.
12. Amthor J. E., Grotzinger J. P., Schröder S., Bowring S. A., Ramezani J., Martin M. W., Matter A. Extinction of Cloudina and Namacalathus at the Precambrian-Cambrian boundary in Oman // Geology. 2003. Vol. 31. Iss. 5. P. 431–434.
13. Yang B., Steiner M., Zhu M., Li G., Liu J., Liu P. Transitional Ediacaran-Cambrian small skeletal fossil assemblages from South China and Kazakhstan: Implications for chronostratigraphy and metazoan evolution // Precambrian Research. 2016. Vol. 285. P. 202–215.
14. Han J., Cai Y., Schiffbauer J. D., Hua H., Wang X., Yang X., Uesugi K., Komiya T., Sun J. A Cloudina-like Fossil with Evidence of Asexual Reproduction from the Earliest Cambrian, South China // Geological Magazine. 2017. P. 1294–1305.

15. Brasier et al. Ediacaran Cloudina Fossil // The Virtual Fossil Museum. 1994. URL: http://www.fossilmuseum.net/Fossil_Sites/nama/Cloudina/Cloudina.htm.

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

17. Bowring S. A., Grotzinger J., Isachsen C., Knoll A., Pelechaty S., Kolosov P. Calibrating Rates of Early Cambrian Evolution // *Science*. 1993. Vol. 261. Iss. 5126. P. 1293–1298.

18. Becker-Kerber B., Pacheco M. L. A. F., Rudnitzki I. D., Galante D., Rodrigues F., Leme J. M. Ecological Interactions in Cloudina from the Ediacaran of Brazil: Implications for the Rise of Animal Biomineralization // *Scientific Reports*. 2017. Vol. 7. № 5482. P. 1–11.

19. Гражданкин Д. В., Конторович А. Э., Конторович В. А., Сараев С. В., Филиппов Ю. Ф., Ефимов А. С., Карлова Г. А., Кочнев Б. Б., Наговицин К. Е., Терлеев А. А., Федянин Г. О. Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) // *Геология и геофизика*. 2015. Т. 56. № 4. С. 718–734.

ГЕОХИМИЯ НАСЫЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ХАТЫСПЫТСКОЙ СВИТЫ НЕОПРОТЕРОЗОЯ (СЕВЕРО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Д. С. Мельник^{1,2}, Т. М. Парфенова^{1,2}, В. И. Рогов²

¹ *Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

² *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. Исследовано рассеянное органическое вещество (ОВ) новой коллекции пород хатыспытской свиты венда (неопротерозой) северо-востока Сибирской платформы. Проанализированы насыщенные углеводороды. Установлено, что породы обогащены автохтонным и паравтохтонным битумоидами. Выявлены связи между значениями гаммацеранового индекса и отношениями Pr/Ph и гомоопанов C_{35}/C_{34} . Впервые в некоторых образцах автохтонных битумоидов установлено присутствие 12- и 13-монометилалканов в низких концентрациях и новый для ОВ хатыспытской свиты тип распределения стеранов.

Ключевые слова: органическая геохимия, битумоиды, биомаркеры, Сибирская платформа, Оленекское поднятие, венд (неопротерозой).

GEOCHEMISTRY OF THE SATURATED HYDROCARBONS-BIOMARKERS FROM DISPERSED ORGANIC MATTER OF THE NEOPROTEROZOIC KHATYSPYT FORMATION ROCKS (NORTHEASTERN SIBERIA)

D. Melnik^{1,2}, T. Parfenova^{1,2}, V. Rogov²

¹ *Novosibirsk State University, Novosibirsk*

² *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk*

Annotation. Dispersed organic matter of the Khatyspyt formation rocks of Vendian (Neoproterozoic) of northeastern Siberia is investigated. Saturated hydrocarbons is analyzed. It has been established that the rocks are enriched with syngenetic and epigenetic bitumens. Both Pr/Ph ratio and C_{35}/C_{34} homohopanes ratio demonstrate correlation with gammacerane index. For the first time, in some samples of syngenetic bitumens the presence of 12- and 13-monomethylalkanes in low concentrations and the new type of steranes distribution for the Khatyspyt Formation organic matter were established.

Key words: organic geochemistry, bitumens, biomarkers, Siberian platform, Olenek uplift, Vendian (Neoproterozoic).

© Д. С. Мельник, Т. М. Парфенова, В. И. Рогов, 2019

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири» и гранта РФФИ 17-17-01241 «Филогенетические джунгли докембрия: утраченные планы строения эукариот в эволюции биосферы».

Хатыспытская свита венда (неопротерозой) распространена на северо-востоке Сибирской платформы [1]. Ее породы в разной степени обогащены органическим веществом [2–5]. Опубликованы результаты исследований геохимии органического вещества и пород хатыспытской свиты [3–7]. Настоящая работа направлена на изучение геохимии насыщенных углеводородов-биомаркеров в битумоидах рассеянного ОВ (22 образца).

Содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в породах изменяется от 0,02 до 1,99 %, в среднем составляя 0,40 %. Концентрации нерастворимого остатка (НО) составляют 1,5–87 % (среднее — 25,3 %). Связи между значениями $C_{\text{орг}}$ и НО не выявлено. Наиболее обогащенными органическим веществом являются карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы. Выходы битумоидов, экстрагированных хлороформом ($b_{\text{хл}}$), варьируют от 0,005 (известняк) до 0,112 % (кремнисто-карбонатная порода), среднее значение — 0,031 %. Наблюдается прямая связь между значениями $b_{\text{хл}}$ и $C_{\text{орг}}$. Коэффициент корреляции $R = 0,89$. Значения битумоидного коэффициента лежат в интервале от 1,0 до 26,1 %, в среднем составляя 9,3 %. Групповой состав битумоидов представлен: УВ — 16–57 (среднее = 34 %), смолы — 42–87 % (среднее = 64 %), асфальтеновые компоненты — 2–10 % (среднее = 5 %). Эти данные указывают, что в хатыспытской свите распространены как автохтонные, так и мигрировавшие битумоиды. Сравнительный анализ показал, что молекулярные составы этих битумоидов близки. Рассмотрим характеристики алкановых, стерановых и терпановых УВ.

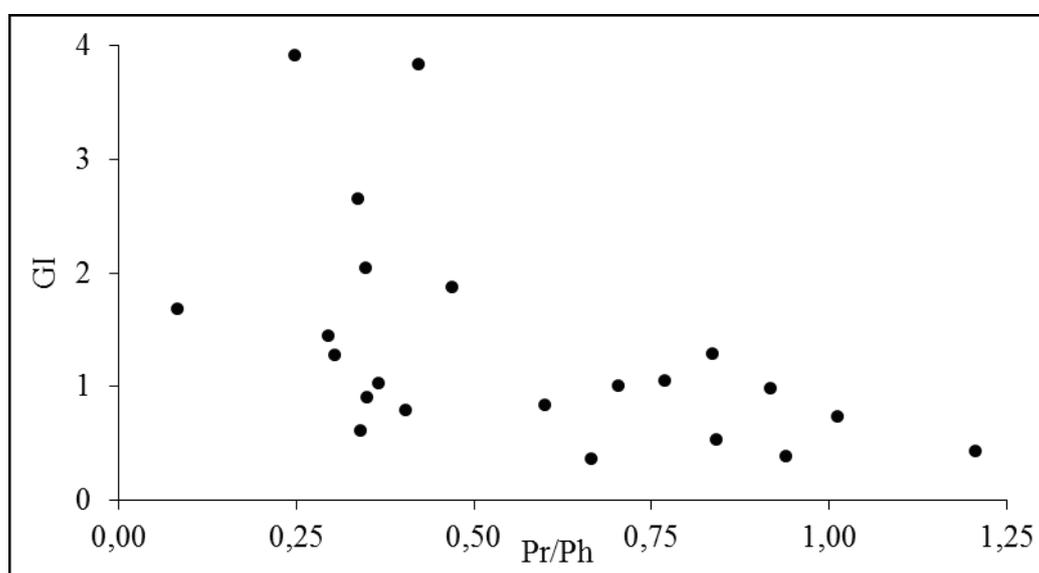
Алканы. Идентифицирован ряд нормальных (n) алканов от C_{11} до C_{40} . Выявлено три типа их распределения: 1) максимум распределения — n- C_{17-19} ; 2) максимум распределения — n- C_{22-25} ; 3) два максимума или широкий интервал высоких значений n-алканов. Обнаружено, что первый тип распределения отмечается, как правило, в автохтонных битумоидах ОВ пород карбонатно-кремнистого состава, а второй — в паравтохтонных битумоидах пород преимущественно карбонатного состава. Отношение n- $C_{27}/n-C_{17}$ варьирует в пределах 0,2–5,9 (среднее = 1,5). Коэффициент нечетности нормальных алканов составляет 1,1–1,2. Впервые в образцах насыщенных фракций на ГЖ-хроматограммах в следовых количествах или низких концентрациях идентифицированы 12- и 13-монометилалканы. Это подтверждено с применением анализа масс-спектров на хроматограммах m/z 71 и 182.

Идентифицирован ряд изопреноидных алканов от C_{13} до C_{25} . Значения отношения Pr/Ph варьируют от 0,3 до 1,2, в среднем составляя 0,6. Отношения пристана к n- C_{17} и фитана к n- C_{18} сравнительно выдержаны по разрезу и в среднем равны 0,3 и 0,4 соответственно. Отношение суммы нормальных алканов к сумме изопреноидных изменяются в пределах 7–28 (среднее = 16,6).

Стераны. Распределение стеранов, как правило, однотипно — доминируют изомеры этилхолестана (55–69 % на сумму C_{27} , C_{28} , C_{29}); содержание холестанов — 17–27 %, метилхолестанов — 12–20 %. Отношение стеранов C_{29}/C_{27} составляет от 2,2 до 3,9. Однако впервые установлено, что в пяти образцах суммы гомологов холестана и этилхолестана близки значение C_{29}/C_{27} сохраняется на уровне 1,2, повышаясь до 1,5–1,7.

Гопаны, гомогопаны, гаммацеран. Идентифицирован весь ряд гопановых УВ от C_{27} до C_{35} . Отношение Ts/Tm обычно в пределах 0,4–1,0 (среднее — 0,7). Гопан превалирует над адиантаном (C_{29}/C_{30} не превышает 0,8), за исключением одного образца ($C_{29}/C_{30} = 1,1$). Гомогопановый индекс C_{35}/C_{34} [3] варьирует в широких пределах от 0,6 до 2,3. Установлено два типа распределения гомогопановых УВ: 1) $C_{35}/C_{34} > 1$; 2) $C_{35}/C_{34} < 1$. Во всех образцах идентифицирован гаммацеран. Рассчитанный гаммацерановый индекс (GI) [8] изменяется от 0,4 до 3,9 (среднее — 1,1). Установлена связь между значениями GI и отношения Pr/Ph (см. рисунок). Также отмечается закономерное увеличение отношения гомогопанов C_{35}/C_{34} с ростом содержания как гаммацерана, так и значений GI.

Выводы. Распределение нормальных алканов, среднее отношение Pr/Ph на уровне 0,6, указывает на соответствие автохтонного ОВ хатыспытской свиты аквагенному ОВ (II тип керогена [8, 9]). Коэффициент нечетности CPI, равный 1,1–1,2, среднее отношение Ts/Tm на уровне 0,6 свидетельствуют о зрелости ОВ на уровне мезокатагенеза МК₁¹ [8, 9]. Породы свиты, ныне изучаемые в обнажениях, за свою геологическую историю погружались в главную зону нефтеобразования. Связь между GI и отношением Pr/Ph и расположение фигуративных точек на диаграмме (см. рисунок) позволяют обсуждать три геохимические фации, которые отражают изменение окислительно-восстановительных условий и солёности вод морского бассейна в хатыспытское время. Выявленный новый тип распределения стеранов ($C_{29}/C_{27} \sim 1,2$) для ОВ хатыспытской свиты, идентификация в рассеянном ОВ, в том числе автохтонном, 12- и 13-монотетралканов свидетельствуют о разнообразии биологических сообществ хатыспытского моря и дополняют молекулярные характеристики, которые могут быть обнаружены в нефтях, генерированных ОВ хатыспытских отложений.



Зависимость гаммацеранового индекса от отношения Pr/Ph

Список литературы

1. Журавлев В. С., Сороков Д. С. Литолого-стратиграфическое подразделение кембрийских отложений Оленекского сводового поднятия // Сб. ст. по геологии Арктики. Вып. 3. Труды НИИГА. Т. 43. 1954. С. 27–48.
2. Натапов Л. М. Отложения типа доманиковой формации на северо-востоке Сибирской платформы // Советская геология. № 11. 1962. С. 110–112.
3. Каширцев В. А. Органическая геохимия нефтяков востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН. 2003. 160 с.
4. Конторович А. Э., Каширцев В. А., Филп Р. П. Биогопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы // Доклады РАН, 1995. Т. 345. № 1. С. 106–110.
5. Парфенова Т. М., Кочнев Б. Б., Наговицин К. Е., Иванова Е. Н., Каширцев В. А., Конторович А. Э. Геохимия органического вещества хатыспытской свиты (венд, северо-восток Сибирской платформы) // Успехи органической геохимии: Мат-лы Всероссийск. науч. конф. Новосибирск: ИНГТ СО РАН. 2010. С. 265–268.

6. Duda J.-P., Thiel V., Reitner J., Grazhdankin D. Opening up a window into ecosystems with Ediacara-type organisms: preservation of molecular fossils in the Khatyspyt Lagerstätte (Arctic Siberia) // *Palaontologische Zeitschrift*. 2016. Vol. 90. № 4. P. 659–671.

7. Мельник Д. С. Оценка генерационного потенциала пород хатыспытской свиты венда на северо-востоке Сибирской платформы // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. XXII Международн. симпозиума им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 155-летию со дня рожд. акад. В. А. Обручева, 135-летию со дня рожд. акад. М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири (г. Томск, 2–7 апреля 2018 г.): В 2 т. Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2018. Т. 1. С. 311–312.

8. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. *The biomarker guide*. 2nd ed. New York: Cambridge University Press. 2005. Vol. 1, 2. 1155 p.

9. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Тр. СНИИГГиМС. Вып. 229. М.: Недра, 1976. 250 с.

НОВОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ГЕОНАВИГАЦИИ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ИНВЕРСИИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА

И. А. Москаев^{1,2}, К. Н. Даниловский², А. Р. Дудаев^{1,2}

¹ Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск,

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. При бурении необходима точная проводка ствола скважины в пределах продуктивного пласта. Чтобы добиться этого, используют геонавигацию на основе инверсии данных высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения (ВИКПБ). Имеющееся программное обеспечение (ПО) для инверсии данных этого метода недостаточно удобно, чтобы проводить геонавигацию в полевых условиях. В настоящее время разрабатывается новое ПО для осуществления инверсии данных ВИКПБ, имеющее новый интерфейс, что повышает удобство выполнения инверсии.

Ключевые слова: геонавигация, численная инверсия, каротаж в процессе бурения, электромагнитный каротаж, web-приложение.

NEW SOFTWARE FOR GEOSTEERING BASED ON ALGORITHM OF ELECTROMAGNETIC LOGGING DATA INVERSION

I. Moskaev^{1,2}, K. Danilovskiy², A. Dudaev^{1,2}

¹ Novosibirsk State University, Novosibirsk,

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Annotation. Accurate making hole within a reservoir is necessary for drilling. Geosteering based on inversion of high-frequency induction logging while drilling (HFILWD) data is used to achieve this goal. Available software for data inversion of this method is not convenient enough for geosteering in the field. Currently, a new software is developed for the implementation of HFILWD data inversion, which has a new interface, which improves the convenience of performing inversion.

Key words: geosteering, numerical inversion, logging while drilling, electromagnetic logging, web-application.

При бурении наклонно-горизонтальной скважины необходимо провести как можно большую часть ее ствола внутри продуктивного (нефтяного) пласта. Для этого используется геонавигация, то есть определение положения ствола скважины относительно границ разрабатываемого коллектора и заблаговременная корректировка траектории скважины.

Благодаря своей глубинности, наибольшей ценностью для геонавигации обладает электромагнитный каротаж (ЭМК). Одним из первых приборов ЭМК, созданных для коммерческого использования, был «Electromagnetic Wave Resistivity», представленный компанией «NL Information Services» в 1986 году. Прибор включал в себя одну генераторную и две приемные

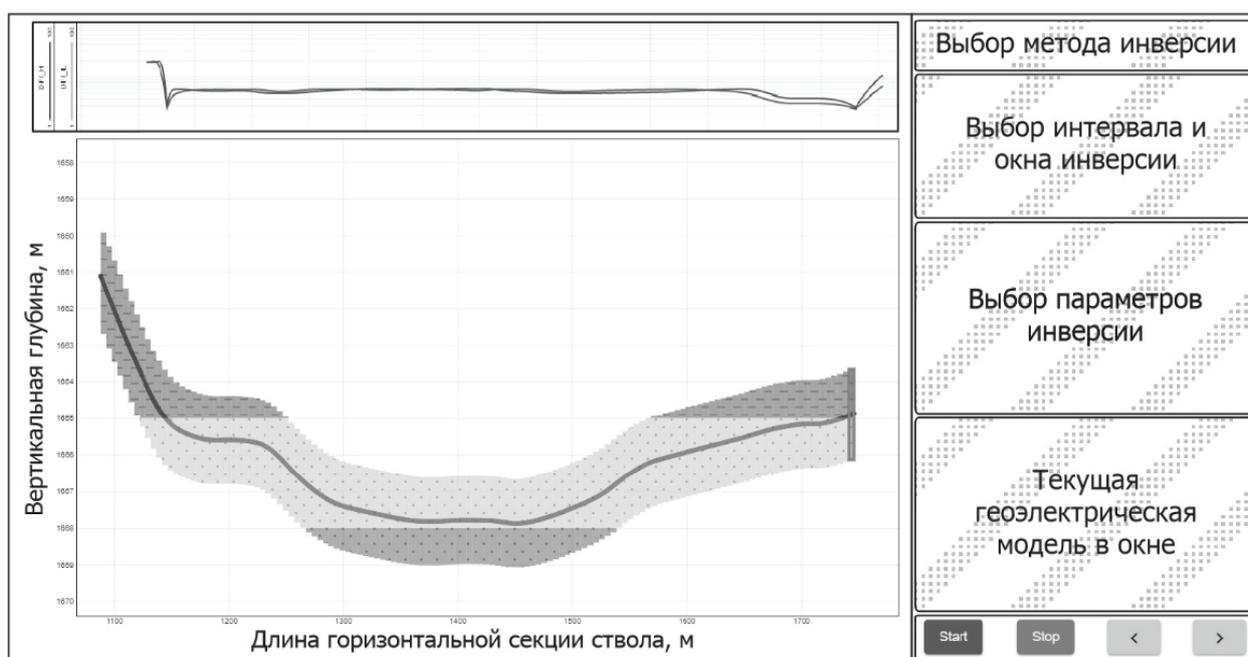
катушки, формирующих один зонд [2]. Развитие ЭМК продолжалось, и в 1995 году компания Schlumberger представила прибор для определения УЭС слоев под названием «Array Resistivity Compensated», включавший в себя пять генераторных и две приемных катушки, формирующих набор трехкатушечных зондов [3].

Первым российским устройством для ЭМК является прибор ВИКПБ, измерения которого осуществляются двумя основными и четырьмя дополнительными трехкатушечными зондами с длинами 0,7 и 1,4 м на частотах 0,88 и 3,5 МГц. Прибор ВИКПБ входит в состав телеметрической системы «ЛУЧ-LWD».

Для инверсии данных прибора ВИКПБ создано отечественное программное обеспечение, в котором используется алгоритм, разработанный канд. техн. наук М. Н. Никитенко, вычисления которого основываются на решении уравнений Максвелла [4, 5]. Численная инверсия данных ЭМК представляет собой целенаправленный подбор параметров геоэлектрической модели путем минимизации функционала невязки измеренных и синтетических данных [6, 7, 8, 9, 10]. Минимизация выполняется с использованием алгоритма на основе метода деформируемых многогранников. Для моделирования синтетических данных проводится численное решение прямой задачи ЭМК в классе слоисто-однородных моделей методом Фурье разделения переменных.

Однако программное обеспечение, использующее данный алгоритм, недостаточно удобно, требует слишком больших временных затрат при проведении инверсии данных ЭМК и не подходит для проведения геонавигации в реальном времени. В настоящее время разрабатывается новое программное обеспечение, призванное сделать более удобной инверсию данных ЭМК, что позволит использовать существующий алгоритм инверсии для оперативной корректировки траектории скважины непосредственно в процессе бурения.

В единое окно программы (см. рисунок) сведены загрузка данных каротажа и траектории скважины, выбор метода инверсии, выбор интервала и окна инверсии, выбор режима перехода от одного интервала к другому, параметры текущей геоэлектрической модели. Помимо этого, присутствует визуализация геоэлектрической модели и траектории скважины.



Окно программного обеспечения для инверсии данных ВИКПБ

Разрабатываемое ПО основано на клиент-серверной архитектуре. Клиентская часть отвечает за визуализацию данных и не требует мощных вычислительных ресурсов. Серверная часть включает выполнение сложных и ресурсоемких задач на высокопроизводительных многопроцессорных серверах (кластерах). Разрабатываемое ПО используется на любых устройствах, от мобильных до персональных компьютеров, на которых имеются браузер и доступ к серверу по сети. Используемый подход за счет гибкой архитектуры позволяет легко масштабировать вычислительные мощности, а также использовать алгоритмы, написанные на низкоуровневых языках (например, C/C++, Fortran), для получения наибольшей производительности. Такой подход также предоставляет возможность простого встраивания вычислительных модулей с написанными ранее алгоритмами в изолированном настраиваемом окружении.

Разрабатываемое ПО более удобно в использовании при инверсии данных ЭМК, в результате чего расширяются возможности пользователя: возможно выбрать данные для инверсии, ширину окна инверсии, стартовую геоэлектрическую модель в одном окне. За счет этого становится возможным проводить геонавигацию с помощью отечественного программного обеспечения.

Список литературы

1. Аксельрод С. М. Каротаж в процессе бурения (по материалам американских публикаций) // Каротажник. 2001. № 85. С. 103–121.
2. Rodney P., Wisler M. Electromagnetic Wave Resistivity MWD Tool P. Rodney // SPE Drilling Engineering. 1986. Vol. 1. № 5. 10 p. URL: <https://booksc.org/journal/22607>.
3. Bonner S., Tabanou J., Wu P. et al. New 2-MHz Multiarray Borehole-Compensated Resistivity Tool Developed for MWD in Slim Holes // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (22–25 October 1995): conference materials. Dallas, Texas, 1995. P. 16.
4. Никитенко М. Н., Сухорукова К. В., Глинских В. Н., Еремин В. Н. Оперативная обработка и интерпретация данных электромагнитного каротажа на разных этапах строительства нефтегазовой скважины // 4-ая Междунар. науч.-практич. конф. «Тюмень — 2015»: Глубокие горизонты науки и недр (23–27 марта 2015 г.): мат.-лы конф. Тюмень, 2015. С. 6.
5. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Сухорукова К. В., Глинских В. Н., Еремин В. Н., Горбатенко А. А., Павлова М. А. Сигналы электромагнитного каротажа в процессе бурения и их численная инверсия // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 3 (19). С. 49–55.
6. Каюров К. Н., Еремин В. Н., Эпов М. И., Глинских В. Н., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 12. С. 112–115.
7. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Глинских В. Н., Сухорукова К. В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник. 2014. № 245. С. 29–42.
8. Эпов М. И., Глинских В. Н., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н., Еремин В. Н. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин // Геология и геофизика. 2015. № 56 (8). С. 1520–1529.
9. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Глинских В. Н., Еремин В. Н. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения // Каротажник. 2016. № 269. С. 94–109.
10. Глинских В. Н., Никитенко М. Н., Даниловский К. Н., Еремин В. Н., Москаев И. А. Телеметрические системы каротажа: программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонного-горизонтальных скважин // Neftegaz.RU. 2017. № 10. С. 42–49.

**ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПЕСЧАНИКОВ И АЛЕВРОЛИТОВ ТЮМЕНСКОЙ,
ВАСЮГАНСКОЙ, СОРТЫМСКОЙ СВИТ СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Д. В. Некипелов, А. А. Ваганова

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

Аннотация. Исследованы образцы керна, отобранного из скважины СП214 Северо-Покачевского месторождения. Приведены результаты петрографического анализа песчаников сортымской и васюганской свит, которые представлены собственно аркозами согласно классификации В. Н. Шванова, а также алевролитов тюменской свиты. Полученный материал может быть использован как источник более точной информации для дальнейшего изучения отложений названного месторождения.

Ключевые слова: петрография, тюменская, васюганская и сортымская свиты, Северо-Покачевское месторождение, Западная Сибирь, песчаники, алевролиты.

**PETROGRAPHIC ANALYSIS OF THE TYUMEN, VASYUGAN AND SORTYM
FORMATION SANDSTONES AND SILTSTONES, NORTH POKACHEVSKY OIL FIELD
(NORTH SIBERIA)**

D. Nekipelov, A. Vaganova

Ural State Mining University, Yekaterinburg

Annotation: Some core samples from СП214 well of the North Pokachevsky oil field are investigated. Results of the thin section analysis of Sortym and Vasyugan formations sandstones (arkoses according to V. N. Shvanov's classification) and Tyumen Formation siltstones are given in this paper. The resulting material can be used as a source of more accurate information for further study of the deposits of the named field.

Key words: petrography, Tyumen, Vasyugan and Sortym formations, North Pokachevsky oil field, Western Siberian province, sandstones, siltstones.

Для данной работы из скважины СП214 Северо-Покачевского месторождения, выделяющегося в пределах Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с разных глубин отобраны несколько образцов керна и изготовлены шлифы, проведен петрографический анализ исследуемых пород. По несколько шлифов было изготовлено из образцов СП214-10 (сортымская свита), СП214-29 (васюганская свита), СП214-48 (тюменская свита), отобранных с глубин 2784, 3028 и 3148 м соответственно.

© Д. В. Некипелов, А. А. Ваганова, 2019

Научный руководитель д-р геол.-минерал. наук, проф. А. В. Маслов / Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor A. V. Maslov.

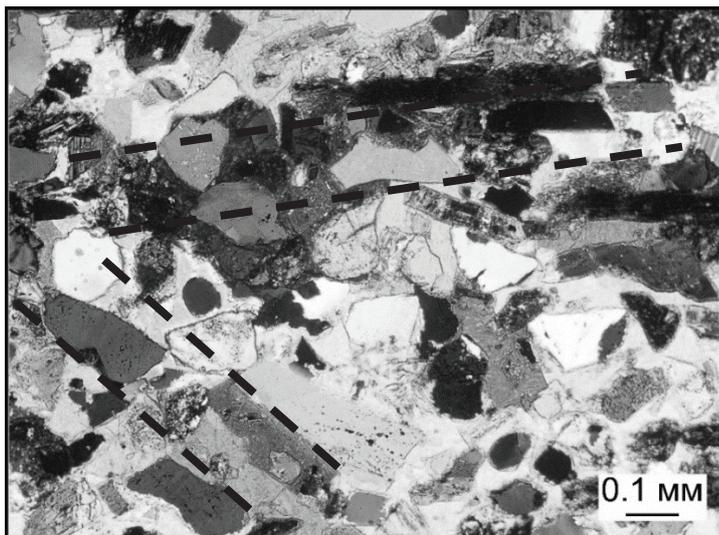


Рис. 1. Ориентировка минералов, подчеркивающая косую слоистость. Образец СП214-10

Проведен подсчет различных компонентов песчаников образцов СП214-10 и СП214-29, и их фигуративные точки нанесены на классификационную диаграмму В. Н. Шванова. Песчаники аттестуются как собственно аркозовые, в которых содержание главных аллотигенных компонентов в среднем составляет: кварца — 60 %, полевых шпатов — 30 %, обломков пород — 10 %. Образец СП214-48 при проведении гранулометрического анализа определен как алевролит мелко-тонкозернистый.

Под микроскопом можно наблюдать текстуры исследуемых пород, которые просматриваются

и при макроописании. Так, в образце СП214-10 наблюдается косая слоистость, в той или иной мере подчеркнутая и ориентировкой минералов (рис. 1). Зерна характеризуются заметной угловатостью, сортировка их в породе средняя. В образце СП214-29 просматриваются два типа текстур: косоволнистая слоистость, которая наблюдается по ориентировке обломочных компонентов (рис. 2) и линзовидно-волнистая слоистость — ее, в свою очередь, подчеркивают цемент и минералы, ориентированные по форме линзы (рис. 3). Зерна в данном образце также плохо окатаны, но довольно хорошо сортированы. В образце СП214-48 наблюдается пологоволнистая слоистость.

Основным элементом заполнения межзернового пространства в образце СП214-48 является сидерит. Он образует здесь цемент порового типа [2]. Степень окатанности у зерен данного образца варьирует от угловато-окатанной до практически не окатанной.

Полевые шпаты в обоих образцах представлены как плагиоклазами, так и калиевыми полевыми шпатами, но преобладают в них первые. Плагиоклазы характеризуются широким

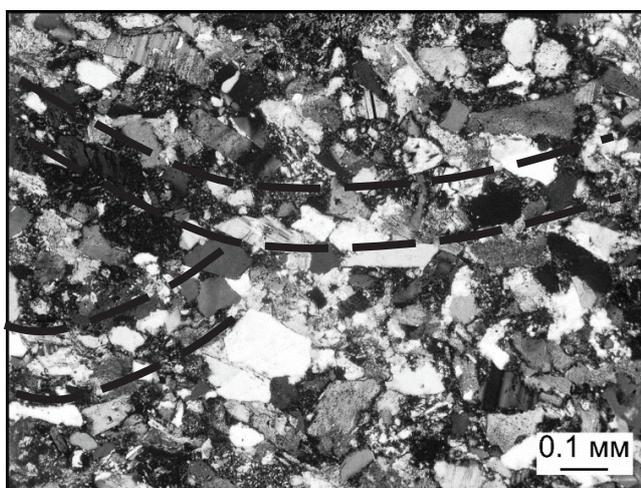


Рис. 2. Ориентировка минералов, подчеркивающая косоволнистую слоистость. Образец СП214-29

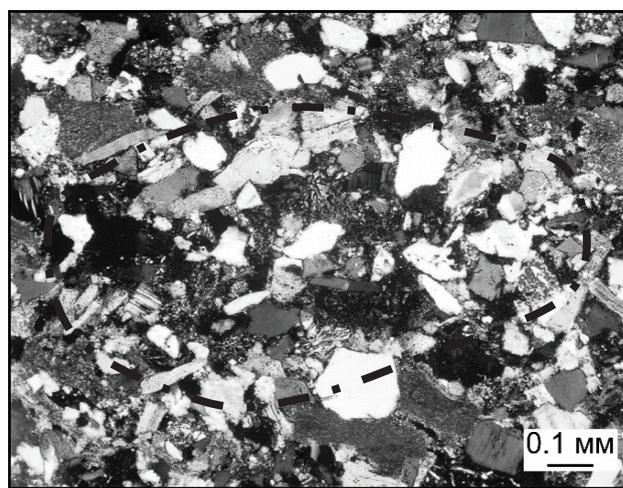


Рис. 3. Минералы и сидеритовый цемент описывают линзу. Образец СП214-29

развитием полисинтетических двойников. Некоторые из них изменены серицитизацией, а калиевые полевые шпаты пелитизацией в результате катагенетических процессов. Двойниковые полосы как редкие широкие (основной состав), так и частые узкие (кислый состав). Калиевый полевой шпат в обоих образцах песчаников представлен как единичными пелитизированными угловатыми обломками ортоклаза, так и зернами микроклина с микроклиновой решеткой. В образце СП214-10 зерна полевых шпатов часто корродированы кальцитовым цементом. Обр. СП214-48 содержит небольшое количество плагиоклазов. В данных песчаниках присутствуют обломки микрокварцитов, алевролитов и вулканитов кислого и основного состава. В составе алевролитов тюменской свиты содержатся обломки метаморфических пород. Образцы СП214-10, СП214-29, СП214-48 содержат 1–4 % биотита и около 1 % мусковита. Из аксессуаров в СП214-10 и СП214-48 присутствует циркон, который встречается в виде окатанных эллипсоидных зерен. Обр. СП214-29 содержит менее 1 % органики, а в обр. СП214-48 можно наблюдать углефицированный атрит (рис. 4).

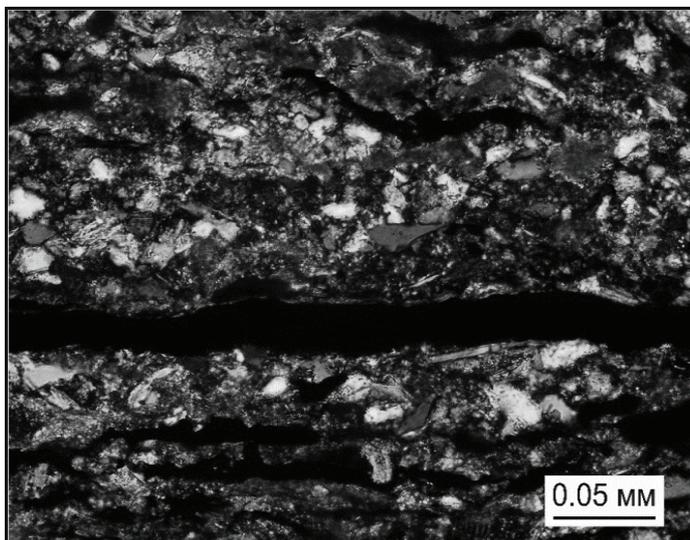


Рис. 4. Углефицированный атрит. Образец СП214-48

В образце СП214-10 присутствует кристаллический пойкилитовый кальцитовый цемент; исходя из взаимоотношений зерен и цементирующего материала он принадлежит коррозионному типу цемента [1]. В незначительном количестве (менее 2 %) здесь присутствует хлоритовое и глинистое цементирующее вещество, образованное в результате катагенетических процессов. В составе порового цемента образца СП214-29 преобладают карбонатные минералы — 87 % от общего количества цементирующего вещества; в него входят кальцит, сидерит (около 50 %). Глинистое вещество, в том числе каолинит, здесь играет подчиненную роль (~12 %). Также здесь присутствует хлорит, но доля его весьма незначительна (около 1 % от общей массы цемента).

Приведенные выше результаты петрографического анализа песчаников тюменской, васюганской и сортымской свит могут быть использованы для уточнения особенностей формирования отложений указанных стратиграфических подразделений в пределах Северо-Покачевского месторождения.

Список литературы

1. Мизенс Г. А. Изучение осадочных пород в прозрачных шлифах. Екатеринбург: УГГУ, 2017. 140 с.
2. Платонов М. В., Тугарова М. А. Петрография обломочных и карбонатных пород. СПб.: СПбГУ, 2017. 80 с.

**МУЛЬТИПЛИКАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ОСНОВНЫЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ**

И. В. Проворная, М. В. Мишенин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Проанализировано влияние сырьевых факторов на социальное развитие нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего районов Новосибирской области, а также экономическое развитие всего региона. Показано, что развитие нефтяной промышленности Новосибирской области вносит определенную специфику в формирование социально-экономической обстановки в регионе.

Ключевые слова: нефтяная промышленность, Новосибирская область, социально-экономические показатели.

**THE MULTIPLICATIVE EFFECT OF DEVELOPMENT OF THE OIL INDUSTRY
ON THE MAIN SOCIO-ECONOMIC INDICATORS OF NOVOSIBIRSK REGION**

I. Provornaya, M. Mishenin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Annotation. The paper analyzes the impact of resources factors on the social development of the oil-producing and oil-refining regions of the Novosibirsk region, as well as the economic development of the entire region. It is shown that the development of the oil industry of the Novosibirsk region makes a certain specificity in the formation of the socio-economic situation in the region.

Key words: Oil industry, Novosibirsk region, socio-economic indicators.

В настоящее время добыча нефти в Новосибирской области осуществляется на трех нефтяных месторождениях: Верх-Тарское, Восточно-Тарское и Малоичское, которые расположены в Северном районе области. С 2009 г. началось значительное ежегодное сокращение уровня добычи нефти в области, а также сокращение численности населения. Наблюдается высокая корреляционная связь между объемом добычи нефти и численностью населения в районе.

Производство нефтепродуктов в Новосибирской области осуществляется на единственном в регионе нефтеперерабатывающем заводе ВПК-Ойл, расположенном в Коченевском районе. Завод был построен в 2007 г. С 2017 г. мощность завода составляет 1 млн т перерабатываемого сырья. Наблюдается высокая корреляционная связь между приростом мощностей ВПК-

© И. В. Проворная, М. В. Мишенин, 2019

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 18-410-54300.

Ойл и численностью населения в Коченевском районе, что свидетельствует о благоприятном социальном эффекте от формирования нефтеперерабатывающего производства.

В работе была построена многофакторная пространственная модель для определения факторов нефтяной промышленности (объем добычи нефти, объем переработки нефти, объем потребления основных нефтепродуктов) Новосибирской области, влияющих на основной экономический показатель — валовый региональный продукт. Анализ проводился на данных 2010–2017 гг.

Оценка модели на возможность ее практического применения производится по критериям точности, надежности и адекватности с учетом различных критериев.

Точность построенной модели оценена с помощью стандартной ошибки (SE) и коэффициента детерминации (R^2). На основе этих статистик рассчитывается показатель $\frac{SE}{Y_{\max} - Y_{\min}}$.

Так, для модели показатель $\frac{SE}{Y_{\max} - Y_{\min}} = 0,29 < 30\%$, что говорит о возможности ее практического применения.

Надежность модели проверена по значениям F-критерия — для регрессии в целом и значениям t , P , доверительного интервала — для независимых переменных. Так, для построенной факторной модели уравнение регрессии статистически надежно, а все коэффициенты статистически значимы.

Адекватность модели проверена по коэффициенту автокорреляции, который рассчитывается с использованием статистики Дарбина — Уотсона. Для построенных уравнений регрессии отсутствует автокорреляция остатков.

Результаты построения многофакторной пространственной модели

<i>Регрессионная статистика</i>						
Множественный R	0,61547555					
R-квадрат	0,378810153					
Нормированный R-квадрат	-0,242379694					
Стандартная ошибка	32375,14225					
Наблюдения	7					
Дисперсионный анализ						
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>	
Регрессия	3	1917528765	1,3774E+11	32,21165125	0,002922718	
Остаток	3	3144449507	1048149836			
Итого	6	5061978272				
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95 %</i>	<i>Верхние 95 %</i>
Y-пересечение	125593,530	467236,938	2,362	0,077	-193453,290	2401062,130
Объем добычи нефти	94598,446	116455,116	-3,293	0,030	-706811,781	-60149,309
Объем переработки нефти	-87442,962	147613,845	3,051	0,038	40550,972	860234,444
Объем потребления основных нефтепродуктов	-73,847	339,391	-2,582	0,049	-1139,825	744,776

Таким образом, построенное уравнение отвечает требованиям точности, надежности и адекватности. Наблюдается связь между факторами нефтяной промышленности и основным экономическим показателем (ВРП).

Список литературы

1. Проворная И. В., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. № 1 (169). С. 20–30.
2. Эпов М. И. Нефтяному месторождению в Новосибирской области нужна доразведка. 2016. URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/news/novosibirskoy-12082016> (Дата обращения: 16.11.2018).
3. Филимонова И. В. Государственное стимулирование экономического развития нефтегазовых регионов // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: сб. ст. В 6 т. / Под ред. В. И. Клисторина, О. В. Тарасовой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 355–363.
4. Филимонова И. В. Нефтегазовый комплекс в социально-экономическом развитии регионов восточной Сибири // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: сб. ст. В 6 т. / Под ред. В. И. Клисторина, О. В. Тарасовой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 259–267.
5. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов // Экологический вестник России. 2018. № 10. С. 1–6.
6. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В., Мишенин М. В., Комарова А. В., Ельцов И. Н., Эпов М. И., Бурштейн Л. М., Сенников Н. В., Ершов С. В., Моисеев С. А., Казаненков В. А., Малев-Ланецкий Д. В., Юркевич Н. В. Нефтегазовый комплекс России — 2017. Ч. 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2017.
7. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. 2016. Т. 16. № 1. С. 25–38.
8. Eder L. V., Filimonova I. V., Provornaya I. V., Nemov V. Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. T. 84. C. 012012.
9. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Kussia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. T. 84. C. 012010.

**ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА БУРЕЙНСКОЙ ВПАДИНЫ
(ДАЛЬНИЙ ВОСТОК) НА ОСНОВЕ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
В СИСТЕМАХ РОССИЙСКОГО И ЗАРУБЕЖНОГО
ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ**

П. Н. Прохорова

Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. На основе применения отечественного программного обеспечения бассейнового моделирования TeploDialog выполнена дальнейшая аргументация перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Буреинского бассейна. Установлено, что результаты выделения по геотемпературному критерию очагов генерации нефти и очагов газогенерации, полученные с использованием TeploDialog и полученные ранее в системе PetroMod, во многом и в основном совпадают.

Ключевые слова: верхнеюрско-нижнемеловые отложения, бассейновое моделирование, очаги генерации углеводородов, Буреинский осадочный бассейн.

**OIL-AND-GAS POTENTIAL DEFINITION OF BUREYA DOWNWARP (RUSSIAN
FAR EAST) BASED ON BASIN MODELING IN RUSSIAN AND FOREIGN ORIGIN
SOFTWARES**

P. Prokhorova

Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. The further argumentation of hydrocarbon prospects of upper Jurassic-lower Cretaceous deposits in the Bureya basin is made based on the use of domestic basin modeling software TeploDialog. It is determined that the results of hydrocarbon kitchen allocation from geothermal criterion obtained using TeploDialog and previously obtained in software PetroMod basically align.

Key words: upper Jurassic-lower Cretaceous deposits, basin modeling, hydrocarbon kitchens, the Bureya sedimentary basin.

В настоящее время при решении задач, связанных с прогнозом нефтегазоносности, широко применяется бассейновое моделирование [4]. Первая оценка реализации генерационного потенциала нефтематеринских отложений Буреинского бассейна в пределах Кындальского грабена методом бассейнового моделирования была реализована с применением программного обеспечения PetroMod 1D компании Шлюмберже [3].

Основная цель исследования — аргументация перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Буреинского бассейна (рис. 1) на основе применения отечественного программного обеспечения бассейнового моделирования TeploDialog, обладающего оригинальными особенностями.

Палеорекострукции истории погружения и геотемператур выполнены для трех глубоких скважин: 1А, 1С и 1ПР Кындальского грабена [2,3].

Отличия TerloDialog и PetroMod заключаются в разных подходах к определению граничных условий при моделировании тектонической и тепловой истории отложений осадочного бассейна. При моделировании в PetroMod предусматриваются переменные значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла, определяемые на основе модели растяжения двухслойной литосферы Маккензи [5]. В TerloDialog глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии, в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, без привлечения сведений о геодинамике ниже основания осадочного разреза [1]. В отличие от TerloDialog, в котором используются экспериментальные данные о вековом ходе температур на земной поверхности, в PetroMod реализован теоретический расчет поверхностных палеотемператур на основе значений палеошироты территории исследований.

Рассчитанные в TerloDialog значения плотности глубинного теплового потока (45–49 мВт/м²) согласуются со значениями современной плотности теплового потока, полученными с помощью PetroMod (48–49 мВт/м²).

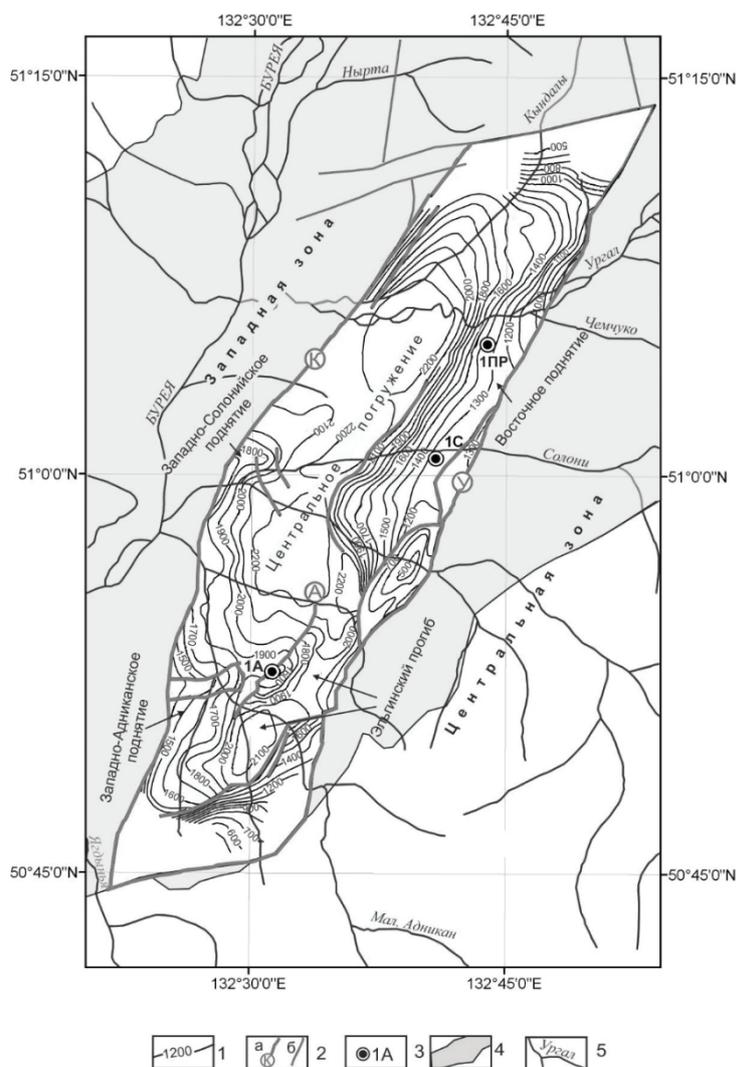


Рис. 1. Обзорная карта Буреинского бассейна

Сопоставительным анализом результатов настоящей работы, выполненной с использованием российского комплекса палеотемпературного моделирования *ТермоDialog*, с предшествующей оценкой территории исследований, выполненной ранее с применением импортной системы *PetroMod*, установлено, что термический режим прогнозируемых очагов генерации углеводородов (продолжительность периодов нефте- и газообразования, максимальные температуры периодов интенсивной генерации нефти и газа) отличается несущественно (рис. 2).

Если провести сопоставление результатов *ТермоDialog* и *PetroMod* по всем трем скважинам (1А, 1С и 1ПР), то перечни выделенных по геотемпературному критерию очагов генерации нефти (талынджанский, ургальский, чагдомынский) и очагов газогенерации (ургальский, чагдомынский, чемчукинский, йорекский) полностью совпадают.

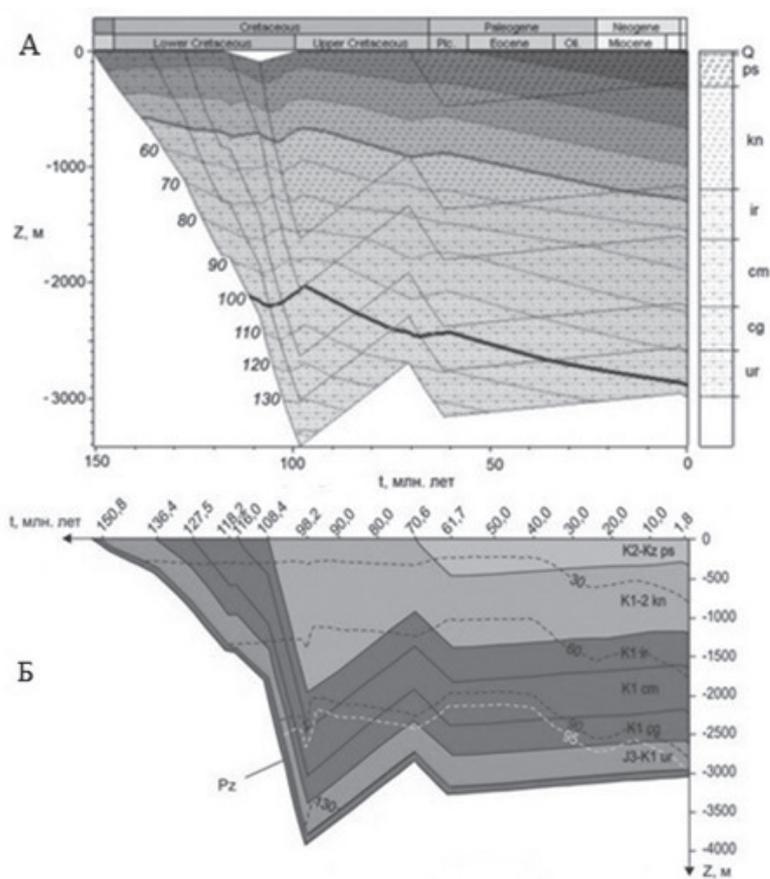


Рис. 2. Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезе скважины 1А на основе применения программного обеспечения: А) *PetroMod* [3]; Б) *ТермоDialog* [2]

Список литературы

1. Исаев В. И., Лобова Г. А., Мазуров А. К., Старостенко В. И., Фомин А. Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С 15–39.
2. Прохорова П. Н., Развозжаева Е. П., Исаев В. И. Геотермия и оценка нефтегазового потенциала Бурейнского бассейна (Дальний Восток России) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 1. С. 65–76.
3. Развозжаева Е. П., Прохорова П. Н., Лапковский В. В. Численное моделирование тектонической и термической истории Кындальского грабена Бурейнского бассейна (Дальний Восток России) // Тихоокеанская геология. 2017. Т. 36 № 3. С. 70–87.
4. Kontorovich A. E., Burshtein L. M., Malyshev N. A., Safronov P. I., Gus'kov S. A., Ershov S. V., Kazanekov V. A., Kim N. S., Kontorovich V. A., Kostyreva E. A., Melenevsky V. N., Livshits V. R., Polyakov A. A., Skvortsov M. B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) // Russian Geology and Geophysics. 2013. Vol. 54. №. 8. P. 1179–1226.
5. Hantschel T., Kauerauf A. I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Heidelberg: Springer, 2009. 476 p.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССОВ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ РЕЛАКСАЦИИ В БЕНТОНИТОВОЙ ГЛИНЕ

О. В. Родионова, Е. С. Крошка, А. В. Репин

Омский государственный педагогический университет, г. Омск

Аннотация. Представлены частотные зависимости комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) бентонитовой глины Na-формы, измеренные в температурном диапазоне от -15 до $+25$ °С. Проведено моделирование зависимостей двухрелаксационной моделью, учитывающей релаксацию связанной воды, а также релаксацию на границах связанная вода — минерал и связанная вода — воздух. Показано изменение параметров релаксационных процессов в области отрицательных температур.

Ключевые слова: комплексная диэлектрическая проницаемость, диэлектрическая релаксация, межслойная поляризация, бентонитовая глина, связанная вода.

THE EFFECT OF TEMPERATURE ON THE PARAMETERS OF THE PROCESSES OF DIELECTRIC RELAXATION IN A BENTONITE CLAY

O. V. Rodionova, E. S. Kroshka, A. V. Repin

Omsk State Pedagogical University, Omsk

Annotation. The paper presents the frequency dependences of the complex permittivity (CDP) of bentonite clay Na-form, measured in the temperature range from -15 to $+25$ °C. the simulation of the dependence of the two relaxation model, taking into account the relaxation of bound water, and relaxation at the boundaries of bound water — mineral and bound water — air. The change of parameters of relaxation processes in the region of negative temperatures is shown.

Keywords: complex relative permittivity, porosity, dielectric relaxation, interlayer polarization, bentonite clay, bound water.

Спектры КДП исследованы многими авторами [1, 2, 3], некоторым из них удалось создать модель КДП для отдельных частотных диапазонов и выявить связь с петрофизическими характеристиками, которые необходимы для интерпретации данных диэлектрического и индукционного каротажа. Однако температурные зависимости спектров КДП изучены слабо, поэтому цель данного исследования заключалась в выявлении температурной зависимости релаксационных параметров бентонитовой глины.

В качестве исследуемого образца использовалась бентонтовая глина Na-формы, содержащая 95 % монтмориллонита. Удельная площадь поверхности глины составляет 70 м²/г. Перед измерением исследуемый образец, увлажненный солевым раствором NaCl с концентрацией

2 г/л, выдерживается 3–5 суток в герметичной емкости до достижения равновесного состояния [4]. За сутки до измерений образец помещается в коаксиальную ячейку нужной длины.

Для определения спектров КДП бентонитовой глины в широком диапазоне частот применялся уникальный широкополосный метод измерения в одной ячейке, описанный в [5]. Измерения проводились в диапазоне температур от -15 до $+25$ °С, температурный режим осуществлялся благодаря климатической камере ТН-МЕ-0,25 (рабочий диапазон температур от -20 до $+80$ °С, погрешность установки температуры $0,3$ °С). После проведения испытаний определялась влажность образца термостатно-весовым методом.

Для моделирования многорелаксационных процессов использовался подход, описанный в [3, 6]. Нами применялась следующая формула:

$$\dot{\varepsilon} = \varepsilon' - i\varepsilon'' = (\dot{n})^2 + \frac{\Delta\varepsilon_{s2}}{1 + (i\omega\tau_2)^{1-\alpha_2}} + \frac{\Delta\varepsilon_{s3}}{1 + (i\omega\tau_3)^{1-\alpha_3}} - i \frac{\sigma}{\omega\varepsilon_0}.$$

Частотная зависимость комплексного показателя преломления связанной воды на высоких частотах определяется моделью Дебая:

$$(\dot{n}_b)^2 = \dot{\varepsilon}_b = \varepsilon_\infty + \frac{\varepsilon_{s1} - \varepsilon_\infty}{1 + i\omega\tau_1},$$

где $\dot{\varepsilon}$ — комплексная диэлектрическая проницаемость; ε_∞ — высокочастотная диэлектрическая проницаемость, значение которой принималось равным $4,9$; ε_s — статическая диэлектрическая проницаемость, τ — время релаксации, α — коэффициент распределения времен релаксации, $\Delta\varepsilon_s$ — «амплитуда» релаксации. Вклад ионной проводимости учитывается параметром σ , i — мнимая единица, ω — циклическая частота, ε_0 — диэлектрическая постоянная вакуума. Индексы 1, 2 и 3 описывают процессы, вызванные ориентационной поляризацией связанной воды, низкочастотную поляризацию (релаксация на границе вода — твердая фаза), высокочастотную поляризацию (релаксация на границе вода — воздух) соответственно.

Комплексный показатель преломления бентонитовой глины был определен по рефракционной модели смеси [7].

На рис. 1 приведены спектры КДП бентонита, исследованных в диапазоне температур от -15 до $+25$ °С. Из графиков видно, что при возрастании температуры возрастает КДП бентонита во всем частотном диапазоне, при этом наиболее сильно температурная зависимость КДП проявляется в области низких частот. При сопоставлении результатов моделирования КДП бентонита с экспериментом обнаруживается, что расхождения составляют $2-7\%$ для значений ε' и до 14% для значений σ .

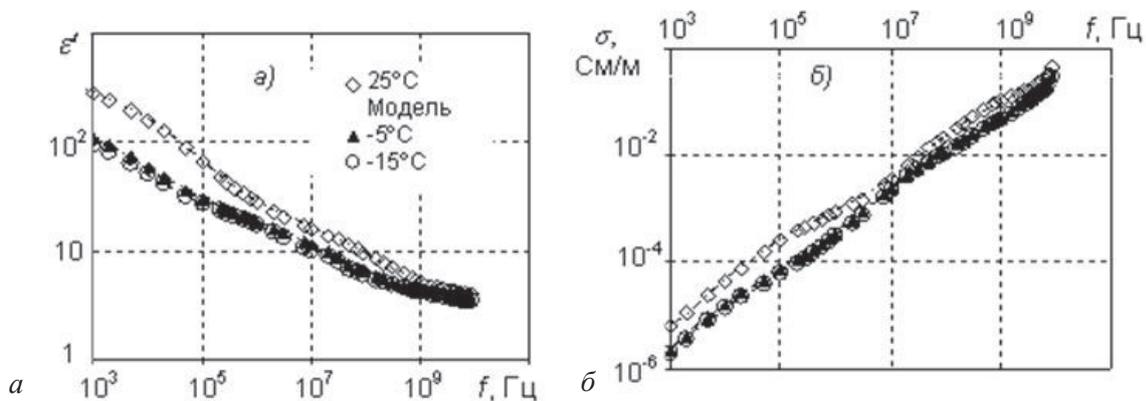


Рис. 1. Частотные зависимости действительной части КДП (а) и удельной эффективной проводимости (б) бентонита с объемной влажностью $0,089 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при разных температурах

Анализ параметров модели показал, что статическая диэлектрическая проницаемость ϵ_{s1} при повышении объемной доли воды примерно до $0,09 \text{ м}^3/\text{м}^3$ возрастает, а затем становится постоянной. При увеличении температуры значения ϵ_{s1} возрастают, сохраняя характер зависимости. На параметры третьей области релаксации влажность и температура оказывают более существенное влияние. Эти зависимости резко изменяются при объемной доле воды, превышающей $0,06 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рис. 2, а). До значения этой влажности параметр $\Delta\epsilon_{s3}$ возрастает, затем становится постоянным, а при повышении объемной доли воды от $0,09 \text{ м}^3/\text{м}^3$ уменьшается. Это связано с тем, что при влажностях ниже $0,06 \text{ м}^3/\text{м}^3$ пленки связанной воды распадаются на отдельные «гроздья» [8] и влияние межфазных поляризаций усиливается. При этой же влажности параметр $\Delta\epsilon_{s3}$ с понижением температуры возрастает, однако при увеличении количества воды значения $\Delta\epsilon_{s3}$ в области отрицательных температур понижаются.

Времена релаксации τ_3 для исследуемых образцов при увеличении влажности уменьшаются, характер зависимости близок к экспоненциальному. Однако значения τ_3 с понижением температуры возрастают, аналогичным образом ведут себя времена релаксации первой области (рис. 2, б).

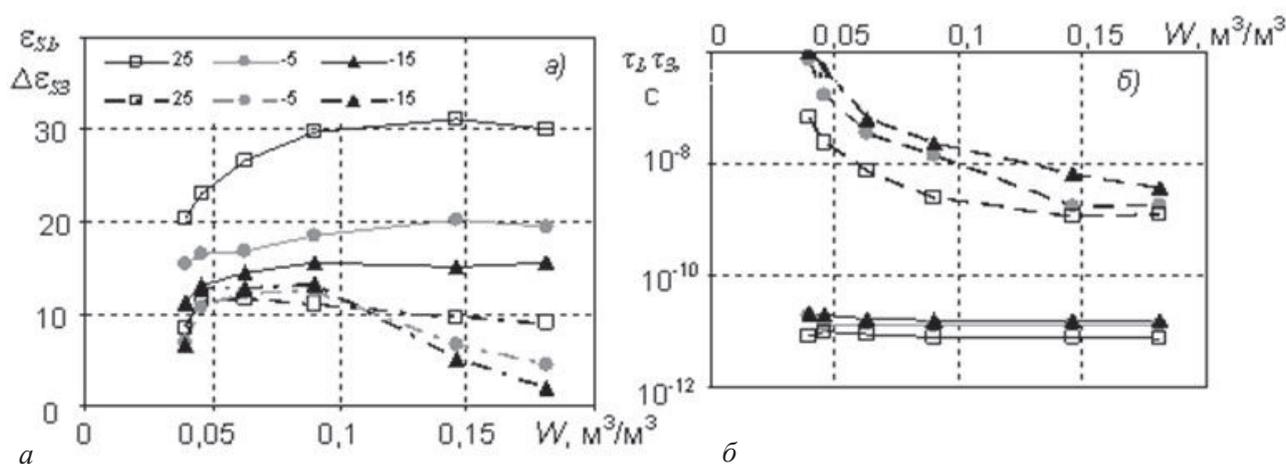


Рис. 2. Влажностная зависимость амплитуд (а) и времен (б) релаксации первой области (сплошные линии) и третьей области (пунктирные линии) при разных температурах

Таким образом, результаты моделирования позволили выявить характер зависимостей параметров процессов, вызванных ориентационной поляризацией связанной воды, высокочастотной поляризацией на границе связанная вода — воздух, в области отрицательных температур.

Список литературы

1. Revil A. Effective conductivity and permittivity of unsaturated porous materials in the frequency range 1 mHz–1GHz // Water Resources Research. 2013. Vol. 49. P. 306–327.
2. Бобров П. П., Красноухова В. Н., Крошка Е. С., Лапина А. С. Моделирование процессов диэлектрической релаксации во влажных песчаных породах // Известия высших учебных заведений. Физика. 2017. Т. 60. № 4. С. 135–140.
3. Эпов М. И., Бобров П. П., Миронов В. Л., Репин А. В. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 9. С. 1302–1309

4. Бобров П. П., Кондратьева О. В. Медленные изменения диэлектрической проницаемости почв после увлажнения из сухого состояния // Физика диэлектриков (Диэлектрики — 2011). XII Междунар. конф. (23–26 мая 2011): мат-лы конф. СПб., 2011. Т. 1. С. 204–206.
5. Bobrov P. P., Repin A. V., Rodionova O. V. Wideband Frequency Domain Method of Soil Dielectric Properties Measurements // IEEE Trans. Geosci. Remote Sensing. 2015. Vol. 53. № 5. P. 2366–2372.
6. Wagner N., Bore T., Robinet J-C., Coelho D., Taillade F., Delepine-Lesoille S. Dielectric relaxation behavior of callovo-oxfordian clay rock: a hydraulic-mechanical-electromagnetic coupling approach // J. Geophys. Res.: Solid Earth. 2013. Vol. 118. № 9. P. 4729–4744.
7. Mironov V. L., Bobrov P. P., Fomin S. V. Multirelaxation Generalized Refractive Mixing Dielectric Model of Moist Soils // IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. 2013. Vol. 10. № 3. P. 603–606.
8. Дерягин Б. В., Чураев Н. В. Смачивающие пленки. М.: Наука, 1984. 160 с.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И АНАЛИЗ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА И НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

П. Е. Романов ¹, А. Ю. Калинин ²

¹ Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск,

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики

им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Работа посвящена анализу геологического строения верхнеюрских отложений зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины, расположенной на юго-западе Томской области. На базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и скважин глубокого бурения построена структурная характеристика и выполнен анализ истории тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

Ключевые слова: Каймысовский свод, Нюрольская мегавпадина, верхняя юра, отражающий горизонт, мегакомплексы.

SEISMIC MODEL AND TECTONIC DEVELOPMENT ANALYSIS OF THE KAIMYSOV ARCH AND NUROLKA MEGADEPRESSION JUNCTION ZONE

P. Romanov ¹, A. Kalinin ²

¹ Novosibirsk State University, Novosibirsk

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Annotation. This work is dedicated to the analysis of geological structure of Upper Jurassic formations of the Kaimysov arch and Nurolka megadepression junction zone situated in the in the southeastern part of the Tomsk Region. Basing on complex interpretation of seismic and deep drilling data, the following work was carried out: construction the detailed model of geological structure and tectonic development analysis of the Kaimysov arch and Nurolka megadepression junction zone.

Key words: Kaimysov arch, Nurolka megadepression, Upper Jurassic, reflection horizon, megacoplexes.

В административном плане район исследований расположен на юго-западе Томской области в Каргасокском районе.

Объект исследования — зона сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

Предмет исследования — верхнеюрские отложения объекта исследования.

Цель исследования — построить геологическую модель строения зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

Задача исследования — на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и скважин глубокого бурения описать структурную характеристику и выполнить анализ истории тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

В пределах исследуемой территории сейсморазведочные работы МОГТ проводились с 1958 по 2011 год. В основу исследований был положен анализ 531 сейсмического временного разреза МОГТ протяженностью 10 798 км и данных глубокого бурения по 162 скважинам. Для восстановления условий формирования месторождения использованы основные принципы сеймостратиграфического, палеоструктурного и палеотектонического анализов.

В процессе работы было осуществлено построение следующих структурных карт: Φ_2 (подошва мезозойско-кайнозойского осадочного чехла) — приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями, Π^a — кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), Π — приурочен к кошайской пачке алымского горизонта, (нижний мел, апт), IV — формируется на пачке аргиллитов кузнецовской свиты (верхний мел, турон).

Структурная характеристика. Структурные карты отражают современный рельеф изучаемого горизонта и строятся на основании данных о глубинах его залегания. В ходе работы были построены структурные карты по отражающим горизонтам Φ_2 , Π^a , Π , IV .

В связи с тем, что перспективы нефтегазоносности района исследований связаны главным образом с верхнеюрскими отложениями, в работе приведено описание структурной поверхности по подошве баженовской свиты, которая является флюидоупором для этого резервуара. Абсолютные отметки изменяются от -2920 до -2400 в пределах 520 м. В структурном плане отражающего горизонта Π^a также выделяется Моисеевская структура на севере территории, оконтуренная изогипсой -2500 с амплитудой 100 м и площадью 165,08 км². Центрально-, Южно- и Северо-Крапивинские поднятия объединились в одну Крапивинскую структуру, контролируемую изогипсой -2540 . Южнее Крапивинской структуры располагается Западно-Крапивинская структура площадью 18,06 км² и амплитудой 20 м, которая контролируется изогипсой -2580 .

Наиболее погруженные участки расположены на северо-востоке в Нюрольской мегавпадине.

В центре Нюрольской мегавпадины расположено Игольско-Таловое кп — положительная тектоническая структура III порядка. В ее состав входят Карайское, Игольское и Таловое локальные поднятия (Карайское лп находится западнее Игольского лп). Данная структура оконтуривается изогипсой -2700 м и имеет амплитуду 100 м. По отметке -2685 м оконтуривается Игольско-Таловое поднятие. На Игольском поднятии, которое оконтуривается изогипсой -2680 м и имеет амплитуду 80 м, наблюдается большое количество локальных поднятий. Наиболее крупные поднятия находятся 1) на юге Игольского поднятия; оконтуривается абсолютной отметкой -2640 м и имеет амплитуду 20 м; 2) на севере, контролируется изогипсой -2640 м с амплитудой 25 м. Таловое поднятие оконтуривается изогипсой -2680 с амплитудой 30 м. Оно так же осложнено локальными поднятиями. Одно из них расположено в центральной части Таловой площади, оно оконтуривается изогипсой -2670 , амплитуда 20 м. Другое осложняет Таловое поднятие на юго-западе, контролируется изогипсой -2680 и имеет амплитуду 15 м. На Карайской площади выделяется малоамплитудное локальное поднятие, ограниченное изогипсой -2670 м, осложненное рядом неконтрастных поднятий.

В центральной части кп выделяется замкнутая отрицательная структура, разделяющая Игольское и Таловое поднятие и оконтуренное изогипсой -2700 м с амплитудой 30 м.

На севере, западе и юге от Игольско-Талового поднятия выделяются крупные депрессии.

История тектонического развития. Для восстановления истории тектонического развития используют анализ изменения толщин осадочных комплексов по площади. Зоны увели-

ченных толщин комплексов, ограниченных в кровле и подошве поверхностями выравнивания, будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению, и наоборот. Таким образом, характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволит оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития региона [1].

В работе рассмотрены карты изопахит четырех основных мегакомплексов: юрского, берриас-нижнеаптского, апт-туронского и посттуронского, характеризующих изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади.

Характер распределения толщин юрских отложений свидетельствует о том, что северные и северо-западные районы территории исследований испытывают тенденцию к воздыманию, а южные и юго-восточные — к прогибанию. Наибольшую тенденцию к росту испытывают Моисеевское и Южно-Моисеевское палеоподнятия. В меньшей степени Крапивинское палеоподнятия. Также относительный рост испытывает южная и центральная часть Игольского палеоподнятия, осложняющая Нюрольскую палеодепрессию.

В берриас-нижнеаптское время территория исследований продолжает унаследовано развиваться. Так же, как и на юрском этапе развития, наблюдаются региональные тренды воздымания северных и северо-западных территорий Каймысовского свода и прогибания южных и юго-восточных. Следует отметить, что площадь положительных палеоструктур увеличилась относительно юрского этапа развития. Помимо Моисеевской, Южно-Моисеевской и Крапивинской структур, в палеоструктурном плане выделяются Двуреченская и Тагайская структуры. Также продолжает свой относительный рост центральная и южная части Игольского палеоподнятия. Наиболее интенсивный относительный рост испытывает северная часть Таловой палеоструктуры, а также северная и юго-восточная части исследуемой территории. Тенденция к относительному погружению территории отмечается на западе и юго-западе от Игольского палеоподнятия.

Апт-туронское время на территории исследований, как и в целом на юго-востоке Западной Сибири, характеризуется относительным тектоническим покоем. В то же время, свое формирование продолжают Моисеевская и Южно-Моисеевская структуры, развитие Крапивинской структуры снижается. На юге происходит рост отдельной локальной Карайской структуры. На востоке территория продолжает испытывать региональное погружение. Центральная и южная части Игольской площади перестали испытывать относительный рост. В палеорельефе кошайской пачки на момент формирования кровли кузнецовской свиты выделяется локальное палеоподнятия в восточной части Игольской площади. На востоке Таловой палеоструктуры отмечается тенденция к относительному погружению территории.

В посттуронский этап произошла перестройка структурного плана. В связи с активизацией альпийской складчатости происходит воздымание юго-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты на фоне активного погружения центральной части бассейна. На юго-юго-востоке происходит региональное воздымание территории исследования, за счет которого отдельные купола Игольской и Таловой площадей вышли на один гипсометрический уровень, образовав крупную ловушку в структурном плане кровли юры, к которой приурочено одно из наиболее крупных месторождений на юго-востоке Западной Сибири — Игольско-Таловое.

Список литературы

1. Конторович В. А. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. 2001. Т. 52. № 8. С. 1075–1091.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ

Р. М. Сайтов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. С опорой на привязку литологических данных к каротажным диаграммам проведено расчленение и корреляция разрезов поздней юры и раннего мела и построены карты толщин баженовской, георгиевской свит и подачимовской толщи; проведен анализ их геологического строения. На основе комплексного анализа выбранных критериев (содержание органического углерода, степень катагенетической преобразованности органического вещества, изолированность баженовской свиты выше- и нижележащим флюидоупорами, современные температуры свиты, толщины баженовской свиты) построена карта региональных перспектив нефтеносности классических разрезов баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, перспективы нефтеносности, трудноизвлекаемые запасы.

PROSPECTS OF OIL-BEARING CAPACITY OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CENTRAL PART OF MIDDLE PRIOBIE

R. M. Saitov

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Abstract. Based on the comparison of lithological data and the logging diagrams, the division and correlation of the sections of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous were carried out and maps of the thicknesses of the Bazhenov, Georgiev and Podachimov Formations were constructed; their geological structure was analyzed. On the basis of a complex analysis of the selected criteria (the organic carbon content, the degree of catagenetic transformation of the organic matter, the isolation of the Bazhenov Formation upper and lower the fluid trap, modern temperatures of the Formation, and the thickness of the Bazhenov Formation), the map of the prospects of the oil-bearing capacity of the classical sections of the Bazhenov Formation was constructed.

Key words: Bazhenov Formation, oil potential, hard-to-recover reserves.

Россия является одним из признанных мировых лидеров по добыче нефти и газа. Однако снижение темпов прироста запасов и добычи углеводородного сырья в последние десятилетия из-за открытия новых залежей нефти и газа в гранулярных коллекторах требует изыскания новой ресурсной базы, по масштабам сопоставимой с крупнейшими разрабатываемыми нефтегазоносными провинциями [1]. Согласно парадигме А. Э. Конторовича [3], приоритетными направлениями развития ресурсной базы России являются освоение арктического шельфа и баженовской свиты. В то время как разработка арктического шельфа связана с созданием инфраструктуры в суровых и непригодных для постоянного проживания

человека регионах, баженовская свита распространена на территории с развитой нефтедобывающей инфраструктурой. 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, ресурсы которого по осторожным оценкам составляют до 10–12 млрд т [2]. Таким образом, научная задача, заключающаяся в изучении геологического строения баженовской свиты и выделении наиболее перспективных зон для обнаружения в ней нефти, представляется сегодня актуальным исследованием.

Территория исследования расположена в центральной части Широкого Приобья. В тектоническом отношении большую часть района исследования занимает северная часть Хантейской гемиантеклизы. С точки зрения нефтегазогеологического районирования изучаемый регион находится в пределах Среднеобской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей.

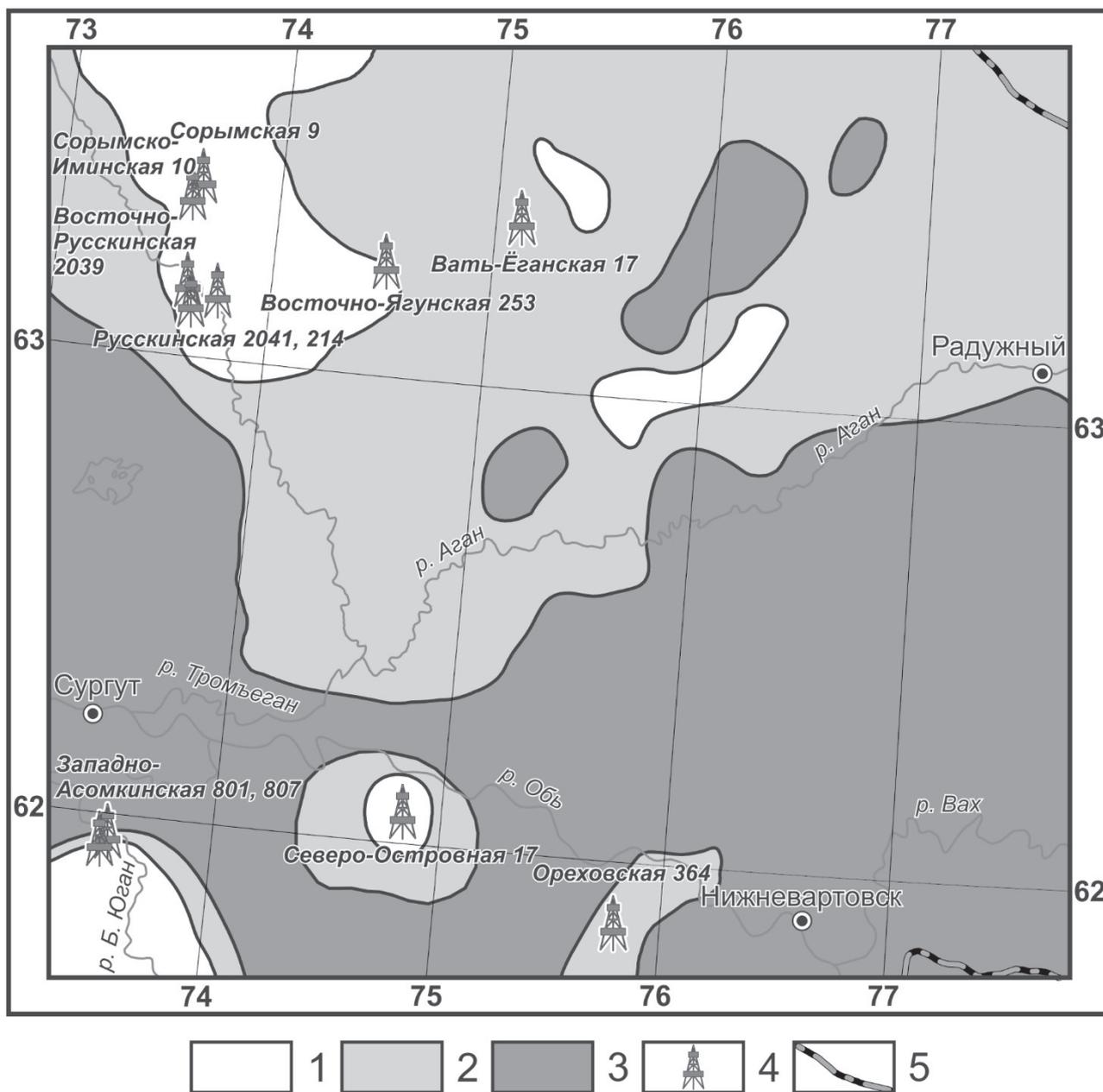
В 2014–2016 гг. в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН проводилось комплексное изучение баженовской свиты. В рамках этих работ был изучен керн некоторых скважин, расположенных в пределах территории исследования. В процессе аналитических исследований образцов керна были установлены точные границы баженовской и георгиевской свит. Полученные отметки глубин были сопоставлены с каротажными диаграммами, а данные скважины выбраны в качестве эталонных.

В качестве фактического материала были использованы каротажные диаграммы по 350 глубоким скважинам. Для расчленения и корреляции разрезов баженовской свиты был использован комплекс радиоактивного и электрического методов ГИС, включающий метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж сопротивления (КС), боковой (БК) и индукционный (ИК) каротаж, гамма-метод (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), а также кавернометрию (КВ).

Так, по данным каротажа баженовская свита представляет собой высокорadioактивную, высокоомную, плотную и низкопроницаемую толщу пород. Значения кажущегося сопротивления в интервале баженовской свиты не выдержаны по площади, кривые сильно дифференцированы. Максимальные значения естественной радиоактивности в среднем изменяются от 60 до 100 мкР/ч, запись двухмасштабная. Кривые ПС и кавернометрии в пределах свиты сохраняют спокойный характер. Толщины классических разрезов баженовской свиты изменяются от 4 до 37 м, в среднем составляя 21 м.

В соответствии с моделью Ф. Г. Гурари, основным фактором образования нефтяных залежей в баженовской свите считается процесс нефтегенерации, сопровождающийся автофлюидоразрывом, в результате которого и образуется коллектор. Отсюда следует, что при больших количествах исходной органики и высоких значениях катагенеза будут проходить процессы нефтегенерации, а мощные выше- и нижележащие флюидоупоры будут препятствовать эмиграции углеводородов и исчезновению залежей. Таким образом, в рамках этой работы были рассмотрены следующие критерии нефтеносности баженовской свиты: толщины баженовской свиты с современным содержанием органического углерода больше 7%; значения отражательной способности витринита; изолированность баженовской свиты выше- и нижележащим флюидоупорами, современные температуры в кровле баженовской свиты, а также ее толщины.

Комплексный анализ выбранных критериев позволил построить карту перспектив нефтеносности классических разрезов баженовской свиты и выделить территории трех категорий перспективности (см. рисунок). Высокоперспективные территории были выделены по совпадению благоприятных значений всех выбранных критериев. Так, Сорымско-Рускинская, Вать-Ёганская, Северо-Островная, Западно-Асомкинская и Янчинская зоны приурочены к территориям с высокими содержаниями органического углерода и зрелым органическим веществом, а также к областям повышенных толщин выше- и нижележащего флюидоупоров.



Карта перспектив нефтеносности классических разрезов баженовской свиты:

- 1 — высокоперспективные территории; 2 — перспективные территории; 3 — малоперспективные территории; 4 — скважины с притоками нефти из классических разрезов баженовской свиты;
- 5 — административные границы

Территории второй категории перспективности (перспективные зоны) так же приурочены к зонам высоких содержаний органического углерода, высоких значений катагенетической зрелости органического вещества и высоких современных пластовых температур, однако толщины нижележащего флюидоупора на данных площадях занижены. Перспективность данных территорий (так же, как и высокоперспективных) доказана наличием притоков нефти из скважин. Остальная часть региона исследования была отнесена автором к малоперспективным территориям, поскольку отсутствие одного из рассмотренных критериев является решающим при рассмотрении нефтеносности классических разрезов баженовской свиты.

Список литературы

1. Зубков М. Ю., Скрылев С. А., Бондаренко С. А., Бачин С. И., Кос И. М., Медведев Н. Я., Чуйко А. И. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (вторая научно-практическая конференция). Ханты-Мансийск, 1999. С. 206–222.

2. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Казаненков В. А., Конторович В. А., Костырева Е. А., Пономарева Е. В., Рыжкова С. В., Ян П. А. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2014. № 2 (10). С. 1–8.

3. Конторович А. Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. 2016. № 1. С. 7–17.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕНД-РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АЛДАНО-МАЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Р. Р. Салахов

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. Алдано-Майская впадина характеризуется благоприятными региональными предпосылками нефтегазоносности. В пределах Якутии располагается только северо-западная часть Алдано-Майской впадины. Юго-восточные ее районы находятся на территории Хабаровского края под названием Учуро-Майской депрессии. В этих районах по данным бурения и в естественных обнажениях установлены многочисленные нефтебитумопроявления практически по всему разрезу рифей-кембрийского возраста.

Ключевые слова: Алдано-Майская впадина, Якутия, нефтегазоносность, рифей, венд, Усть-Майская скважина.

OIL AND GAS PERSPECTIVE OF THE VENDIAN-RIPHEAN SEDIMENTS OF THE ALDAN-MAYA DEPRESSION

R. R. Salakhov

*Novosibirsk State University, Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. The Aldan-May depression is characterized by favorable regional oil and gas potential. Within the limits of Yakutia, only the north-western part of the Aldan-May depression is located. Its southeastern regions are located in the Khabarovsk Territory under the name of the Uchuro-Maya Depression. According to the data of drilling and in natural outcrops, numerous oil bitumen manifestations have been established throughout almost the entire Riphean-Cambrian section.

Key words: Aldan-May depression, Yakutia, oil and gas content, riphean, vend, Ust-May well.

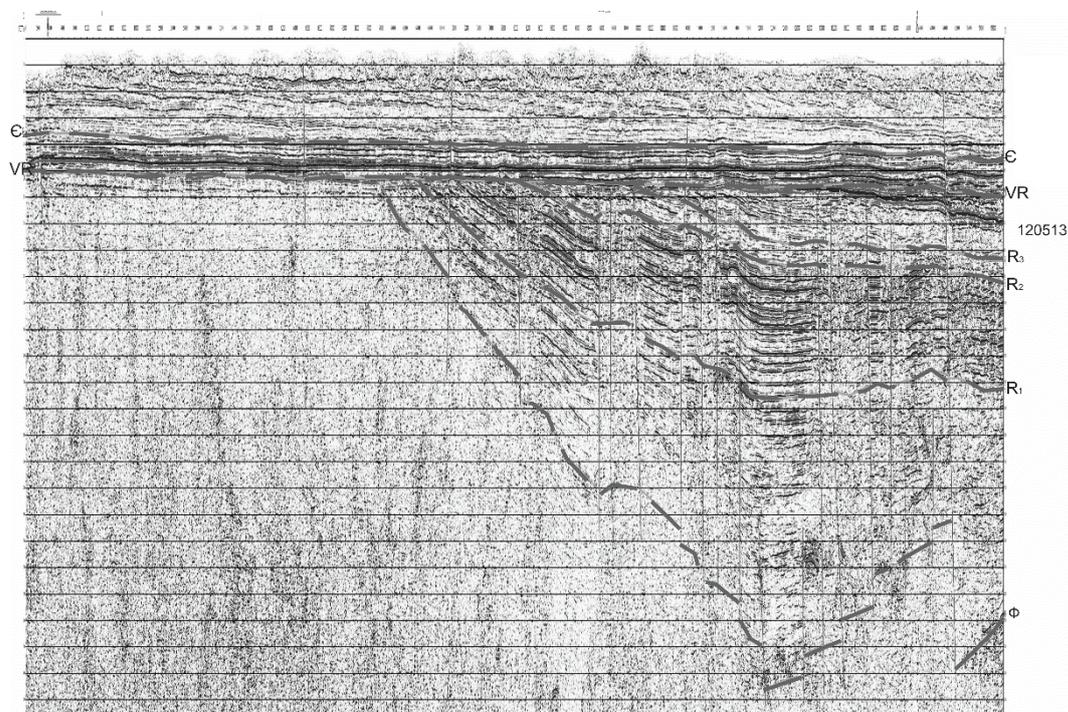
Алдано-Майская впадина в настоящее время является одной из наиболее перспективных территорий на востоке Лено-Тунгусской провинции. В тектоническом отношении район работ расположен на востоке Алданской антеклизы. На севере примыкает к Предверхоанскому прогибу, на востоке — к Верхоанскоому складчато-надвиговому поясу.

По материалам геологической съемки установлено, что на площади развиты юрские отложения, полого погружающиеся в северном направлении. Мощность юрских отложений максимальна в северо-восточной части площади (1000–1200 м).

Региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D сезонов 2005–2008 на Алдано-Майской (Алдано-Майская с/п №4/05-06) и Восточно-Алданской площадях (Восточно-Алданская

с/п №3/07-08) проводились с целью изучения строения восточной части Северо-Алданской перспективной нефтегазоносной области и уточнения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности зоны. На основании анализа проведенных исследований, данных бурения и ранее проведенных геофизических работ выявлена предполагаемая Майская НАЛ (неантиклинальная ловушка) в отложениях юдомской свиты венда. Также намечена Ноторская антиклинальная складка в вендских отложениях, выделены четыре структурных яруса в рифейских отложениях Алдано-Майской впадины. В южной части Алданской и северной части Майской впадин по подошве венда подтверждено существование Майского выступа.

Благодаря выполненным сейсмическим работам, была проведена корреляция отражающих горизонтов, так как по разным партиям были выделены и составлены карты по разным отражающим горизонтам (единственным пересечением во всех трех был отражающий горизонт — VR). Корреляция проводилась методом сопоставления сейсмических профилей. Примером такой корреляции приведены на рисунке, где можно видеть, что отражения в рифее с угловым несогласием выклиниваются на предвендскую поверхность. При корреляции особое значение имело выделение разрывных нарушений. Разрывные нарушения хорошо прослеживались, например, при ступенчатом залегании отражающих горизонтов.



Сейсмопрофиль 120513 с отражающими горизонтами

Основные сведения о нефтегазоносности базируются на результатах бурения Хочомской, Мокуйской, Хандыгской и Джебарики-Хаинской, а также Усть-Майской скважин.

Вскрытый разрез параметрической Усть-Майской скв. 366 подтвердил высокие перспективы Алдано-Майской впадины, о чем свидетельствуют многочисленные нефте-битумопроявления в керне пород кембрия и венда. Кроме того, впервые для территории Алдано-Майской впадины получены данные о нефтегазоносности пород верхнего рифея, ранее не вскрытых ни в одной из глубоких скважин. В осадочном чехле Алдано-Майской впадины выделено три структурных яруса: рифейский, венд-кембрийский, мезозойский.

Основные перспективы нефтегазоносности в данном бассейне относятся к рифейским отложениям. По данным Т. К. Баженовой величина рифейской эмиграции, которая формировала ресурсы, определена в 84,7 млрд т УУВ. Объем аккумуляции нефти в ловушки оценен в 1,5 млрд т. При отсутствии надежных экранов предполагается, что от этого объема сохранилось около 0,7 млрд т [1].

По материалам количественной оценки перспектив ФГУП «ВНИГРИ» суммарные ресурсы участка оценены в 850 млн т нефти.

Перспективность Алдано-Майской впадины в нефтегазоносном отношении по данным ранее проведенных исследований определяется следующими геологическими условиями:

1) существование мощных толщ карбонатных и известково-доломитовых пород рифея и преимущественно известково-доломитовых венда и кембрия, общая толщина которых достигает 5–7 км;

2) наличие в составе рифей-нижнепалеозойских отложений сингенетично битуминозных толщ, которые могут являться нефтематеринскими; в рифейском комплексе прогнозируется пять потенциальных нефтематеринских свит, в вендском и кембрийском — по одной;

3) нефтебитумопроявления в породах рифей-кембрийского возраста в кавернах и трещинах, а местами в виде насыщения «капельно-жидкой» нефтью небольших прослоев; их проявления неоднократно описывались в Нижнеамгинской, Мокуйской и Лахандинской скважинах;

4) наличие в разрезах Алдано-Майской впадины значительных по толщине (от сотен до несколько сот метров) глинисто-аргиллитовых толщ, которые могут быть потенциальными флюидоупорами; в рифейском комплексе имеется три пачки такого состава; в кембрийских отложениях свойствами флюидоупорами может обладать глинисто-известковая толща пестроцветной свиты, прослеживающаяся на всей территории Алданской антеклизы;

5) присутствие в нижних частях разрезов рифея и венда пачек (до сотен метров), сложенных песчаными породами, свидетельствует о наличии здесь коллекторов терригенных типов. С позиций перспектив нефтегазоносности положительным является то, что в отдельных случаях, например, в рифее, песчаники непосредственно перекрываются аргиллито-алевролитовой толщей, образуя здесь природный резервуар для углеводородов. Развитие рифовых образований в отложениях рифея и венда дает основание предполагать возможность улучшения коллекторских свойств известково-доломитовых пород.

Список литературы

1. Баженова Т. К., Маргулис Л. С. Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. № 4.

2. Баженова Т. К., Дахнова М. В., Жеглова Т. П. и др. Нефтематеринские формации, нефти и газа докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА

С. С. Семенов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. В юго-западной части Нижневартовского свода расположено Западно-Полуденное нефтяное месторождение. Основные перспективы нефтегазоносности района исследования связаны с существованием структурных ловушек для верхнеюрских отложений и структурно-литологических ловушек для нижнемеловых отложений. Источником углеводородов является нефтематеринская баженовская свита.

На базе сейсмических профилей и данных глубокого бурения была построена сейсмогеологическая модель, структурная характеристика, восстановлена история тектонического строения и выделены перспективные зоны нефтенакопления Западно-Полуденного месторождения.

Ключевые слова: Западно-Полуденное нефтяное месторождение, нефтегазоносность, сейсмогеологический комплекс, отражающий горизонт.

SEISMOGEOLOGICAL MODELS JURASSIC-CRETACEOUS OIL AND GAS COMPLEXES SOUTHWEST PART OF NIZHNEVARTOVSK ARC

S. S. Semenov

Novosibirsk State University, Novosibirsk

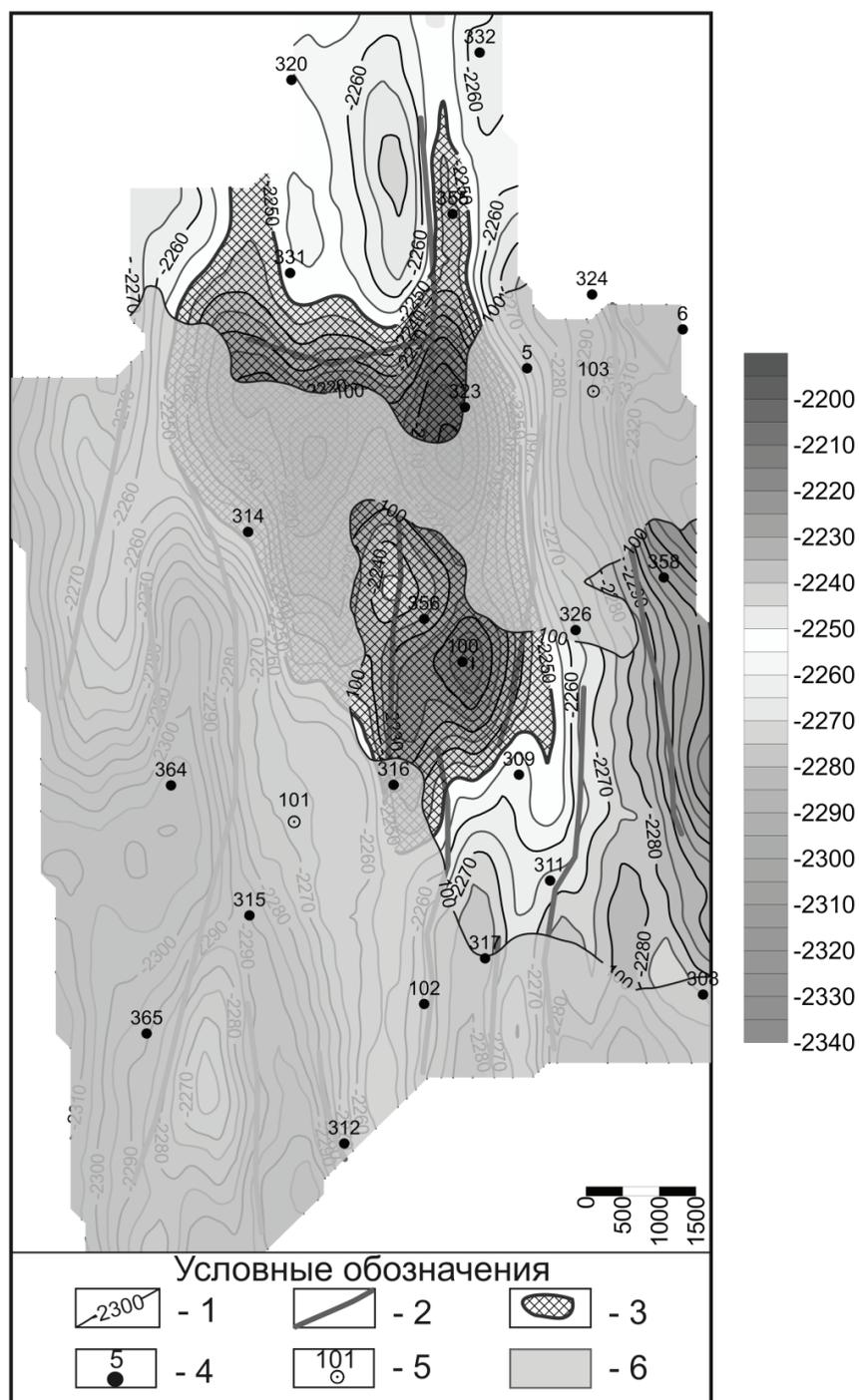
Annotation. There is Zapadno-Poludennoe oil field in southwest part of Nizhnevartovsk arch. The main perspective of oil and gas potential in the investigated region are based on structural trap reservoirs in Jurassic deposits and structural and lithological trap reservoirs in Cretaceous deposits. The Bazhen formation is the main source for oil and gas for reservoirs.

On the basis of seismic data and deep well log, seismogeological models structural characteristic have been made, history of tectonic development have been restored and areas of oil accumulation have been identified.

Key words: Zapadno-Poludennoe oil field, petroleum potential, seismic sequence, seismic reflector.

Примером юрско-меловых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Нижневартовского свода в данной работе являются отложения Западно-Полуденного месторождения. Месторождение находится на юго-востоке Западно-Сибирской низменности. В административном отношении оно расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа на границе с Томской областью в 40 км к югу от г. Нижневартовска и в 55 км к западу от г. Стрежевого. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, район исследований расположен в пределах Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области [1].

На основе комплексной интерпретации материалов 2D- и 3D-сейсморазведки и глубокого бурения были выделены основные отражающие горизонты: 1) горизонт А — кровля доюрского основания; 2) горизонт Б — кровля баженовской свиты [2]; 3) горизонт М — кровля алымской свиты (кошайская пачка) [2]; 4) горизонт Г — кузнецовская свита; 5) горизонт С — талицкая свита. На основании этих данных были построены структурные карты по отражаю-



Прогнозная карта распределения залежей нефти Западно-Полуденного месторождения по ачимовской толще: 1 — изогипсы; 2 — разломы; 3 — нефтяные залежи; ограниченные ВНК; 4 — скважины; 5 — скважины без притока пластового флюида; 6 — зона отсутствия коллектора

щим горизонтам и карты толщин юрского, берриас-аптского, альб-труносского и турон-датского сейсмогеологических комплексов.

Также на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) были выделены пласт Ю₁¹ и горизонта Ю₁ васюганской свиты, ачимовская толща мегионской свиты, пласт А₁ алымской свиты и пласт А₂ ванденской свиты. Далее были прослежены их границы на сейсмических разрезах с учетом данных о глубинах залегания. Таким образом, были построены структурные карты по кровлям этих пластов и карты толщин.

В пределах Западно-Полуденного месторождения по данным ГИС были построены корреляционные схемы по основным перспективным горизонтам (пласт Ю₁¹ и горизонта Ю₁ васюганской свиты, ачимовская толща мегионской свиты, пласт А₁ алымской свиты и пласт А₂ ванденской свиты). На основании этих схем можно судить об изменении толщин пластов, а также о характере насыщения.

В результате всех проведенных работ было выявлено, что структурный план месторождения два раза претерпевал существенные изменения за время своего развития. В первый раз структурный план существенно изменился в неоме (отражающий горизонт М). Следующее изменение произошло в верхнем отделе меловой системы (отражающий горизонт Г). Таким образом, можно выделить три основных этапа образования осадочного чехла в пределах исследуемой территории: юрский, нижнемеловой и верхнемел-кайнозойский. Также было выявлено, что пласт Ю₁¹ горизонта Ю₁ васюганской свиты, ачимовская толща мегионской свиты и пласт А₁ алымской свиты являются нефтегазоносными, а пласт А₂ ванденской свиты — возможно нефтегазоносным.

Конечным результатом работы являются детальные карты перспектив нефтегазоносности Западно-Полуденного месторождения в пределах, в которых были оконтурены наиболее перспективные участки для нефтенакпления (см. рисунок). Полученная сейсмогеологическая модель в значительной степени уточнила строение исследуемой зоны.

Полученные данные могут служить основой для оценки перспектив нефтегазоносности сложнопостроенных или глубокозалегающих ловушек нефти и газа, что является актуальным для развития нефтяной промышленности на сегодняшний день, в связи с постепенным истощением запасов углеводородов на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
2. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. 253 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УГЛА НАКЛОНА РЕЛЬЕФА ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ НА КРИВЫЕ ЗОНДИРОВАНИЯ СТАНОВЛЕНИЕМ ПОЛЯ В БЛИЖНЕЙ ЗОНЕ

И. К. Семинский ^{1,2}, М. В. Шарлов ², И. В. Буддо ^{1,2}, В. С. Емельянов ^{1,2}

¹ *Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск*

² *ООО «СИГМА-ГЕО», г. Иркутск*

Аннотация. Рассмотрены некоторые результаты практического эксперимента, заключающегося в изучении степени искажения кривых зондирования становлением поля в ближней зоне в зависимости от угла наклона приемного контура. Проведенное физическое моделирование является практическим продолжением исследований, проведенных в 70-е годы XX века отечественными учеными. В работе определен критический для съемки ЗСБ угол наклона дневной поверхности, а также произведено введение в полученные данные статической поправки (коэффициента рельефа), позволяющей корректно интерпретировать данные, полученные в условиях наклонного рельефа дневной поверхности.

Ключевые слова: ЗСБ, рельеф, коэффициент рельефа, статическая поправка, приемный контур.

ESTIMATION OF THE SURFACE RELIEF INFLUENCE ON THE TRANSIENT ELECTROMAGNETIC METHOD DATA

I. Seminskiy ^{1,2}, M. Sharlov ², I. Buddo ^{1,2}, V. Yemelyanov ^{1,2}

¹ *RAS, Siberian Branch, Inst Earths Crust, Irkutsk*

² *ООО «SIGMA-GEO», Irkutsk*

Annotation. Annotation. The paper describes results of a field experiment, which consists in studying the distortion of the transient electromagnetic method curves due to the receiving loop inclination. The carried out research is a field works proved continuation of the studies conducted in the 70s of the XXth century. The article shows, that the angle of receiver loop inclination, which is important for TEM surveying, is practically determined, and the static correction (relief coefficient) is used to adjust the acquired data, which makes it possible to correctly interpret the TEM data obtained under the sloping surface relief settings.

Key words: TEM, terrain, ratio of terrain, static correction, receiver.

Одним из наиболее распространенных методов электроразведки при изучении геолого-геоэлектрического строения юга Сибирской платформы является метод зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ). Важно отметить, что в Сибири и в северных регионах применяются исключительно установки Q-q ввиду сложного обеспечения гальванического заземления по причине повсеместного распространения многолетнемерзлых пород в упомянутых регионах.

Однако, несмотря на повсеместное применение метода ЗСБ, остается неизученным ряд вопросов, одним из которых является оценка влияния угла наклона установки зондирований

на получаемые данные. Угол наклона установки обуславливается пересеченностью рельефа дневной поверхности изучаемой территории.

Независимо от угла наклона рельефа дневной поверхности вихревые токи распространяются в земле параллельно положению установки зондирования и в дальнейшем распределяются равномерно по всему проводящему слою. Единственное отличие при различных условиях рельефа в том, что установка зондирования может располагаться не параллельно слоям, слагающим зондируемое пространство [1].

Вопросом влияния наклона зондирующей установки на данные зондирований в разное время занимались Великин [2], Захаркин [3], Рабинович [4] и некоторые другие исследователи. Например, в главном отраслевом документе — Инструкции по электроразведке — ничего не говорится об ограничениях работ ЗСБ в условиях пересеченного рельефа [5]. Однако, если рассмотреть процесс распространения вихревых токов, возбуждающих ЭДС в приемных петлях, очевидно, что угол наклона плоскости приемной петли не может не сказываться на уровне регистрируемого сигнала. В случае наклона плоскости приемной петли к дневной поверхности ее эффективная площадь уменьшится и будет отличаться от заданного в формуле расчета ρ_k .

В связи с описываемым эффектом предлагается нормирование регистрируемого сигнала на статическую поправку — коэффициент рельефа (1). Также с помощью предложенной формулы можно рассчитать ошибки, связанные с изменением угла зондируемого пространства. Левая часть формулы (1) представляет собой нормированное значение ЭДС, а правая — зарегистрированное значение ЭДС с поправкой на угол наклона.

$$Z(t) = F(t) / \cos(\theta),$$

где $Z(t)$ — нормированное значение ЭДС, мкВ/А; $F(t)$ — зарегистрированное значение ЭДС, мкВ/А; θ — угол наклона приемного контура в градусах.

В результате расчетов установлено, что при углах наклона приемного контура по отношению к поверхности горных пород менее 30° ошибка не превышает 13 %, при углах наклона менее 15° — меньше 5 % [2].

Для того чтобы подтвердить результаты теоретических расчетов, был проведен полевой эксперимент. Местом проведения была выбрана терраса реки Ангары вблизи г. Иркутска. Зондирующая установка состояла из двух приемных петель ($3,3 \times 3,3$ м) и одной генераторной (100×100 м). Одна из приемных петель располагалась в центре генераторной, а вторая — за ее контуром, на расстоянии 100 м от центра.

В ходе эксперимента происходила одновременная регистрация кривых ЗСБ с изменением угла наклона приемных петель к дневной поверхности посредством поднятия одной стороны деревянных конструкций, на которых были закреплены приемные петли. Регистрация кривых ЗСБ производилась с углом наклона петель равным 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 45 и 90° .

В результате измерений получены кривые ЗСБ, представленные на рис. 1. Практический эксперимент полностью подтвердил результаты теоретических расчетов — угол наклона приемного контура оказывает влияние на кривую ЗСБ.

При угле наклона приемной петли $<15^\circ$ среднеквадратическое отклонение (СКО) между кривыми составляет менее 5 %. Указанное расхождение не критично и укладывается в допустимую Инструкцией по электроразведке погрешность измерений (пункт 3.3.7.38) [4] (рис. 1, а).

При угле наклона от 15 до 30° среднеквадратическое отклонение кривых составляет от 5 до 13 %, что говорит о необходимости введения статической поправки (коэффициента рельефа). При угле наклона более 30° изменяется не только уровень кривой ЗСБ, но и ее форма, что не позволяет отнести материал к кондиционному. Наиболее контрастно вышесказанное отражается на данных, полученных с петли, находящейся в центре генераторного контура, поэтому

в работе анализироваться будут преимущественно эти кривые. Численно результаты измерений сведены в таблице.

Среднеквадратические расхождения кривых, полученных при угле наклона приемного контура относительно эталона (0°)

Угол наклона приемного контура, °	СКО от эталона (среди наблюдаемых кривых), %	СКО от эталона (среди кривых, после введения стат. поправки), %
0	0	0
5	1,5	1,5
10	2,6	2,1
15	4,8	2,9
20	7,8	3,2
25	10,1	3,8
30	12,8	4,5
45	25,3	6,3
90	—	—

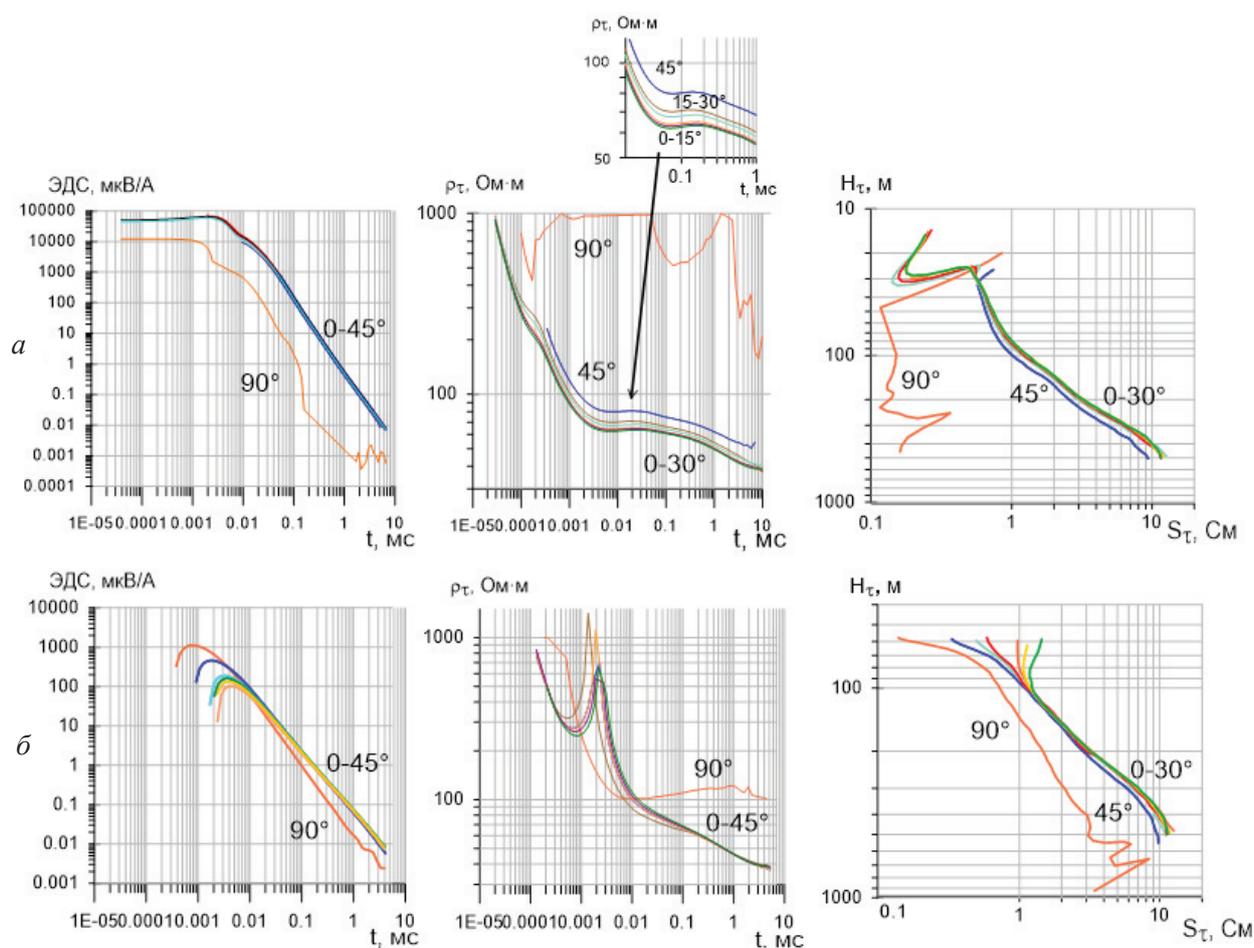


Рис. 1. Результаты физического моделирования с изменением угла наклона приемных петель:
a — кривые ЗСБ, полученные в центре генераторной петли;
б — кривые ЗСБ, полученные за контуром генераторной петли

Отсутствие сигнала на петле, находящейся в центре генераторной петли при расположении петли под прямым углом к поверхности, связано с отсутствием горизонтальной компоненты поля в методе ЗСБ. Однако по данным с петли, находящейся за пределами генераторного контура, прослеживается кривая искаженной формы.

Основываясь на результатах теоретических расчетов, введем поправочный коэффициент рельефа в данные, полученные при наклоне приемного контура до 30° (рис. 2). Из рисунка следует, что после нормирования на коэффициент рельефа кривые ЗСБ приведены к одному уровню (см. таблицу).

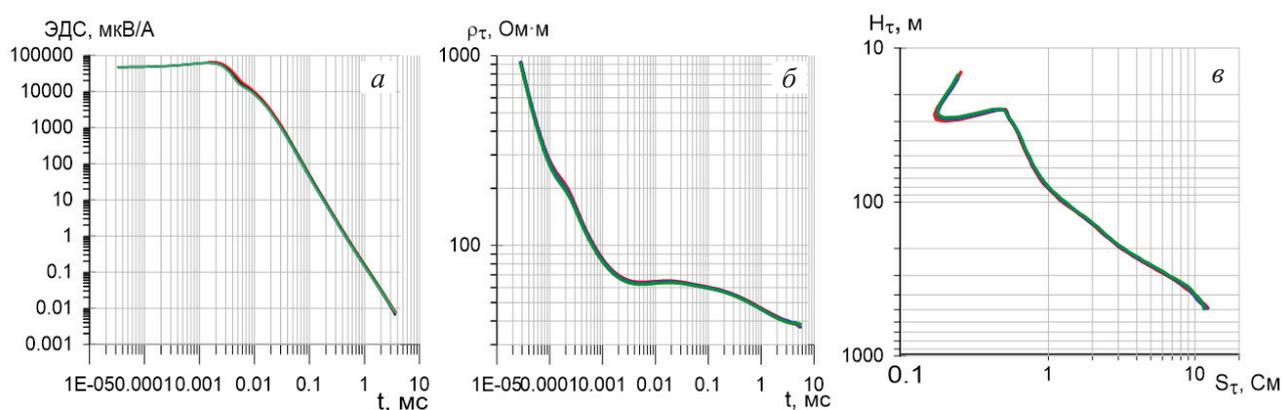


Рис. 2. Кривые ЗСБ, нормированные на соответствующие коэффициенты рельефа, где a — ЭДС; b — трансформанта ρ_t ; c — трансформанта S_t

В ходе теоретических и физических экспериментов установлено, что угол наклона установки оказывает влияние на регистрируемые кривые ЗСБ. Влиянием угла наклона до 15° можно пренебречь, при угле от 15 до 30° полученные данные необходимо нормировать на коэффициент рельефа. Данные, полученные при углах наклона установки более 30° , нельзя отнести к кондиционным.

Список литературы

1. Сидоров В. А. Импульсная индуктивная электроразведка. М.: Недра, 1985. 192 с.
2. Великин А. Б. О влиянии вмещающих горных пород в методе переходных процессов // Метод переходных процессов при поисках месторождений сульфидных руд. Л.: Недра, 1971. С. 24–34.
3. Захаркин А. К. Методические указания по применению метода ЗСБ с аппаратурой «ЦИКЛ-2» в районах Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. 66 с.
4. Рабинович Б. И. Основы метода зондирования становлением поля в ближней зоне: конспект лекций. Иркутск: Изд-во ИПИ, 1987. 52 с.
5. Инструкция по электроразведке. Наземная электроразведка, скважинная электроразведка, шахтно-рудничная электроразведка, аэроэлектроразведка, морская электроразведка. Л.: Недра, 1984. 534 с.

**ТИПЫ СТРУКТУР-ЛОВУШЕК В СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНАХ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАДЫМ-ПУРСКОЙ,
ЯМАЛЬСКОЙ И ГЫДАНСКОЙ НГО)**

А. Е. Солмин¹, Е. С. Сурикова^{1,2}

¹ *Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

² *Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. Работа посвящена северной части Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской НГО. Проанализирована структура осадочного чехла и восстановлена история тектонического развития положительных структур, к которым приурочены месторождения УВ. Проведен краткий сравнительный анализ антиклинальных ловушек, выделено три типа ловушек с различной тектонической эволюцией.

Ключевые слова: месторождения углеводородов, ловушки, сейсмостратиграфия, Западная Сибирь, структурный анализ, палеотектонический анализ.

**TYPES OF ANTICLINE TRAPS IN THE NORTHERN AND ARCTIC REGIONS OF WEST
SIBERIA (ON EXAMPLE OF FIELDS OF NADYM-PUR, YAMAL AND GYDAN AREAS)**

A. Solmin¹, E. Surikova^{1,2}

¹ *Novosibirsk State University, Novosibirsk*

² *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. This paper is devoted to the northern part of Nadym-Pur, Yamal and Gydan petroleum bearing areas. The structure of the sedimentary cover is analyzed and the history of the tectonic development of anticline structures to which the hydrocarbon deposits are confined is reconstructed. A brief comparative analysis of anticlinal traps was carried out, three types of traps with different tectonic evolution were identified.

Key words: Hydrocarbon fields, traps, seismic stratigraphy, West Siberia, structural analysis, paleotectonic analysis.

На территории Западной Сибири основные запасы УВ сосредоточены в структурных антиклинальных ловушках. Северные и Арктические регионы — не исключение. Несмотря на схожую современную структуру антиклинальных ловушек истории их тектонической эволюции значительно отличаются, и их изучение имеет фундаментальный аспект понимания формирования месторождений УВ в целом.

© А. Е. Солмин, Е. С. Сурикова, 2019

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00492.

В рамках данных исследований проведена комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и геологических данных [1, 2], проанализирована современная структура основных отражающих сейсмических горизонтов и восстановлена тектоническая эволюция положительных структур северной части Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской НГО, к которым приурочены крупные и гигантские месторождения УВ.

Методические приемы комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и геологических данных базировались на основных принципах структурного, палеотектонического, сеймостратиграфического анализов. Структурный и палеотектонический анализы подразумевают под собой анализ современного тектонического строения территории и палеоструктурные реконструкции, восстановление тектонических процессов, имевших место на различных этапах геологической истории. Методика палеотектонических реконструкций, основанная на анализе мощностей, впервые была предложена Н. С. Шатским, дальнейшее развитие метод получил в работах В. В. Белоусова, Р. Г. Гарецкого, В. Б. Неймана, К. А. Машковича, Н. Н. Форша, В. Е. Хаина, А. Л. Яншина и др. [3, 4, 5].

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 [6]. Данные отражающие горизонты в кровле и подошве ограничивают сеймогеологические комплексы: палеозойский, юрский, берриас-аптский, апт-туронский, посттуронский, которые по объему соответствуют нефтегазоперспективным.

Структурный анализ показал, что амплитуды положительных структур Надым-Пурского междуречья вверх по разрезу (от отражающего горизонта Б, приуроченного к кровле баженовской свиты, к горизонту Г, приуроченному к кровле сеномана) сокращаются незначительно или увеличиваются. В работе показано, что положительные структуры северной части Надым-Пурской НГО — Медвежья, Ямсовейская и Юбилейная — являются безкорневыми, то есть не приурочены к выступам доюрского основания, основной этап формирования происходил в турон-кайнозойское время. В плане нефтегазоносности большую роль сыграли кайнозойские разломы, которые секут практически весь осадочный чехол и являются каналами для миграции УВ из юрских материнских отложений вверх по разрезу [7, 8].

Структура осадочного чехла полуострова Ямал по всем отражающим сейсмическим горизонтам представляет собой моноклизу, осложненную высокоамплитудными положительными структурами 2 и 3 порядков. Амплитуды положительных структур 2–3 порядка п-ова Ямал вверх по разрезу увеличиваются. В пределах Ямальской НГО Нурминский мегавал — самая крупная положительная структура, которая была сформирована над крупным выступом фундамента интенсивно разбитого на отдельные блоки, к которым приурочены Бованенковское, Крузенштернское и Арктическое поднятия, с которыми ассоциируются крупные месторождения УВ. Развитие этих структур происходило на протяжении всего мезозоя и кайнозоя, но уже к апту поднятия были близки к современному виду, максимальный прирост амплитуды пришелся на постсеноманское время. Все структуры являются корневыми.

Структура осадочного чехла полуострова Гыданский по отражающим горизонтам юры и нижнего мела представляет собой мегасинеклизу, осложненную Гыданским куполовидным поднятием, Геофизическим мезовалом и Мессояхскими поднятиями; по отражающим горизонтам верхнего мела и кайнозоя — моноклиналиное залегание. Структуры п-ова Гыданского вылаживаются вверх по разрезу, так как кайнозойские процессы структурообразования в пределах Гыданской НГО проходили менее интенсивно по сравнению с п-овом Ямал. В пределах

Гыданской НГО Гыданское и Пэксетское КП, Геофизический мезовал являются корневыми структурами. Стоит отметить, что территория в пределах полуострова Гыданского до раннего мела испытывала 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, при этом положительные корневые структуры развивались постепенно в течение всего мезозоя и кайнозоя. Восточно-Зеленомысский вал к турону был полностью сформирован и в постсеноманское время не испытывал тенденции к росту. Таким образом, в пределах изучаемой территории выделено три принципиально разных типа структур.

Список литературы

1. Шерифф Р. Е., Грегори А. П., Вейл П. Р., Митчем Р. М. мл. и др. Сейсмическая стратиграфия / Под ред. Ч. Пейтона, пер. с. англ. Ч. 1, 2. М.: Мир, 1982. 846 с.
2. Kontorovich V. A., Ayunova D. V., Gubin I. A., Kalinin A. Y., Kalinina L. M., Kontorovich A. E., Malyshev N. A., Skvortsov M. B., Solovev M. V., Surikova E. S. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province // *Russian Geology and Geophysics*. 2017. Т. 58. № 3–4. С. 343–361 cil.
3. Белоусов В. В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // *Советская геология*. 1940. № 2–3. С. 14–28.
4. Гарецкий Р. Г., Яншин А. Л. Тектонический анализ мощностей // *Методы изучения тектонических структур*. М.: Изд-во АН СССР, 1960. С. 115–166.
5. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976. 221 с.
6. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // *Геология и геофизика*. Новосибирск, 2009. Т. 50. № 4. С. 461–474.
7. Конторович В. А., Аюнова Д. В., Губин И. А., Ершов С. В., Калинин А. Ю., Калинина Л. М., Канаков М. С., Соловьев М. В., Сурикова Е. С., Шестакова Н. И. Сейсмостратиграфия, история формирования и газоносность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) // *Геология и геофизика*. 2016. Т. 57. № 8. С. 1583–1595.
8. Конторович В. А., Конторович Д. В., Сурикова Е. С. История формирования крупных антиклинальных структур — ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) // *Геология и геофизика*. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 862–873.

АРОМАТИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ В БИТУМОИДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРА ХАНТЕЙСКОЙ ГЕМИАНТЕКЛИЗЫ

И. С. Сотнич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Методом хромато-масс-спектрометрии изучен состав ароматических углеводородов-биомаркеров и соединений (фенантронов, дибензотиофенов, моно- и триароматических стероидов) аллохтонных и автохтонных битумоидов баженовской свиты. Выяснено, что характер распределения индивидуальных соединений ОВ не зависит от литологического типа пород. Полученные результаты использованы для определения обстановок накопления органического вещества, а также для расчетов степени его преобразованности. Проведено сравнение полученных параметров с биомаркерными показателями насыщенной фракции битумоидов и показано, что преобразованность ОВ на исследуемой территории уменьшается в северо-западном направлении.

Ключевые слова: органическое вещество, битумоиды, баженовская свита, органическая геохимия, углеводороды-биомаркеры, ароматические соединения.

AROMATIC COMPOUNDS IN BITUMOIDS OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE NORTHERN PART OF KHANTEYSKY HEMIANTECLISE

I. S. Sotnich

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

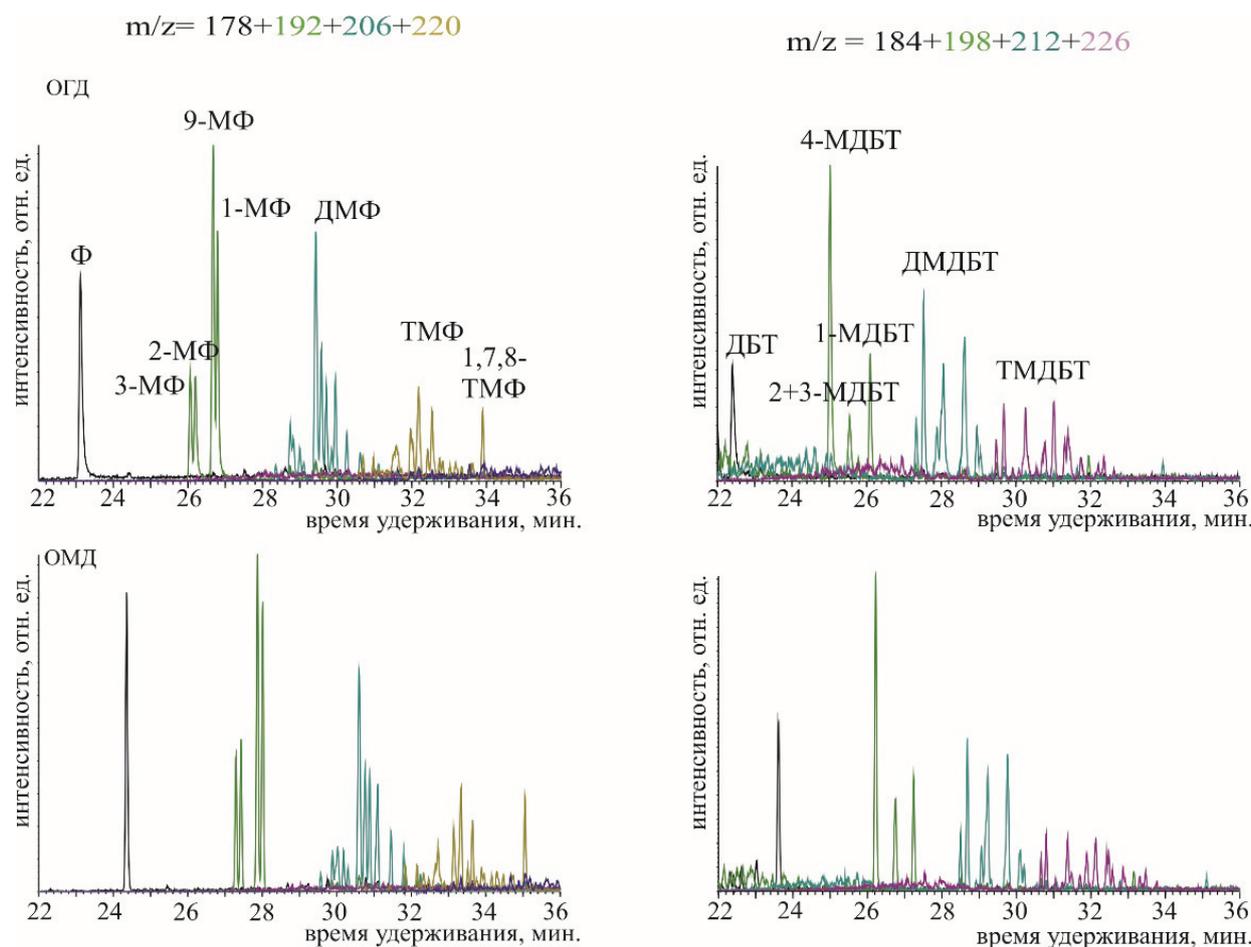
Annotation. Chromatography-mass-spectrometry of chloroform extracts (bitumoids) from the Bazhenov Formation was applied to investigate the composition of aromatic hydrocarbon biomarkers and compounds (phenanthrenes, dibenzothiophenes, mono- and triaromatic steroids). It was found that the distribution of individual hydrocarbon compounds doesn't depend on the lithological type of rocks. The obtained results are used to determine accumulation conditions of the organic matter, as well as to calculate the degree of catagenetic maturity. Compared the obtained parameters with some standard (biomarker) indicators of the saturated fraction, it has been established that the maturity of organic matter in the study area decreases in the north-west direction.

Key words: organic matter, bitumoids, Bazhenov Formation, organic geochemistry, biomarker hydrocarbons, aromatic compounds.

Исследования органического вещества проводились на керновом материале разрезов баженовской свиты, вскрытых на Дружной, Новоортьягунской, Повховской и Южно-Ягунской площадях (север Хантейской гемиянтеклизы). Баженовская свита представлена тонкослоистыми и тонкокристаллическими породами (микститы глинисто-кремнистые, кероген-глинистые и кероген-кремнисто-карбонатные, кероген-кремнистые, силициты, керогеновые силициты,

карбонаты), слагаемыми глинистым, хемогенным кремнистым и карбонатным материалами [1, 2]. Содержание органического вещества в баженовской свите варьирует в широких пределах ($C_{орг}$ от 1 до 20 % на породу, $b_{хл}$ от 0,02 до 4 % на породу) и, как правило, уменьшается сверху вниз по разрезу [2, 3]. В распределении индивидуальных соединений насыщенной и ароматической фракций битумоидов такой закономерности не выявлено. Анализ генетических молекулярных параметров битумоидов (одномодальное распределение нормальных алканов с максимумом на низкомолекулярных $n-C_{16}$ - $n-C_{18}$, преобладание холестанов в составе стеранов (C_{27} - C_{30}), повышенное содержание дибензотиофенов, преобладание триароматических стероидов) подтверждает резковосстановительную обстановку в осадках в диагенезе и аквагенную природу органического вещества баженовской свиты. Кроме того, на Южно-Ягунской площади идентифицировано такое соединение, как 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГР) и повышенные концентрации среди триметилфенантронов 1,7,8-триметилфенантрена. Наличие этого соединения в аквагенном органическом веществе было обосновано в работе [4], что подтверждает планктонно-водорослево-бактериальный состав исходного ОВ баженовской свиты.

Отличие ОВ на рассматриваемой территории заключается в степени его преобразованности в отдельных скважинах, что видно по распределению ароматических соединений — фенантронов и дибензотиофенов (см. рисунок).



Типовые масс-фрагментограммы фенантронов ($m/z = 178 + 192 + 206 + 220$) и дибензотиофенов ($m/z = 184 + 198 + 212 + 226$) ароматической фракции битумоидов баженовской свиты.

Ф — фенантрен, МФ — метилфенантроны, ДМФ — диметилфенантроны, ТМФ — триметилфенантроны, ДБТ — дибензотиофен, МДБТ — метилдибензотиофены, ДМДБТ — диметилдибензотиофены, ТМДБТ — триметилдибензотиофены

Баженовская свита в исследуемом районе находится в главной зоне нефтеобразования ($МК_1^1$ — $МК_1^2$) [3, 5, 6]. Согласно основным параметрам, определяющим степень катагенетической зрелости ОВ, таким как отношение $1/K_i = (n-C_{17} + n-C_{18})/(Pr + Ph)$, T_s/T_m , $ДБТИ = 2 + 3МДБТ/ДБТ$, $PP-1 = 1МФ/(2МФ + 3МФ)$, $PP-1_{modified} = (1МФ + 9МФ)/(2МФ + 3МФ)$ [7–9], преобразованность ОВ на изучаемой территории уменьшается в северо-западном направлении: от Повховской к Дружной и Новоортьягунской, затем к Южно-Ягунской площадям. При этом замечена отчетливая тенденция к снижению и выравниванию значений рассчитанных параметров в автохтонных (ОМД) [6] битумоидах по сравнению с аллохтонными (ОГД). Например, средние значения фенантронового индекса на Повховской площади уменьшаются от 0,57 до 0,44; дибензотиофеновый индекс снижается с 1,1 до 0,6, параметр $1/K_i$ с 2,57 падает до 0,39, а $PP-1_{modified}$ — с 2,49 до 2,08. На остальных площадях тенденция сохраняется, однако проявляется менее контрастно. По-видимому, такая закономерность связана с удалением наиболее преобразованной, легкой и миграционно-способной части битумоида из породы при извлечении аллохтонного битумоида. Это подтверждается и данными битуминологического анализа, согласно которым даже в более зрелых битумоидах Повховской площади отмечается отличие группового состава аллохтонных и остаточных автохтонных битумоидов (отношение насыщенных УВ к ароматическим в среднем равно 1,8 и 1,2 соответственно, отношение смол к асфальтенам — 8,7 и 7,0). Наименее преобразовано ОВ Южно-Ягунской площади (значения показателей зрелости по сравнению с Повховской уменьшаются в 1,5–2 раза), в котором доля аллохтонных битумоидов минимальна, в групповом составе среди УВ преобладают ароматические (отношение насыщенных УВ к ароматическим равно 0,9 и 0,7; отношение смол к асфальтенам — 13,7 и 5,2).

Таким образом, характер распределения ароматических соединений и УВ-биомаркеров в битумоидах баженовской свиты на территории Хантейской гемиантеклизы подтверждает аквагенную природу исходного ОВ, а также зависит от степени его преобразованности. При этом удаление наиболее миграционно-способной части битумоида несколько занижает значения показателей зрелости ОВ.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Ян П. А., Замирайлова А. Г., Костырева Е. А., Эдер В. Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. 2017. Т. 57. № 11. С. 2034–2043.
2. Эдер В. Г., Замирайлова А. Г., Занин Ю. Н., Жигульский И. А. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2015. № 6. С. 96–106.
3. Костырева Е. А., Сотнич И. С. Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антеклизы // Геология и геофизика. 2017. Т. 58. № 3–4. С. 533–543.
4. Каширцев В. А., Парфенова Т. М., Головкин А. К., Никитенко Б. Л., Зуева И. Н., Чалая О. Н. Биомаркеры-фенантроны в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 10. С. 1720–1729.
5. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / Под. ред. А. Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
6. Конторович А. Э., Костырева Е. А., Родякин С. В., Сотнич И. С., Ян П. А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 79–88.

7. Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 873–883.

8. Гончаров И. В., Самойленко В. В., Обласов Н. В., Носова С. В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области // Геология нефти и газа. 2004. № 5. С. 53–60.

9. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. Vol. 2. New York: Cambridge University Press, 2005. 1155 p.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НИЖНЕ-СРЕДНЕКЕМБРИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ВОСТОКЕ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А. В. Таратенко

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск,

Аннотация. В результате интерпретации сейсмических материалов и данных параметрического бурения в восточной части Курейской синеклизы были построены структурные карты по кровле кембрия, кровле толщи заполнения куонамского палеобассейна и подошве куонамской свиты и карты толщин клиноформного комплекса и средне-верхнего кембрия. Для прогнозирования нефтегазоперспективных объектов по сейсмическим данным была построена принципиальная геологическая модель нижне-среднекембрийских отложений, включающая нефтегазоперспективные объекты, по которой были построены синтетические временные разрезы и проведен их сравнительный анализ.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Курейская синеклиза, кембрий, Лено-Тунгусская НПП, куонамская свита, структурная карта, сейсмогеологическая модель.

STRUCTURAL FEATURE AND SEISMOGEOLOGICAL MODELS OF THE LOWER- MIDDLE CAMBRIAN OIL-AND-GAS PROMISING OBJECTS IN THE EAST OF THE KUREYKA SYNECLISE

A. Taratenko

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Abstract. As a result of the interpretation of seismic data and parametric drilling data in the eastern of the Kureyka syneclyse, the structural maps were constructed on the roof of the Cambrian, the roof of the filling thickness of the Kuonamka paleobasin, the base of the Kuonamka formation and thickness maps was constructed on the clinoform complex and the middle-upper Cambrian. For forecasting oil-and-gas promise objects based on seismic data, conceptual geological model of the lower-middle Cambrian deposits was created, which includes oil-and-gas perspective objects. Synthetic time sections were constructed, based on the conceptual geological model, and analyzed.

Key words: the Siberian platform, the Kureyka syneclyse, Cambrian, the Lena-Tunguska petroleum province, Kuonamka formation, structural map, seismogeological model.

Район исследования расположен в центральной части Сибирской платформы. В административном плане пересекает два региона: Красноярский край и Республику Саха. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, территория исследования относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, на которой выделяется кембрийский перспективный нефтегазоносный комплекс [2]. Отложения осадочного чехла представлены преимуще-

ственно вендскими и кембрийскими отложениями [3]. Также в разрезе присутствуют триасовые трапшовые интрузии, которые осложняют структуры чехла и затрудняют проведение нефтегазоперспективных работ [1].

Перспективными для нефтегазоперспективных работ являются ниже-среднекембрийские отложения, в которых куонамская свита, имеющая глубоководный генезис, является нефтегазоматеринской; зеленоцветная и оленекская свиты (и их аналоги) представляют собой клиноформный комплекс толщи заполнения; удачинская и чукукская свиты представлены органическими известняковыми постройками [4]. Отложения малькайской и хабардинской свит, а также отложения верхнего кембрия, имеющие глинисто-карбонатный состав, могут выступать в роли надежного флюидоупора.

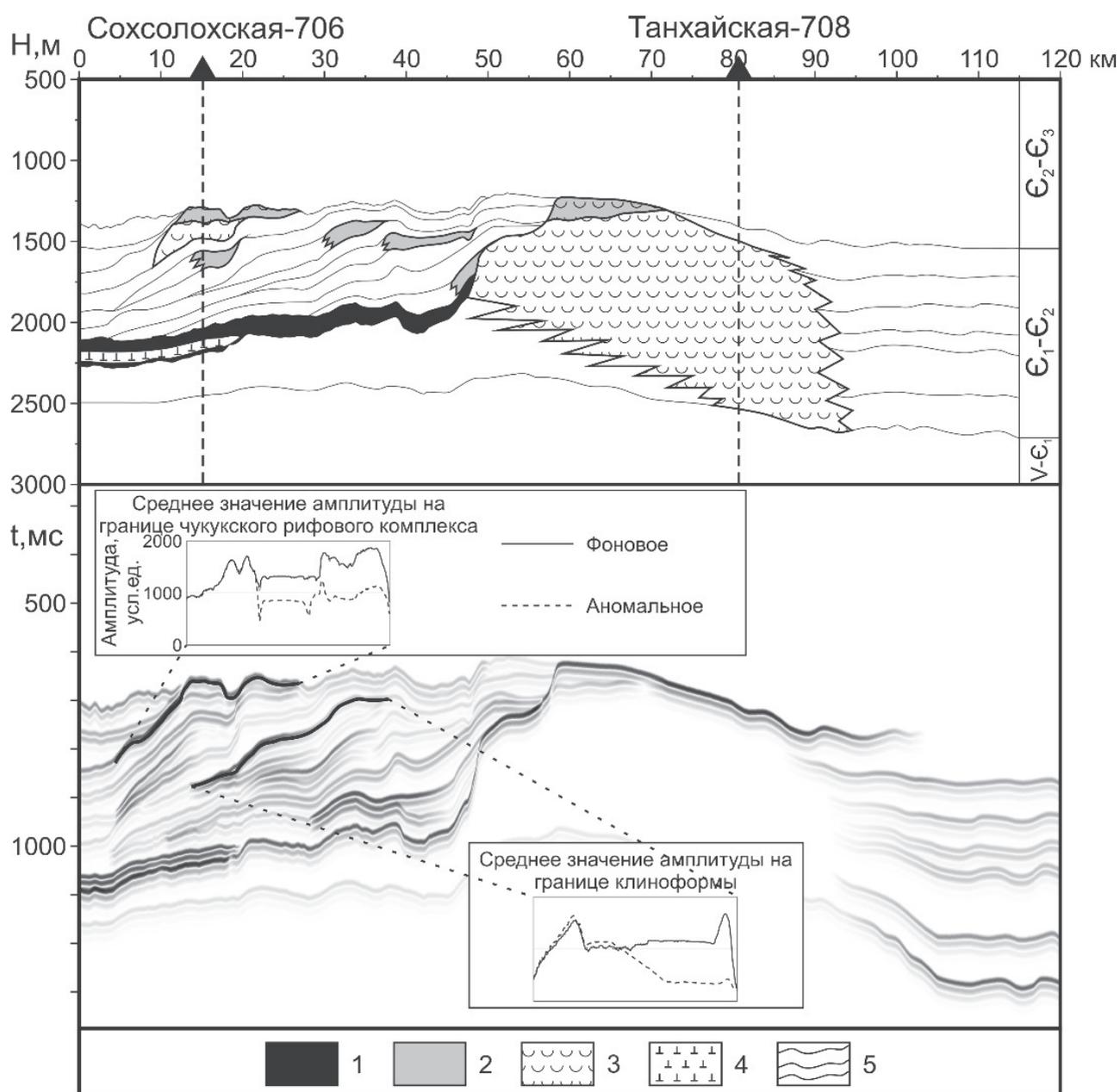
Проведенные сейсморазведочные работы и бурение глубоких скважин подтвердили широкое распространение куонамской свиты и наличие над ней крупных резервуаров, сложенных терригенно-карбонатными флишоидными образованиями майского яруса, имеющими клиноформное строение. Изучение и уточнение геологического строения исследуемой территории, а именно области развития барьерно-рифовой системы, отдельных рифовых построек и клиноформного комплекса, которые могут быть потенциальными ловушками УВ, являются актуальными и должны стать одними из приоритетных направлений в практике геологоразведочных работ на Сибирской платформе.

При изучении геологического строения использовались данные девяти параметрических скважин общей проходкой 31 351 м, включая 274 м по породам фундамента, и результаты сейсморазведочных работ общей протяженностью 8835,5 км и средней плотностью 0,021 км/км². На временных разрезах уверенно прослеживаются основные отражающие горизонты: E_0 — приурочен к верхам кембрийских отложений, E_1 — кровля толщи заполнения глубоководного бассейна, K_1 — подошва куонамской свиты.

При интерпретации сейсмических данных с использованием разбивки по скважинам, данных вертикального сейсмического профилирования, данных высот рельефа местности и границы распространения осадочных тел, снятых с геологической карты, были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам. Структурные поверхности имеют моноклиальный характер, воздымаясь в северо-восточном направлении в сторону Анабарского щита, вблизи которого куонамская свита выходит на дневную поверхность. Перепад высот рельефа структурных поверхностей увеличивается сверху вниз (E_0 — 5500 м, E_1 — 7000 м, K_1 — 8000 м). Структурные поверхности отражающих горизонтов E_1 и K_1 с юга ограничены барьерным рифовым комплексом (Западно-Якутский барьерный риф), также на территории выделяются Далдыно-Мархинская и Мойероканская банки. Мощности толщи заполнения куонамского палеобассейна достигают 2500 м на западе исследуемой территории.

Для прогнозирования нефтегазоперспективных объектов по сейсмическим данным необходимо знать, какой вклад они могут дать в суммарное волновое поле. Для решения этой задачи была построена принципиальная геологическая модель ниже-среднекембрийских отложений (см. рисунок) с опорой на фактические данные по временному разрезу, проходящему через скважины Сохсолохская-706 и Танхайская-708, в которую были включены потенциальные нефтегазоперспективные объекты, локализованные в чукукской свите, барьерно-рифовом и клиноформном комплексах. Распределение коллекторов в толще заполнения было взято по аналогии с неокомским клиноформным комплексом Западной Сибири. Зоны развития коллекторов в указанных комплексах будут характеризоваться пониженными скоростями продольных волн (волновых сопротивлений), что может быть обусловлено высокой пористостью, трещиноватостью, карстованием карбонатных пород, развитием коры выветривания в верхних частях барьерного рифа (предмайский перерыв).

В соответствии с этими представлениями о влиянии коллекторов на акустические свойства ниже-среднекембрийских отложений были построены две двумерных геоакустических модели: «фоновая» (без коллекторов) и «аномальная» (содержащая зоны пониженных скоростей, отождествляемых с нефтегазоперспективными объектами). Для обеих моделей были рассчитаны синтетические временные разрезы и прослежены отражающие горизонты, формирующиеся на кровле чукукской свиты и в клиноформном комплексе. Вдоль горизонтов были рассчитаны средние по модулю амплитуды, представленные в виде графиков на рисунке, из которых следует, что нефтегазоперспективные объекты, локализованные в чукукской свите и клиноформном комплексе, будут характеризоваться существенным падением амплитуд отра-



Принципиальная геологическая модель и синтетический временной разрез через зону фациального замещения отложений E_{1-2} : 1 — куонамская свита; 2 — потенциальные коллекторы углеводородов; 3 — рифовые тела; 4 — трапловые интрузии; 5 — границы геологических тел

женных волн по сравнению с «фоновой» моделью. Амплитуда падает на 40–70 % при уменьшении скоростей на 1000 м/с. Кора выветривания, развитая в верхней части барьерного рифа, будет давать дополнительное отражение, хорошо заметное в пределах акустически «прозрачного» рифового массива.

Пока это только первый шаг по изучению динамических свойств волнового поля в пределах зоны фациального замещения ниже-среднекембрийских отложений Сибирской платформы. Реальный геологический разрез характеризуется куда более сложным строением. Необходимо продолжать геолого-разведочные работы в пределах исследуемой территории. В случае открытия месторождения и проведения сейсморазведки 3D, рассмотренные эффекты вполне можно будет фиксировать и на реальных сейсмических данных.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Павлов А. Л., Хоменко А. В. Трапповый магматизм и его влияние на нефтегазоносность Сибирской платформы // Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы: Мат-лы науч.-практ. конф. Новосибирск, 2003. С. 84–85.
2. Мельников Н. В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. Новосибирск, 1996. Т. 37. № 8. С. 196–205.
3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. В 2 т. / Под ред. А. Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2015. 485 с.
4. Сухов С. С., Варламов А. И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы. Якутск, 2004. С. 63–78.

**ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
В ОСНОВНЫХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ТИПАХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
ПО ДАННЫМ ГИС**

Е. Ю. Темникова, А. А. Федосеев

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. Изучено распределение органического углерода в баженовской свите для ряда скважин Западной Сибири на основе современных методик интерпретации данных геофизических исследований скважин и выполнен их сопоставительный анализ. По данным ГИС установлено относительное содержание породообразующих компонентов баженовской свиты и выделены основные литологические типы с использованием новой классификации баженигов. Построены корреляционные схемы для различных типов разрезов баженовской свиты и сделаны выводы о ее латеральной изменчивости.

Ключевые слова: баженовская свита, органическое вещество, интерпретация данных геофизических исследований в скважинах.

**SPATIAL DISTRIBUTION OF ORGANIC MATTER IN THE MAIN LITHOLOGICAL
TYPES OF ROCKS OF THE BAZHENOV FORMATION ACCORDING TO WELL
LOGGING DATA**

E. Temnikova, A. Fedoseev

*Novosibirsk State University, Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

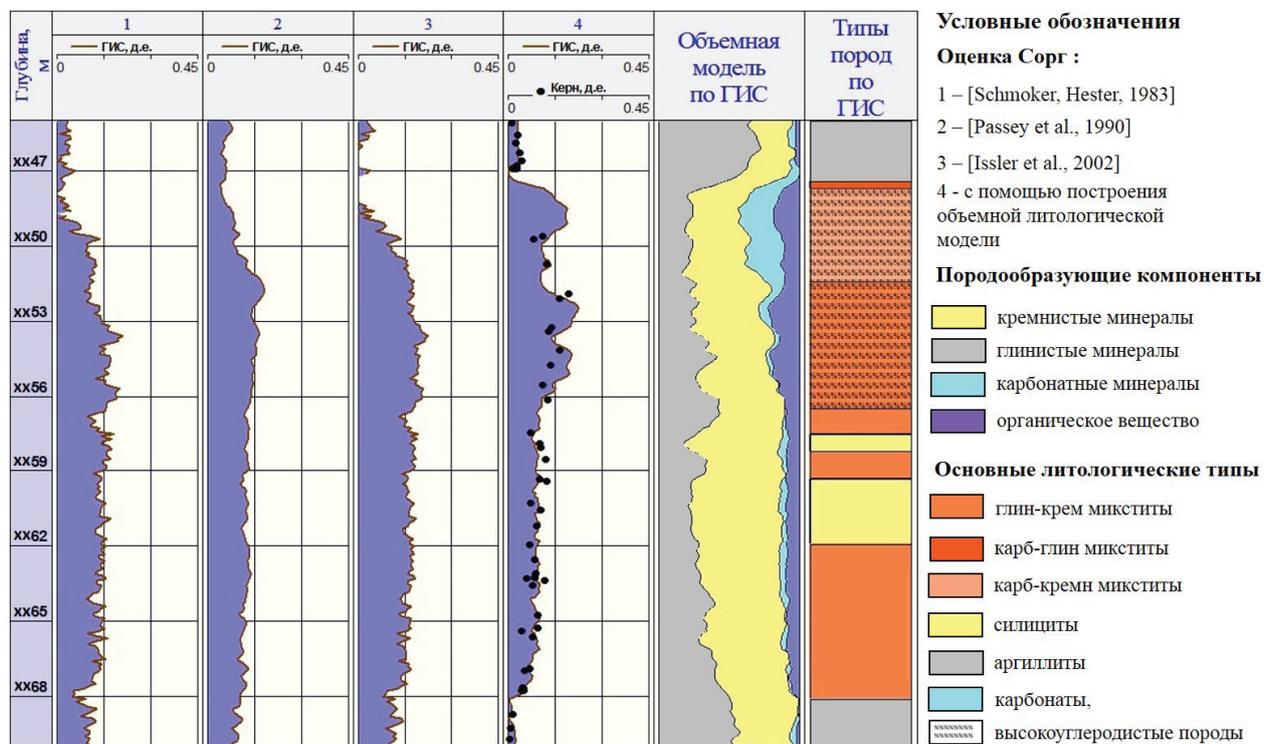
Annotation. The distribution of organic carbon in the Bazhenov Formation for a number of wells in Western Siberia is studied on the basis of modern methods of well log data interpretation, with performing their comparative analysis. According to the data of geophysical studies of wells, the relative content of the rock-forming components of the Bazhenov Formation has been established, and the main lithological types have been identified using a new bazhenite classification. Correlation schemes for various types of sections of the Bazhenov Formation are constructed, and conclusions about its lateral variability are made.

Key words: Bazhenov formation, organic matter, well log data interpretation.

Изучению пород черносланцевой баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в последнее время уделяется большое внимание. Как известно, свита является основным источником углеводородов региона, региональным флюидоупором, а на некоторых территориях — коллектором. Характерная особенность строения баженовской свиты — высо-

кая неоднородность ее вещественного состава с изменением содержания глинистого, кремнистого, карбонатного и органического вещества как по разрезу, так и по площади [1, 2, 3]. Цель настоящей работы — развитие подходов оценки органического вещества в интервале баженовской свиты по данным геофизических исследований в скважинах (ГИС), а также литологическая интерпретация данных ГИС с определением основных породообразующих компонентов и выделением литологических типов пород.

Концентрация органического углерода ($C_{орг}$) в баженовской свите позволяет судить о ее нефтегенерационном потенциале. В настоящее время широко используются несколько методик определения содержания $C_{орг}$ по данным ГИС. Наиболее распространенная из них заключается в установлении зависимости между значениями каротажных сигналов и содержанием $C_{орг}$, определенного на образцах керна. Суть ряда других методик состоит в оценке содержания $C_{орг}$ по данным комплексов методов, например, методов пористости и сопротивления горных пород [4, 5, 6]. Так, методика [4] предполагает определение содержания $C_{орг}$ по данным гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П), применение которой для баженовской свиты осложняется из-за высокой неоднородности минерального состава. В методике [5] используются комбинация данных нейтронного гамма-каротажа (НГК) и бокового каротажа (БК). Также известна методика [6] оценки $C_{орг}$ с использованием данных ГГК-П и БК для баженовской свиты. В указанных методиках производится подбор эмпирических коэффициентов для изучаемой площади. Однако стоит учитывать, что высокое содержания пирита в баженовской свите может приводить к ограничению применимости этих методик, и, следовательно, влиять на полученные оценки содержания $C_{орг}$ в породе. Нами выполнен сопоставительный анализ различных методик и рассчитано содержание $C_{орг}$ для ряда изученных скважин с различным набором ГИС (см. рисунок).



Распределение $C_{орг}$ по данным ГИС и керна, модель относительного содержания породообразующих компонентов и литотипы баженовской свиты одной из скважин Дружной площади

Наряду с указанными для определения $C_{\text{орг}}$ по данным ГИС также используется известный метод, основанный на построении объемной модели относительного содержания породообразующих компонентов [7]. С помощью объемной литологической модели возможна оценка содержания не только $C_{\text{орг}}$ в породах баженовской свиты, но и других основных породообразующих компонентов — кремнистого, карбонатного и глинистого вещества (см. рисунок). Для построения объемной модели используется расширенный комплекс методов ГИС, включающий ГГК-П, НГК, БК и др. Суть метода состоит в решении системы линейных алгебраических уравнений, описывающих связь различных методов ГИС с относительным содержанием искомым породообразующих компонентов. Выполнена литологическая интерпретация данных ГИС с использованием новой классификации для ряда скважин Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [8]. С ее использованием по полученной объемной литологической модели баженовской свиты выделены основные типы пород и проведено литологическое расчленение [9].

По комплексу методов ГИС построены объемные литологические модели баженовской свиты для более четырех десятков скважин на 12 площадях, расположенных в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. В результате исследований построены корреляционные схемы для разных типов разрезов баженовской свиты. Отмечена латеральная изменчивость содержания $C_{\text{орг}}$ баженовской свиты, которая обусловлена высокой степенью неоднородности вещественного состава и сложным характером распределения основных литотипов баженитов. Для изучаемых интервалов баженовской свиты проведен сравнительный анализ различных методик оценки $C_{\text{орг}}$ по данным ГИС. Наблюдается хорошая корреляция между содержанием органического вещества, рассчитанным по четырем методикам и результатами лабораторных исследований на образцах керна. Установлено, что построение объемной модели позволяет более точно оценивать содержание $C_{\text{орг}}$ в породе и может успешно использоваться для изучения литологических особенностей баженовской свиты.

Список литературы

1. Конторович А. Э., Берман Е. Л., Богородская Л. И., Винокур Б. Г., Колганова М. М., Липницкая Л. Ф., Мельникова В. М., Стасова О. Ф., Фомичев А. С. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1971. 251 с. (Тр. СНИИГ-ГиМСа, Сер. Нефтяная геология. Вып. 36).
2. Гурари Ф. Г., Доманикиты и их нефтегазоносность // Советская геология. 1981. № 11. С. 3–12.
3. Занин Ю. Н., Замирайлова А. Г., Эдер В. Г. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера. 2005. № 4. С. 118–135.
4. Schmoker J. W., Hester T. R. Organic carbon in Bakken Formation, United States portion of the Williston Basin. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1983. Vol. 67. № 12. P. 2165–2174.
5. Passey Q. R., Creaney S., Kulla J. B. et al. A practical model of organic richness from porosity and resistivity logs. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. 1990. Vol. 74. № 12. P. 1777–1794.
6. Issler D. R., Hu K., Block J. D. et al. Organic carbon content determined from well logs: Examples Western Canada // Geological Survey of Canada. 2002. Open File 4362. 19 p.

7. Петерсилье В. И., Пороскун В. И., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. М.; Тверь: ВНИГНИ. НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 130 с.

8. 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.

9. Федосеев А. А., Глинских В. Н., Казаненков В. А. Относительное содержание породообразующих компонентов и основные литологические типы пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов по данным геофизических исследований скважин и керн // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. 2018. Т. 13. № 2. 19 с. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/15_2018.pdf.

СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ГЫДАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

А. Е. Трушкина

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

Аннотация. На основе вещественно-текстурных характеристик, результатов ихнофациального анализа и материалов ГИС выполнены литолого-фациальные исследования, позволившие реконструировать обстановки и условия формирования нижнемеловых отложений в интервалах разреза, охарактеризованных керном. Пласты БГ₁₁, ТП₂₇–ТП₁₄ были сформированы в дельтовом, пласты ТП₆–ТП₅ — аллювиальном, пласты ТП₁, ХМ₉ — прибрежно-морском комплексах обстановок. Приведены основные характеристики разнофациальных отложений.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Северо-Гыданский НГР, нижний мел, обстановки осадко-накопления.

SEDIMENTOGENESIS OF LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE NORTH- GYDAN PETROLEUM AREA

A. Trushkina

*Novosibirsk State University, Novosibirsk
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Annotation. Lithofacies studies were carried based on the material-textural characteristics, the results of the ichnofacial analysis and results of well-surveying operation. These studies allow to reconstruct the depositional environments and conditions of the Lower Cretaceous sediments in the intervals of the log, characterized by the core. BG₁₁, TP₂₇–TP₁₄ formation were formed in the deltaic, TP₆–TP₅ formation — alluvial, TP₁, HM₉ formation — coastal-marine environment sets. Main characteristics of different facies deposits are presented.

Key words: Western Siberia, North-Gydan petroleum area, Lower Cretaceous, depositional environments.

Гыданский полуостров является наименее изученной бурением территорией в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Результаты литолого-фациальной изученности мезозойских отложений осадочного чехла данной территории немногочисленны, в то

© А. Е. Трушкина, 2019

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0021 «Основные седиментационные и постседиментационные процессы и закономерности их эволюции в протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнах Сибири».

время как их наличие могло бы способствовать выявлению пластов пород-коллекторов различного качества. Основные перспективы нефтегазоносности в этом регионе связаны преимущественно с нижнемеловыми отложениями [1]. В процессе литолого-фациальных исследований керна одной из скважин на западе полуострова, в пределах Северо-Гыданского НГР автором был выполнен анализ особенностей состава и строения разреза нижнемеловых отложений, вскрытых и фрагментарно охарактеризованных керном в интервале 1620–2916 м (20 керновых интервалов общей мощностью 240 м).

На основе вещественно-текстурных характеристик, результатов ихнофацеального и петрографического анализов, а также материалов геофизических исследований скважин (кривые стандартного и радиоактивного каротажа) реконструированы обстановки и условия формирования отложений. Расчленение разреза выполнено С. В. Ершовым (ИНГГ СО РАН).

Ахская свита (берриас-верхний готерив, 2865–2965 м) имеет мощность 100 м. Керном охарактеризован выделяющийся в верхней части свиты пласт БГ₁₁ (23,9 м). Его нижняя треть представлена постепенным переходом от разномелового к крупномеловому алевролиту с редкими прослоями алевропесчаника. Характерны волнистая слоистость, формируемая намывами глинистого материала, и небольшое количество разнообразных ихнофоссилий. В средней части наблюдается дальнейшее поглубление обломочного материала от алевролита крупномелового к песчанику мелкомеловому. Чередуются участки с массивной и пологокослоистой текстурой, практически лишенные следов жизнедеятельности донных организмов. Верхняя часть представлена ритмичным горизонтальным градиционным глинисто-алевритовым переслаиванием с сериями пологокосой слоистости в более мощных прослоях разномеловых штормовых алевролитов.

Данный пласт характеризует дельтовый комплекс, обстановку авандельты. Так для проксимальной части фронта дельты характерен более крупномеловый состав, чем для дистальной части. Наиболее удаленный от береговой линии и «мористый» участок — продельта — представлен тонкомеловыми алевроито-глинистыми осадками. Соответственно, нижняя часть описанного интервала представляет собой субобстановку дистальной части фронта дельты, более крупномеловая средняя часть — проксимальной части фронта дельты, а верхняя — продельты.

Танопчинская свита (верхний готерив-апт, 1682–2865 м) имеет мощность 1183 м. Нижнетанопчинская подсвита выделена в интервале 2240–2865 м, верхнетанопчинская — 1682–2240 м. Керном представлены 17 интервалов (204,5 м), характеризующие 11 пластов (ТП₂₇, ТП₂₅, ТП₂₄, ТП₂₀, ТП₁₉, ТП₁₈, ТП₁₆, ТП₁₄, ТП₆, ТП₅, ТП₁). Лучше охарактеризована керном нижняя подсвита (8 керновых интервалов), в то время как верхняя подсвита представлена тремя керновыми интервалами.

Установлено, что пласты ТП₂₇–ТП₁₄ были сформированы в дельтовом, пласты ТП₆–ТП₅ — аллювиальном, пласт ТП₁ — в прибрежно-морском комплексах обстановок.

Пласты ТП₂₇, ТП₂₅ и ТП₂₄, аналогично пласту БГ₁₁, были сформированы в обстановке авандельты, представленной субобстановками фронта дельты и продельты. Непосредственно песчаные пласты различной мощности (от 4 до 23 м) формировались во фронте дельты, характеризующемся высокими скоростями седиментации, большим объемом поступающего терригенного материала, опресненными условиями водной среды. В этих пластах ихнофоссилии отсутствуют. Не охарактеризованный керном пласт ТП₂₆, судя по материалам ГИС, представлен неравномерным переслаиванием песчаных пластов и алевроито-глинистых перемишек и по генезису, вероятно, аналогичен вышележащим пластам ТП₂₅ и ТП₂₄.

Пласты ТП₂₀, ТП₁₉, ТП₁₈, ТП₁₆ и ТП₁₄ формировались в дельтовом комплексе, в субэралиально-субаквальных условиях надводной дельтовой равнины. Мощные песчаные тела (до 8 м), вероятно, образованы в субобстановке флювиальных дельтовых рукавов, для них

характерны грубозернистость отложений, примесь глинистых интракластов, косая и полого-косая слоистость, отсутствие ихнофоссилий. Маломощные песчано-алевритовые тела формируются в субобстановках малых устьевых баров, каналов промоин, отмелей внутридельтовых заливов.

Существенно глинистые, в значительной степени углистые отложения, в свою очередь, характеризуют субобстановку маршей, в которой часто отмечены ризоиды, углистость и комплекс ихнофоссилий *Skolithos-Ophiomorpha*. Наиболее разнообразны ихнофоссилии в глинисто-алевритовых отложениях приливной отмели, где они представлены комплексом *Skolithos-Asterosoma* с наличием *Scoyenia* [2]. Появление ихнофоссилии *Scoyenia*, характерной для субстратов, подвергающихся периодическому осушению, подтверждают субаквальный-субаэральный характер вмещающих осадков [3]. Волнистая слоистость, циклическое строение и редкая углистость характерны для внутридельтового залива, где идентифицирован комплекс *Planolites*.

Пласты ТП₂₃–ТП₂₁, ТП₁₇ и ТП₁₅, не представленные керновым материалом, согласно электрометрическим моделям, имеют преимущественно алеврито-глинистый состав с маломощными прослоями углей и редкими песчаными пластами.

В верхней части танопчинской свиты, в охарактеризованных керном интервалах пластов ТП₆–ТП₅, разрез имеет существенно алеврито-глинистый состав с довольно мощными прослоями углей, частыми ризоидами, маломощными песчаными пластами. Можно предположить, что формирование указанных пластов происходило в аллювиальном, преимущественно пойменном, комплексе обстановок, представленном тремя субобстановками: заболачивающаяся пойма, трещинный конус выноса и озеро. Заболачивающаяся пойма представлена алеврито-глинистым переслаиванием с прослоями угля, значительной углистостью, конкрециями сидерита и комплексом *Skolithos-Planolites*. Более грубозернистые отложения (песчаник мелкозернистый) характеризуют трещинный конус выноса с интракластами и комплексом ихнофоссилий *Skolithos*. Озера представлены глинисто-алевритовым горизонтальным переслаиванием, с ризоидами и комплексом *Skolithos*.

Вышележащие пласты ТП₄₋₃ по материалам ГИС представлены самыми мощными песчаными пластами, а в перекрывающих и подстилающих их алеврито-глинистых пачках отмечаются мощные пласты углей, сформированные, вероятно, в континентальном комплексе. 20-метровый пласт ТП₂, учитывая предположение о прибрежно-морском характере пласта ТП₁, вероятно, имеет переходный генезис (субобстановка фронта дельты).

Пласт ТП₁ формировался в прибрежно-морском комплексе, нижней-средней частях предфронтальной зоны пляжа. Маломощное аккумулятивное песчаное тело (3,5 м) (прибрежно-морская отмель) характеризуется сильно биотурбированной деформативной текстурой с комплексом ихнофоссилий *Thalassinoides-Asterosoma*. Перекрывающие и подстилающие глинисто-алевритовые пачки отлагались в нижней части предфронтальной зоны пляжа, для них характерны конкреции пирита, глауконит, остатки раковин и комплекс ихнофоссилий *Thalassinoides-Teichichnus*.

Яронгская свита (нижний-средний альб, 1620–1682 м) имеет мощность 62 м. Керном охарактеризована средняя часть пласта ХМ₉. Верхняя и нижняя части интервала представлены алеврито-глинистым линзовидно-волнистым переслаиванием, с редкими ихнофоссилиями, конкрециями пирита и остатками раковин морских двустворок, сформированным в нижней части предфронтальной зоны пляжа. В средней части выделено алеврито-песчаное тело вдоль берегового бара с массивной текстурой, погрублением его вверх по разрезу, а затем с участком сильной биотурбации и постепенным переходом в перекрывающие отложения.

Список литературы

1. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 3. С. 12–19.
2. Трушкина А. Е. Комплексы ихнофоссилий в разнофациальных отложениях танопчинской свиты (верхний готерив-апт) Гыданской НГО // Проблемы геологии и освоения недр. Томск, 2018. Т. 1. С. 357–358.
3. Вакуленко Л. Г., Николенко О. Д., Трушкина А. Е., Ян П. А. Ихнологические сообщества и особенности осадконакопления нижнемеловых отложений на западе Гыданского полуострова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Междунар. науч. конгресс (г. Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.): Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: Сб. мат-лов. В 6 т. 2018. Т. 1. С. 228–235.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПУСТОТНО-ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ
ЗАВОЛЖСКОГО НАДГОРИЗОНТА МИХАЙЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ)**

М. А. Хусаинова

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Аннотация. Рассмотрены отложения заволжского надгоризонта Михайловского месторождения для исследования пустотного пространства, которое в основном образовано в результате выщелачивания органических остатков, цемента и при перекристаллизации.

Ключевые слова: пористость, коллектор, крышка, трещиноватость, стилолитизация, битуминозный материал.

**STUDY OF THE PORE SPACE OF THE COLLECTORS OF THE ZAVOLZHISKY
SUPRAHORIZON OF THE MIKHAILOVSKOE OIL FIELD (VOLGO-URAL OIL
AND GAS PROVINCE)**

M. Khusainova

Bashkir State University, Ufa

Annotation. Considered the deposits of the zavolzhsky suprah horizon of the Mikhailovskoe oil field for the study of void space, which is mainly formed as a result of leaching of organic remains and cement, and crystalline modification.

Key words: void factor, reservoir, sealing horizon, fracturing, stylolization process, bituminiferous.

К заволжскому надгоризонту (D_{3zv}), принадлежащему верхнефаменскому подъярису, приурочена почти половина балансовых запасов Михайловского нефтяного месторождения, и 41,5 % суммарных НИЗ содержат залежи пластово-сводового и структурно-литологического типов данного надгоризонта [1].

Заволжский надгоризонт имеет мощность от 45 до 54 м. В разрезе наблюдается ритмичное переслаивание известняков пористых и плотных. Известняки пористые, коричневатосерые, серые, светло-серые, органогенно-обломочные и сгустковые. Плотные разности серые, темно-серые, пелитоморфные, глинистые, перекристаллизованные, прослоями доломитизированные. Пористые прослой сгруппированы в две продуктивные пачки — D_{3v1} и D_{3v2} . В кровле каждой пачки залегают сильно глинистые известняки с пропластками аргиллитов, хорошо выдержанные по площади и являющиеся крышками для пачек. Пласты-коллекторы — известняки органогенно-обломочные (внутри плотных разностей) и тонкокристаллические с неравномерной трещиноватостью и кавернозностью. Пористость 9–10 %, проницаемость 0,047–0,106 мкм², средняя нефтенасыщенная толщина варьирует от 3,9 до 7,7 м. Начальная нефтенасыщенность пониженная — 0,73–0,76 д. е. [1].

Пустотно-поровое пространство представлено открытыми изолированными, иногда соединенными каналами шириной до 0,015 мм, порами округлой, изометричной, неправильной формы, образованными в результате выщелачивания органических остатков и цемента, а также при перекристаллизации цемента. Распределены поры неравномерно. Иногда пустотное пространство оставляет 15–20 % площади шлифа (рис. 1).

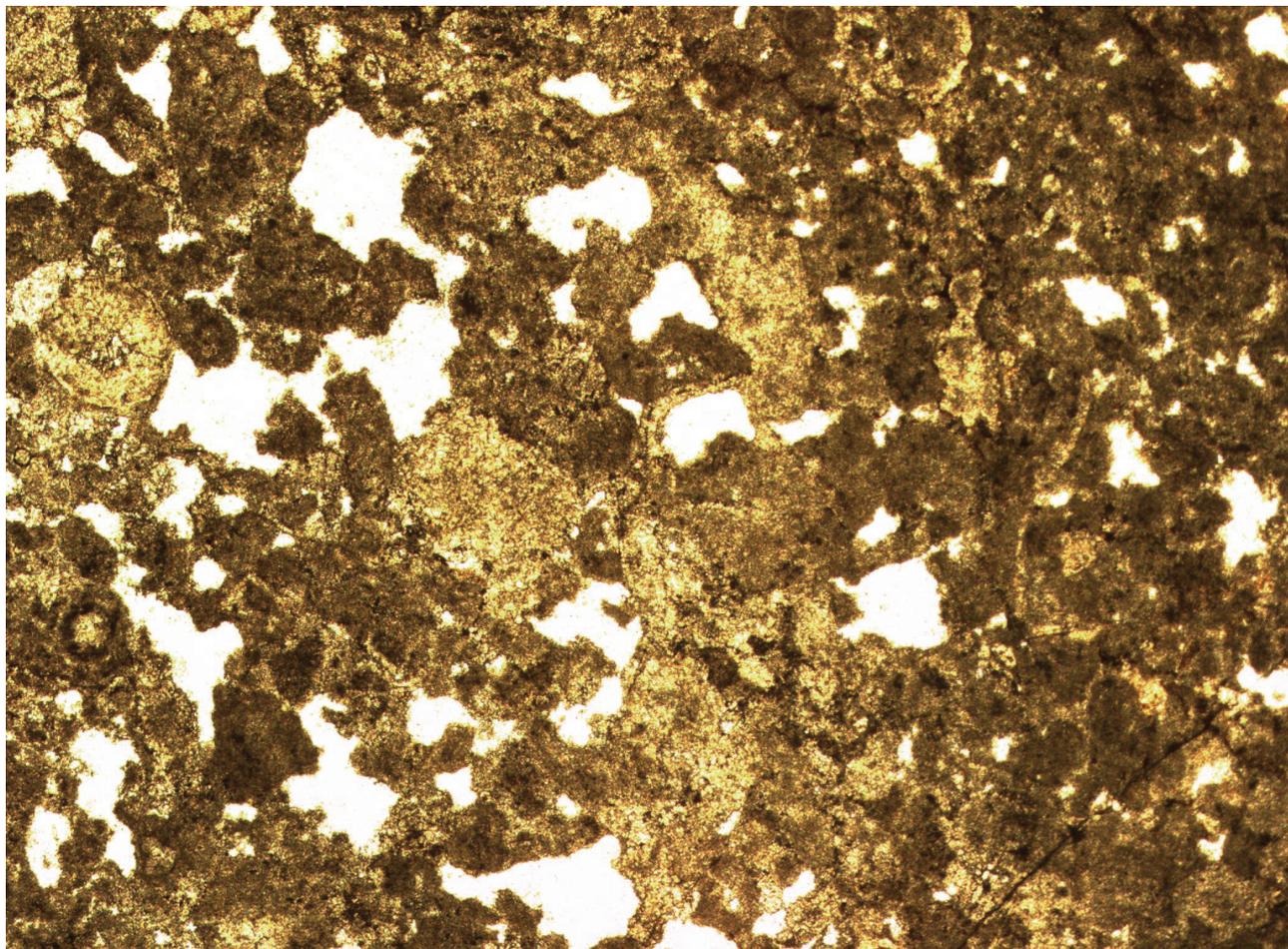


Рис. 1. Известняк мелкокомковато-сгустковый перекристаллизованный, с редкими органическими остатками, пористый. Масштаб 40, николи ||

Важную роль в формировании коллектора также сыграло интенсивное сутурообразование, или стилолитизация. На рис. 2 отмечается сгущение мелкоамплитудных (до 0,6 мм) зубчатых сутур, приуроченных к скоплениям органических остатков и выполненных битуминозным материалом. Именно по стилолитам, как по наиболее ослабленным зонам, возможно, произошло перемещение нефти и насыщение ею пористых участков породы.

В целом пористость в породах заволжского надгоризонта невысокая (9–10 %), хотя и наблюдаются участки с большой пористостью. Основная емкость коллектора связана с пустотным пространством, образованным в результате выщелачивания органических остатков и цемента.

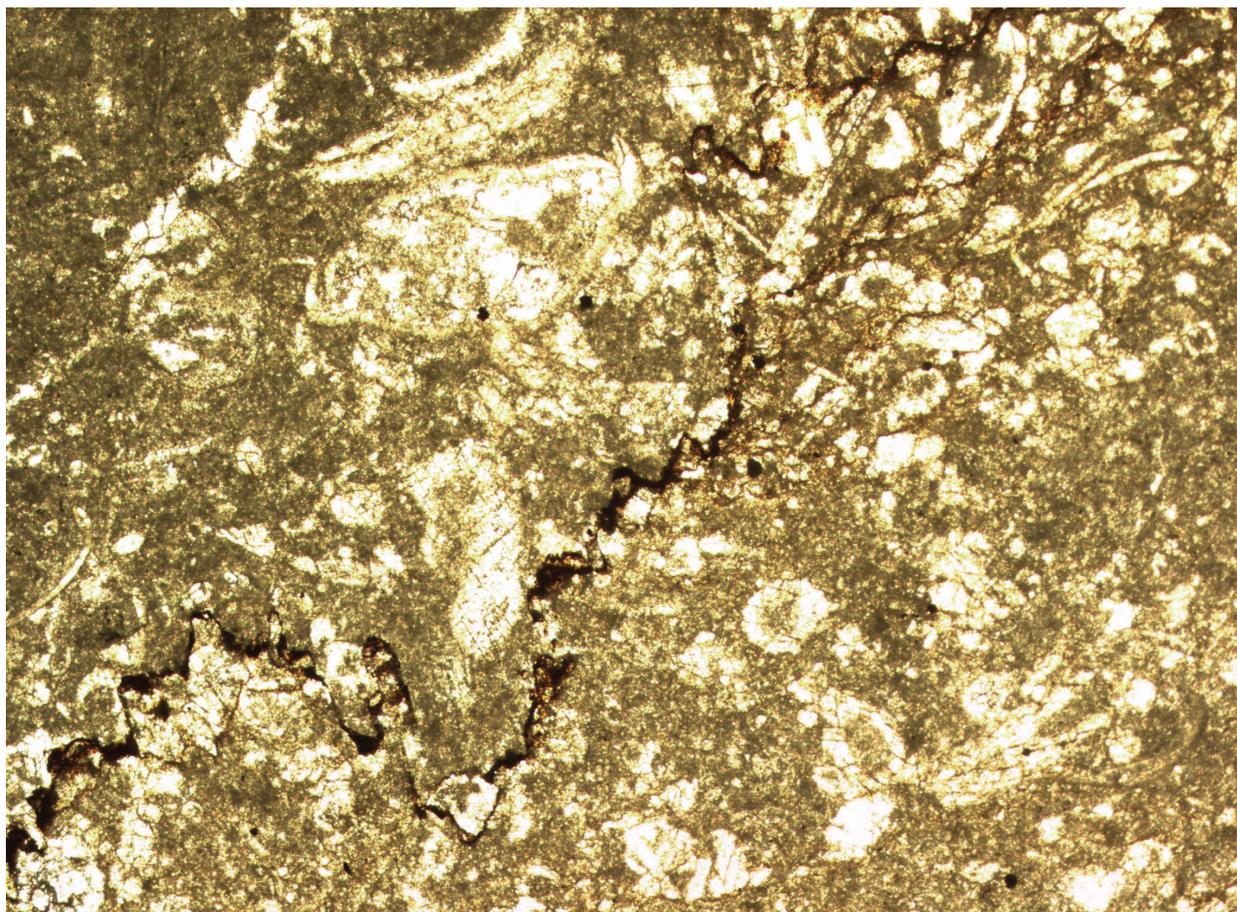


Рис. 2. Известняк сгустково-мелкокомковатый, неравномерно перекристаллизованный с малочисленными органическими остатками, органический (битуминозный) материал 1–2 %. Масштаб 40, николи ||

Список литературы

1. Лозин Е. В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть». Уфа, БашНИПИнефть, 2015. 270 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАЙЯХСКО-БАЙКАЛОВСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

С. С. Цветков

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Пайяхско-Байкаловская зона нефтенакопления расположена на территории западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в одном из слабоизученных арктических регионов страны. Основные перспективы нефтегазоносности района исследования связаны с литологически экранированными резервуарами неокомского клиноформного комплекса. Источником углеводородов для нижнемеловых резервуаров является нефтематеринская гольчихинская свита.

На базе сейсмических профилей, данных бурения, структурных карт и карт изопахит построены модели Пайяхского и Байкаловского месторождений. В пределах данных площадей околтурены залежи, а так же выделены наиболее перспективные участки для последующего геолого-геофизического изучения.

Ключевые слова: Енисей-Хатангский региональный прогиб, нефтегазоносность, неоком, клиноформа, сейсмогеологический комплекс, отражающий горизонт.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND OIL AND GAS POTENTIAL OF NEOCOMIAN DEPOSITS OF PAYAHA-BAIKAL OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE

S. S. Tsvetkov

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. Payaha-Baikal oil and gas accumulation zone is located in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough in one of the least explored arctic regions. The main perspective of oil and gas potential in the investigated region are based on lithological trap reservoirs in neocomian clinoform deposits. The Golchikha formation is the main source for oil and gas for early Cretaceous reservoirs.

On the basis of seismic data, well log, structural and thickness maps, models for Payaha and Baikal oil and gas fields have been made. Within these areas, deposits were delineated, as well as the most perspective areas for further geological and geophysical exploration.

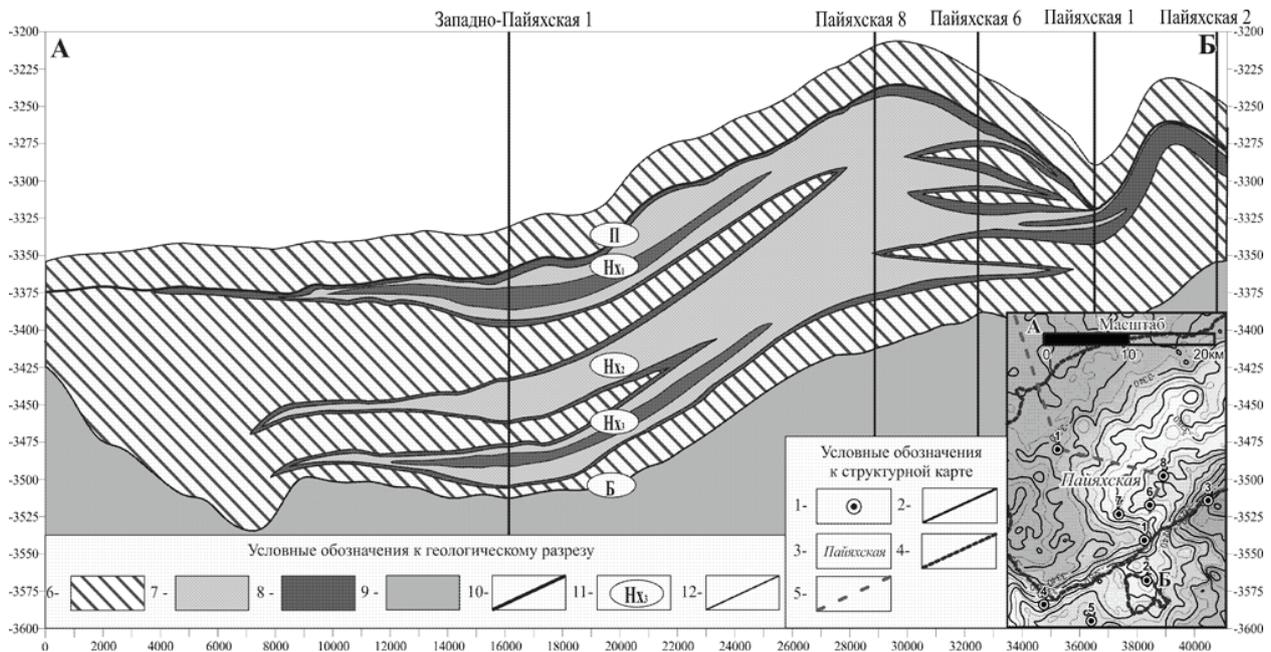
Key words: Yenisei-Khatanga region trough, petroleum potential, Neocomian, clinoform, seismic sequence, seismic reflector.

Пайяхско-Байкаловская зона нефтегазонакопления расположена в пределах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Объект исследования располагается в 130 км к северо-западу от города Дудинка в пределах Красноярского края. Согласно схеме нефтегазо-геологического районирования исследуемая территория относится к северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в пределах Енисей-Хатангской нефтегазо-

носной области, в составе Нижнеенисейского нефтегазоносного района. Исследуемая территория находится в слабоизученном арктическом районе Сибири. Предыдущие исследователи оценивают район как весьма перспективный с точки зрения открытия новых залежей нефти и газа в юрско-меловом осадочном комплексе [1]. Ранее в своих работах Филиппов Ю. А. доказал, что нефтематеринскими породами в пределах Пайяхско-Байкаловской зоны являются отложения гольчихинской свиты [4].

На базе комплексной интерпретации данных 2D-сейсморазведки и глубокого бурения были выделены отражающие горизонты: 1) горизонт Б — кровля гольчихинской свиты [3]; 2) горизонт Мл — локально развитая глинистая пачка, подошва байкаловской свиты; 3) горизонт М — кровля малохетской свиты [3]; 4) горизонт П — локально развитый флюидоупор на территории Пайяхской площади; 5) горизонт Бк — локально развитый флюидоупор в пределах Байкаловской площади. Построены структурные карты и произведено их детальное описание.

На основе интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) были построены корреляционные профили и выделены песчаные пласты Нх1–Нх3 на Пайяхской площади. На основе комплексной интерпретации данных был построен геологический разрез (см. рисунок) и определено изменение мощности песчаных пластов по разрезу. С помощью уравнения многомерной регрессии, вычисленного в программном пакете Excel была построена карта эффективных толщин песчаников.



Геологический разрез по Пайяхской площади. Условные обозначения: 1 — скважины; 2 — изогипсы; 3 — название площадей; 4 — граница эффективных толщин песчаника; 5 — линия разреза АБ; 6 — глины; 7 — песчаный коллектор; 8 — песчано-алевролитовый коллектор; 9 — гольчихинская свита; 10 — подошва горизонта П; 11 — подписи горизонтов; 12 — граница геологических тел

В пределах Байкаловской площади по данным ГИС были выделены песчаные пласты Нск1–Нск3. Геологический разрез не был построен по причине отсутствия данных бурения. В работе представлены результаты по интерпретации только одной скважина на Байкаловской площади (Байкаловская скважина № 1).

Конечным результатом работы являются детальные карты перспектив нефтегазоносности Пайяхской и Байкаловской площадей в пределах, в которых были оконтурены залежи, а так

же выделены наиболее перспективные участки для последующего геолого-геофизического изучения. Полученная сейсмогеологическая модель в значительной степени уточнила строение исследуемой зоны.

Полученные данные могут служить основой для оценки перспектив нефтегазоносности неокомских клиноформных резервуаров, что на сегодняшний день представляется актуальным в связи с исчерпанием фонда крупных и средних структур на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба [2].

Список литературы

1. Ершов С. В., Ким Н. С., Родченко А. П. Закономерности распределения органического вещества в келовой-нижнеберриасских отложениях западной части Енисей-Хатангского прогиба и прилегающих районах Западно-Сибирской геосинклизы // Геология и геофизика. 2017. Т. 58. № 10. С. 1578–1592.
2. Исаев А. В., Кригин В. А., Карпунин С. М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 3.
3. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1027–1050.
4. Филиппов Ю. А., Давыдова И. В., Болдушевская Л. Н., Данилова В. П., Костырева Е. А., Фомин А. Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов биомаркеров и катагенеза органического // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 5–6. С. 52–57.

ОСОБЕННОСТИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЯМР-ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ НЕФТИ С МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е. С. Чернова¹, А. И. Бурухина^{1,2}, М. Й. Шумскайте²

¹ Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск

Аннотация. Изучена коллекция проб нефти с ряда месторождений ХМАО и ЯНАО. Исследования проводились при температурах 20, 40 и 60 °С. Методом ЯМР-релаксометрии для проб неразогнанной нефти и двух ее фракций определены релаксационные характеристики и оценен групповой состав. Экспериментально установлена высокая чувствительность метода ЯМР к изменению температуры изучаемого флюида. Для проверки полученных ЯМР-оценок для всех образцов был определен групповой состав стандартными геохимическими методами. Полученные результаты подтверждают возможность использования метода ЯМР-релаксометрии для анализа группового состава жидких углеводородов.

Ключевые слова: групповой состав, образцы нефти, релаксационные характеристики, ядерный магнитный резонанс.

FEATURES OF THE TEMPERATURE NMR STUDY OF OIL SAMPLES FROM WESTERN SIBERIA FIELDS

E. Chernova¹, A. Burukhina^{1,2}, M. Shumskaite²

¹ Novosibirsk State University, Novosibirsk

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Annotation. The oil samples collection from some fields of Khanty-Mansi Autonomous Area and Yamal-Nenets Autonomous Area is studied in the framework of this research. Studies were carried out at temperatures of 20, 40 and 60 °C. The relaxation characteristics and group composition were determined for crude oil samples and its two fractions by NMR relaxometry method. The high sensitivity of the NMR method to temperature changes of the studied fluid was experimentally established. Group composition was also determined for all samples by standard geochemical methods to the verify NMR-estimates. The obtained results confirm the possibility of using the NMR method for the liquid hydrocarbons group analysis.

Key words: Group analysis, oil samples, relaxation characteristics, nuclear magnetic resonance.

На явлении ядерного магнитного резонанса (ЯМР) основана целая группа методов, направленных на изучение свойств, структуры и состояния вещества. ЯМР-методы активно при-

меняются в нефтегазовой отрасли для раннего распознавания коллекторов, оценки их фильтрационно-емкостных свойств и свойств насыщающего флюида [1–4].

Исследование направлено на изучение возможности использования лабораторного метода ЯМР-релаксометрии для получения экспресс-оценок группового состава жидких углеводородов (УВ) при разных температурах. Изучена коллекция проб нефти с разными физико-химическими характеристиками с ряда месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: особо легкие, средние и битуминозные. Геохимические исследования нефтей проводились по единой схеме, принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН, которая соответствует мировым методикам их изучения [5, 6]. Для неразогнанных нефтей (рис. 1) и фракций, выкипающих до и после 200 °С, определен групповой состав методами адсорбционной жидкостной хроматографии и ИК-спектromетрии.

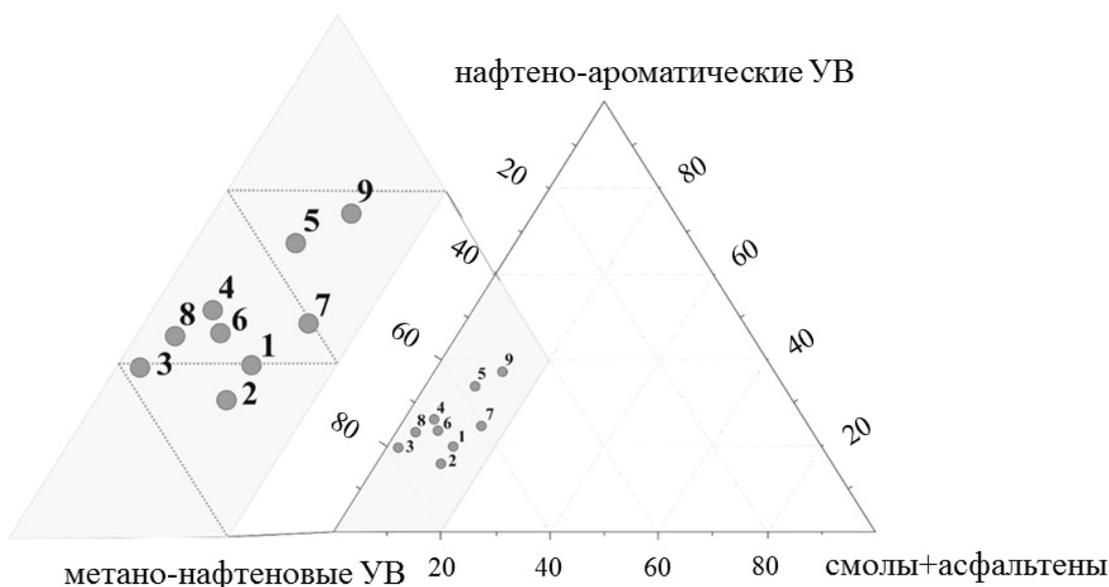


Рис. 1. Групповой состав неразогнанных нефтей

В составе особо легких нефтей преобладают насыщенные — метано-нафтеновые (Me-Nn) УВ (77,67 %), содержание нефтено-ароматических (Nn-Ar) УВ в несколько раз ниже, а смолисто-асфальтеновых компонент — следовое. Пробы нефти № 1, 3, 4, 6, 9 также характеризуются преобладанием в составе Me-Nn УВ (49,81–72,78 %), а количество Nn-Ar УВ (19,59–37,08 %) и смолисто-асфальтеновых компонент (4,31–13,11 %) варьируется в широком диапазоне. Для проб № 5, 7 содержание Me-Nn УВ в среднем закономерно ниже, а Nn-Ar и смолисто-асфальтеновых выше, чем для средних и особо легких нефтей. Однако самая тяжелая битуминозная нефть коллекции (№ 2) с вязкостью 43,55 МПа·с при 60 °С описывается преобладанием Me-Nn УВ (71,81 %) и приблизительно равным содержанием Nn-Ar и смолисто-асфальтеновых компонент (15,55 и 12,65 % соответственно).

Возможность применения метода ЯМР-релаксометрии для определения группового состава жидких УВ обусловлена тем, что различные группы органических соединений характеризуются различной молекулярной подвижностью, вследствие чего различаются по скорости протекания релаксационных процессов и, соответственно, временам поперечной релаксации T_2 . Лабораторные ЯМР-исследования проводятся на релаксометре «МСТ-05» с индукцией магнитного поля 55 мТл и рабочей частотой 2,2 МГц. По ЯМР-данным определены релаксационные характеристики и выполнена оценка группового состава для всех образцов коллекции.

При температуре изучаемого флюида 20 °С результаты интерпретации ЯМР-спектров согласуются с результатами определения группового состава методами адсорбционной жидкостной хроматографии и ИК-спектроскопии, что подтверждает возможность использования ЯМР-метода для подобных исследований. Также проведены ЯМР-измерения при температуре 40 и 60 °С. В этом случае присутствует расхождение между результатами геохимических и ЯМР-исследований. Это объясняется тем, что при повышении температуры происходит увеличение молекулярной подвижности флюида за счет сообщения молекулам дополнительной тепловой энергии, спектр T_2 смещается в область больших времен (рис. 2) и часть смолисто-асфальтеновых соединений интерпретируется как ароматические УВ, часть которых в свою очередь — как насыщенные УВ.

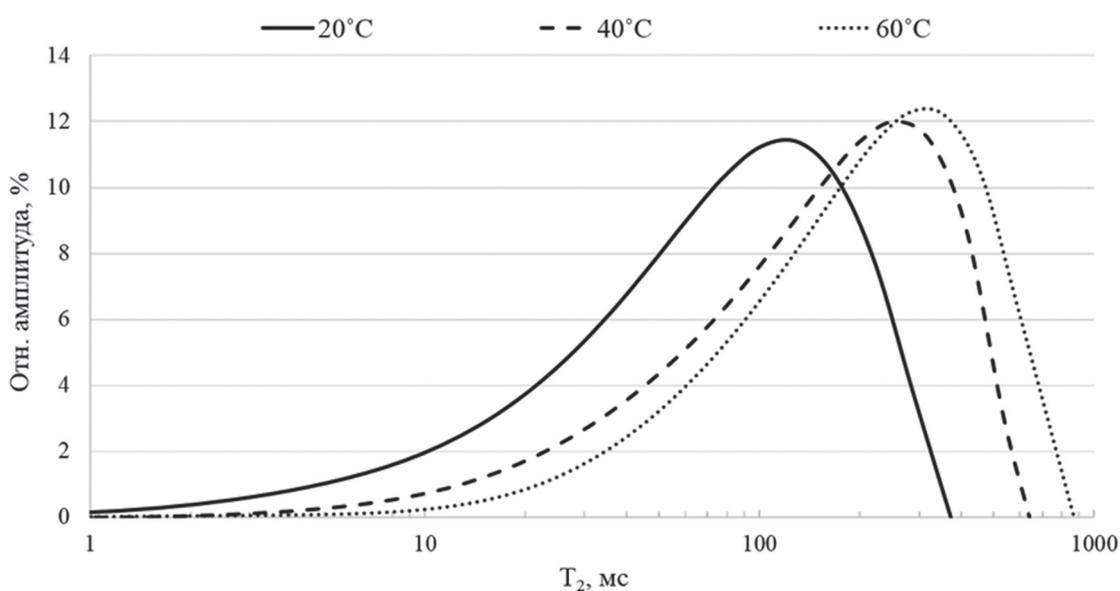


Рис. 2. Спектры времен поперечной релаксации для пробы № 5 при разной температуре

В отличие от стандартных геохимических методик, время проведения лабораторного ЯМР-эксперимента составляет от 20 секунд до десятка минут, поэтому данный метод может эффективно использоваться для экспресс-оценки компонентного состава жидких УВ. Также ЯМР-исследования позволяют установить релаксационные характеристики флюидного материала, что необходимо не только для развития ЯМР-релаксометрии в качестве дополнительного метода лабораторных исследований, но и для усовершенствования существующих методик интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа.

Дальнейшие исследования будут направлены на увеличение коллекции для уточнения рекомендуемых времен отсечек, а также разработку алгоритмов обработки ЯМР-данных для проб жидких УВ при повышенных температурах.

Список литературы

1. Шумскайте М. Й., Глинских В. Н. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритно-глинистых образцов // Геология и геофизика. 2016. Т. 57. № 10. С. 1911–1918.

2. Шумская М. Й., Глинских В. Н., Бортникова С. Б., Харитонов А. Н., Пермяков В. С. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважины, методом ЯМР-релаксометрии // Извест. Томск. политехническ. ун-та. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 2. С. 59–66.
3. Тураханов А. Х., Глинских В. Н., Фурсенко Е. А., Шумская М. Й. Экспрессное изучение группового состава и реологических свойств углеводородов методом ЯМР-релаксометрии // Геонауки — ключ к рациональному освоению недр. 5-я междунар. науч.-практическ. конф. (27–30 марта 2017 г.): мат-лы конф. Тюмень, 2017. С03. 4 с.
4. Coates G. R., Lizhi Xiao, Prammer M. G. NMR Logging, Principles & Applications. Houston: Hulliburton Energy Services Publishing, 2000. 356 p.
5. Современные методы исследования нефтей: справочно-методическое пособие / Под ред. А. И. Богомолова, М. Б. Темянко, Л. И. Хотынцева. Л.: Наука, 1984. 431 с.
6. Yang C., Brown C. E., Hollebone B., Yang Z., Lambert P., Feildhouse B., Landriault M., Wang Z. Chemical fingerprints of crude oils and petroleum products. Canada: Environ, 2017. 465 p.

**ЛИТОЛОГИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ
В ДОКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ
ЛЕНО-АНАБАРСКОЙ НГО**

Р. Д. Шаваров

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Приведены результаты литологического исследования верхнерифейских отложений из глубоких скважин, расположенных на территории Лено-Анабарской НГО. Дана характеристика состава, строения и обстановок формирования отложений, а также установлены закономерности чередования терригенных и карбонатных комплексов в рассматриваемой части разреза.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Лено-Анабарская НГО, докембрий, литология, обстановки осадконакопления.

**LITHOLOGY AND CONDITIONS OF FORMATION OF COLLECTORS
IN THE PRECAMBRIAN DEPOSITS OF THE EASTERN PART
OF LENO-ANABAR PETROLEUM REGION**

R. Shavarov

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Аннотация. The article presents the results of a lithological research of Upper Riphean deposits from deep wells located on the territory of the Lena-Anabar petroleum region. A characteristic of the composition, structure and depositional environments is given, and the regularities of alternation of terrigenous and carbonate complexes in the considered part of the section are established.

Ключевые слова: Eastern Siberia, Leno-Anabar petroleum region, Precambrian, Litology, depositional environments.

Основой для работы послужил керновый материал (более 300 образцов) и данные ГИС по скважинам Чарчикская-1, Хастахская-930, Бурская-3410, Дьяпальская-1. Для выяснения вещественного состава и структур пород исследованы шлифы (более 100 штук), отобранные из вышеперечисленных скважин.

Породы осадочного чехла Лено-Анабарской НГО сложены преимущественно рифейскими, вендскими, кембрийскими и пермскими отложениями [1, 2].

Рифейские отложения, вскрытые скв. Бурская-3410 и Хастахская-930, представлены *тукуланской, куладинской, хастахской, таймыльской* свитами.

Основная часть разреза скв. Бурская-3410 выполнена карбонатными породами. *Тукуланская* свита разделяется на две подсвиты. Нижняя представлена зеленовато-серыми аргиллитами, субгоризонтальнослоистыми, реже косослоистыми. Верхняя подсвита состоит из светло-серых доломитов микрит-спаритовых, перекристаллизованных, сильно кавернозных.

В скв. Хастахская-930 разрез представлен только верхней подсвитой, имеющей аналогичный состав.

Куладинская свита в обеих скважинах также имеет двучленное строение. Нижняя подсвита сложена преимущественно песчаниками мелко- и мелко-среднезернистыми, с массивной текстурой, изредка с тонкой горизонтальной и косою слоистостью. 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 зеленовато-серых аргиллитов, тонкогоризонтальнослоистых с известняками микрит-спаритовыми, редко окремненными. Верхняя подсвита сложена известковистыми доломитами иногда окремненными, с реликтами зернистой и реже строматолитовой структуры.

В терригенной *хастахской* свите многочисленные пласты песчаников (до первых метров) залегают среди 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 разнообразные текстуры: массивные, тонкослоистые, линзовидные, горизонтально- и косослоистые. Алевролиты часто слюдястые с тонкими горизонтальными и косыми слоями мелкозернистых песчаников. Аргиллиты распространены в кровле и в подошве свиты. Отложения в скв. Хастахская-930 и Бурская-3410 аналогичны.

Таймыльерская свита на территории исследования вскрыта только в скв. Бурская-3410 и сложена доломитами известковыми и окремненными, битуминозными, трещиновато-кавернозными. Доломиты микритово-зернистые и биоморфные, отмечаются микрит-микробияльные и строматолитовые разности.

Отложения венда, помимо скв. Хастахская-930 и Бурская-3410, также вскрыты в скв. Чарчикская-1. В вендском разрезе выделяют две серии: *хорбусонскую*, включающую в себя *маастахскую*, *карбонатно-глинистую* толщу, *туркутскую* свиты и *кессюсинскую* серию, включающую в себя *сыаргалахскую*, *оппокунскую* и *маттайскую* свиты.

Маастахская свита вскрыта только в скв. Бурская-3410. Она состоит преимущественно из пестроцветных переслаивающихся песчаников, алевролитов и алевропесчаников. Песчаники мелкозернистые (до алевроитовых), средне-мелкозернистые, полевошпатово-литокластитово-кварцевые с карбонатно-железистым цементом, горизонтально- и косослоистые.

Карбонатно-глинистая толща вскрыта в скв. Бурская-3410 и Чарчикская-1 и является стратиграфическим аналогом хатыспытской свиты, выделенной на северо-западном склоне Оленекского поднятия в бассейне р. Хорбусуонка. Отложения представлены доломитами светло-серыми микрит-спаритовыми и известняками темно-серыми до черных, битуминозными, микритовыми, плотными, местами горизонтальнослоистыми, с редкими тонкими прослойками мергелей.

Туркутская свита сложена доломитами светло-серыми, строматолитовыми, известковистыми и известняками доломитовыми, микрит-спаритовыми, слабogliнистыми. Строматолитовая слоистость подчеркнута слабобугорчатыми и зубчатыми стилолитами, по которым развивается битуминозное вещество. К наиболее перекристаллизованным участкам, приурочены многочисленные поры и каверны выщелачивания, выполненные тонкокристаллическим материалом.

Сыаргалахская свита вскрыта только в скв. Бурская-3410 и условно выделяется по относительно низким значениям ГК, предполагающим менее глинистый состав, т. е. большее количество песчаников по сравнению с вышележащими отложениями.

Оппокунская свита в подошве состоит из пестроцветных аргиллитов, известковистых, тонкоплитчатых и оскольчатых. В средней части отмечаются известняки серые, зернистые

и микритовые, глинистые, с субгоризонтальной слоистостью. В кровле залегают аргиллиты серо-зеленоватые, алевролитистые, переходящие в песчаники мелко-среднезернистые с волнистой слоистостью.

Маттайская свита сложена светло-серыми и зеленовато-серыми, преимущественно средне- и мелкозернистыми, слабо известковистыми, тонко- и косослоистыми, местами биотурбированными песчаниками, нередко содержащими плоскую глиняную гальку, чередующимися с тонкопереслаивающимися зеленовато- и красновато-серыми алевролитами и глинами.

Рифейские отложения из скв. Дьяпальская-1 представлены *эсэлекской*, *нэлэгерской* и *сиэтачанской* свитами. *Эсэлекская* свита — нижняя в разрезе скв. Дьяпальская-1 — сложена доломитами серыми, с массивной и брекчиевидной текстурой, иногда алевролитистыми, с примесью темно-серых аргиллитов. В *нэлэгерской* свите доминируют известняки, местами зернистые, в которых широко проявлена субвертикальная и субгоризонтальная стилолитизация, и приуроченная к ней битуминизация. *Сиэтачанская* свита имеет смешанный состав. Распространены бурые аргиллиты, часто алевролитистые, доломитистые и известковистые, с прослоями известняков зернистых и доломитов темно-серых алевролитистых, битуминозных [3].

Вендским отложениям в скв. Дьяпальская-1 соответствует *хараютэкская* свита. Разрез представлен темно-серыми доломитами с редкими прослоями известняков глинистых и аргиллитов известковистых. Доломиты мелко-тонкокристаллические, с пологоволнистой субгоризонтальной, строматолитоподобной слоистостью.

На основании проведенного седиментологического анализа сделан вывод, что территория исследования в позднерифейское время была мелководным бассейном, с циклическим, 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 к глубоководным. Для верхней части этой свиты характерно накопление оолитово-интракластических баровых комплексов и водорослевых строматолитовых покровов литоральной зоны карбонатного шельфа. Отложения *хастахсой* свиты соответствуют фациям распределительных каналов дельт, приливно-отливных баровых протоков и песчаных баров, свидетельствующих о дельтовых обстановках. *Таймыльрская* свита соответствует литоральной части карбонатного шельфа. Отложения скв. Дьяпальская-1 также подтверждают предположение, что рифейские породы формировались в широких условиях мелководного карбонатного бассейна [3].

Список литературы

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

2. Мельников Н. В., Якшин М. С., Шишкин Б. Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Гео, 2005. 428 с.

3. Тумашов И. В., Шаваров Р. Д. Литология рифейских отложений южной части Анабаро-Ленской зоны Лено-Анабарской НГО // Трофимуковские чтения — 2017: Мат-лы Всероссийск. молодежн. науч. конф. с участием иностранных ученых. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Новосибирск. 2017. С. 174–177.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ НА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

С. И. Шумилова^{1,2}, Р. А. Мочалов¹

¹ Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Иностранные инвестиции являются движущей силой развития российского нефтегазового комплекса и экономики в целом. Так было до 2014 года, сегодняшняя ситуация несколько изменилась: приток иностранных инвестиций в энергетический сектор России осложняется не только введенными санкциями, но и главным препятствием — нестабильностью мировых цен на энергоносители. Текущая ценовая конъюнктура, а также ситуация со спросом и предложением подталкивают иностранных инвесторов к сокращению инвестиционного предложения.

Целью исследования является оценка влияния иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли России. Объект анализа — российские нефтегазовые компании, а статистическая база — финансовые отчеты компаний и государственные источники данных.

Ключевые слова: иностранные инвестиции, нефтегазовые компании, производственные показатели, финансовые показатели, добыча углеводородов, переработка нефти и газа, экспорт, эконометрические методы.

ASSESSMENT OF THE FOREIGN INVESTMENTS IMPACT ON THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN RUSSIA

S. Shumilova^{1,2}, R. Mochalov¹

¹ Novosibirsk State University, Novosibirsk

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Annotation. Foreign investments are the driving force in the development of the Russian oil and gas complex and the economy as a whole. So it was until 2014, today's situation has changed somewhat: not only imposed sanctions, but also the main obstacle — the instability of world energy prices, complicate the influx of foreign investment in the energy sector. The current price environment, as well as the supply and demand situation, is pushing foreign investors to reduce the investment proposal.

The aim of the study is to assess the impact of foreign investment on the development of the oil and gas industry in Russia. The object of analysis is Russian oil and gas companies, and the statistical base is financial statements of companies and government data sources.

© С. И. Шумилова, Р. А. Мочалов, 2019

Исследование выполнено при финансовой поддержке научных проектов РФФИ № 18-010-01032 и государственной программы «Выполнение фундаментальных научных исследований» № 0331-2019-0028.

Key words: Foreign investments, oil and gas companies, production indicators, financial indicators, hydrocarbon production, oil and gas processing, export, econometric methods.

Инвестиционные проекты в нефтегазовом секторе отличаются тем, что они сильно зависят от глобальной экономической среды, которая влияет на их прибыльность и, как следствие, на экономическую эффективность. Риски, присущие таким проектам, также отличаются более широким диапазоном, чем в других отраслях, и могут оказать решающее влияние на экономические параметры инвестиционной сделки. Одним из значительных рисков в этой отрасли является финансовый риск, который, в свою очередь, связан с недостаточным финансированием проектов — это результат отсутствия прямых иностранных инвестиций и оттока капитала из страны, который сегодня в России составляет значительные суммы.

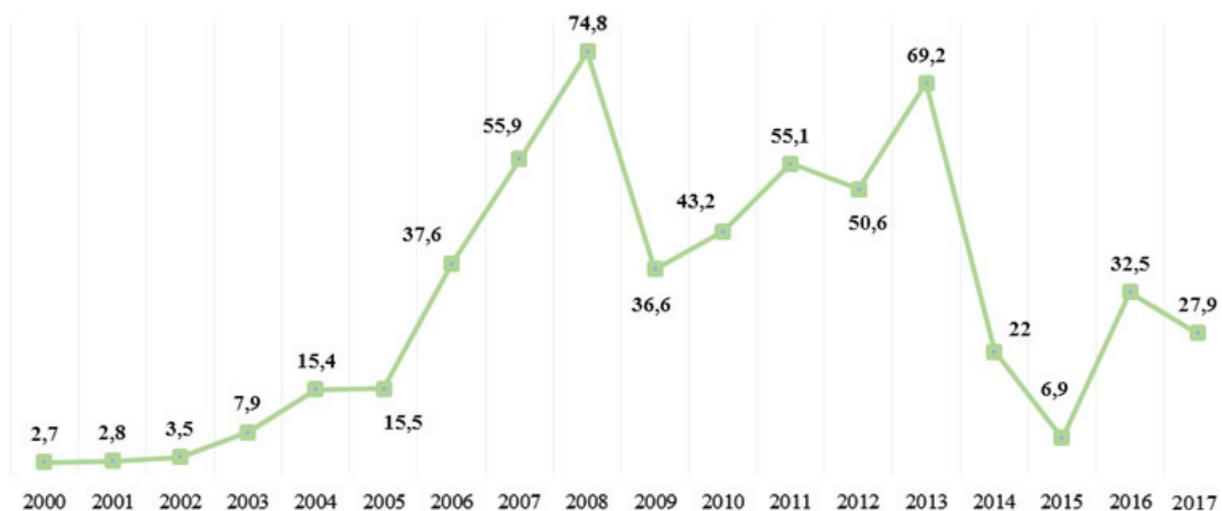
Это подтверждается информацией EPFR — Emerging Portfolio Fund Research, организации, специализирующейся на сборе и анализе информации о притоке и оттоке средств в инвестиционных фондах. Так, по данным за январь–март 2015 года отток капитала с российского рынка составил 56 млн долларов. Чистый отток капитала из России в 2017 году составил 31,3 млрд долларов США.

Кроме того, из-за отсутствия инвестиций многие проекты по разведке и даже добыче нефти и газа приостановлены или закрыты. Например, из-за выхода иностранных инвесторов Роснефть прекратила разведочное бурение для семи проектов на арктическом шельфе, расположенных на Южно-Приновоземельском, Поморском, Северо-Поморском, Северо-Поморском 2, Русском, Западно-Матвеевском и Восточно-Сибирском лицензионных участках. Начало промышленного производства также отложено на уникальном Русском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе, разрабатываемом подразделением «Роснефть» «Тюменнефтегазе».

Целью исследования является оценка влияния иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли России. Объектом анализа стала нефтегазовая отрасль Российской Федерации, а статистической базой — финансовые отчеты нефтегазовых компаний и официальные государственные источники. Автором был проведен библиометрический анализ отечественной и зарубежной литературы по данной теме, обзор теоретико-методологических подходов к анализу иностранных инвестиций, анализ методов, используемых для оценки влияния иностранных инвестиций на экономику в целом и нефтегазовый сектор, а также проведены выбор наиболее эффективного метода и расчеты.

По данным одной из крупнейших и наиболее авторитетных в мире электронной библиографии EconLit автором были сделаны следующие выводы: исследовательская деятельность в области анализа роли иностранных инвестиций для экономики и нефтегазового комплекса разных стран возрастает в течение всего периода с 1990 по 2017 год. Кроме этого, не осуществлялся комплексный анализ влияния иностранных инвестиций на развитие нефтегазового сектора, который включает оба направления: влияние притока прямых иностранных инвестиций на производственные и экономические показатели нефтегазового сектора и влияние этих показателей на приток иностранных инвестиций зарубежными и российскими исследователями.

В последние годы в мировой экономике преобладает эконометрический подход к изучению прямых иностранных инвестиций и их влияния на развитие экономики и нефтегазового сектора. В большинстве работ он используется для обоснования гипотез, выдвинутых авторами. Недостатки такого подхода заключаются в следующем: он подвержен сильным статистическим ошибкам из-за неточной или непредставительной выборки, условия применимости регрессионных моделей, как правило, требуют введения серьезных ограничений, которые не наблюдаются в реальной экономике. Интерпретация результатов подобных исследований также предоставляет некоторую свободу для авторов.



Приток прямых иностранных инвестиций в Россию с 2000 по 2017 годы, млрд долларов США

Однако использование эконометрических методов наиболее эффективно для выявления зависимости и влияния таких переменных, как иностранные инвестиции и производственно-экономические показатели нефтегазового комплекса.

В результате проделанной работы были получены следующие результаты.

1. Исходя из результатов оценки уравнения статистической модели, построенной на данных за период с 2007 по 2017 гг., существует значительная связь между производством и экспортом газа в России и прямыми иностранными инвестициями в качестве независимой переменной. Связь между ПИИ и объемами добычи и переработки нефти положительна, но незначительна, в то время как между ПИИ и экспортом нефти существует положительная и значимая взаимосвязь.

2. Результаты статистической модели уравнения для оценки значимости влияния ПИИ на производство нефти, газа, объемы переработки, экспорт нефти и газа подтверждают сохраняющуюся значимость воздействия ПИИ на производство и экспорт углеводородов в России.

Список литературы

1. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Комарова А. В., Шумилова С. И. Итоги развития газовой промышленности России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2018. № 5. С. 57–65.
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов // Экологический вестник России. 2018. № 10. С. 1–6.
3. Проворная И. В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. № 1 (169). С. 20–30.
4. Филимонова И. В. Государственное стимулирование экономического развития нефтегазовых регионов // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: сб. ст. В 6 т. / Под ред. В. И. Клисторина, О. В. Тарасовой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 355–363.

5. Филимонова И. В. Нефтегазовый комплекс в социально-экономическом развитии регионов восточной Сибири // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: сб. ст. В 6 т. / Под ред. В. И. Сулова, Н. В. Горбачевой; Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. Новосибирск, 2018. С. 259–267.

6. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов // Экологический вестник России. 2018. № 10. С. 1–6.

7. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В., Мишенин М. В., Комарова А. В., Ельцов И. Н., Эпов М. И., Бурштейн Л. М., Сенников Н. В., Ершов С. В., Моисеев С. А., Казаненков В. А., Малев-Ланецкий Д. В., Юркевич Н. В. Нефтегазовый комплекс России — 2017. Ч. 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние Нефтегазовый комплекс России. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2017.

8. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. 2016. Т. 16. № 1. С. 25–38.

9. Eder L. V., Filimonova I. V., Provornaya I. V., Nemov V. Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. Т. 84. С. 012012.

10. Kontorovich A. E., Eder L. V., Filimonova I. V. Paradigm oil and gas complex of Kussia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. Т. 84. С. 012010.

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЮРСКИХ И МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮЖНО-ЯМАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА**

С. В. Юдин¹, К. В. Сесь²

¹ *Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск*

² *Институт нефтегазовой геологии и геофизики*

им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Приводятся результаты оценки перспектив нефтегазоносности юрских и меловых отложений Южно-Ямальского нефтегазоносного района по гидрогеологическим данным. Установлено, что на территории распространены воды хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого состава с минерализацией от 2 до 19 г/дм³. При региональной оценке нефтегазоносности установлено, что наиболее перспективной является центральная часть региона. В качестве наиболее достоверных критериев для локальной оценки были выбраны гидрогеохимические и газовые показатели.

Ключевые слова: гидрогеологические критерии нефтегазоносности, гидрогеохимия, газогидрогеохимия, палеогидрогеология, гидродинамическое поле, геотермический режим недр.

**HYDROGEOLOGICAL CRITERIAS OF OIL AND GAS PERSPECTIVES
OF THE JURASSIC AND CRETACEOUS AREAS
ON THE SOUTH-YAMAL OIL AND GAS REGION**

S. V. Yudin¹, K. V. Ses²

¹ *Novosibirsk State University, Novosibirsk*

² *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk*

Abstract. There are presented the results of assessing the prospects of petroleum potential of the Jurassic and Cretaceous sediments on the South Yamal oil and gas region according to hydrogeological data. It has been established that the waters of sodium chloride, sodium chloride bicarbonate, and bicarbonate sodium chloride with mineralization from 2 to 19 g/dm³ are common on the territory. With a regional assessment of petroleum potential it was found that the most prospect is the central part of the region. Hydrogeochemical and gas indicators were selected as the most reliable criteria for local assessment.

Key words: hydrogeological criteria for oil and gas, hydrogeochemistry, gas-hydrogeochemistry, paleo-hydrogeology, hydrodynamic field, geothermal regime of subsoil.

Использование гидрогеологических показателей при оценке перспектив нефтегазоносности имеет место как самостоятельно, так и в комплексе с другими методами; это обусловлено тем, что вода принимает непосредственное участие в процессах формирования и перемещения

залежей углеводородов (УВ) на всех стадиях развития осадочного бассейна. Начиная с 60-х годов многими учеными применяются гидрогеологические критерии при оценке перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна [1–4, 7]. В. А. Сулин выделял прямые и косвенные показатели (прямые, косвенные и косвенные несамостоятельного значения). А. А. Карцев разделяет показатели нефтегазоносности в зависимости от значения критериев: 1) наличие залежей УВ, 2) условия формирования залежей, 3) условия сохранения и разрушения залежей и 4) наличие ловушек [8]. В соответствии со стадиями поиска нефти и газа Е. В. Стадник выделил следующие показатели: 1) группа региональной оценки перспектив нефтегазоносности бассейнов, 2) зональной и 3) локальной оценки перспективных структур. Л. М. Зорькин с соавторами усовершенствовал эти классификации и выделил следующие гидрогеологические критерии перспектив нефтегазоносности: обще- и палеогидрогеологические, гидрогеодинамические, гидрогеохимические, газовые, гидрогеотермические, микробиологические [3, 7].

Локальный прогноз оценки перспектив нефтегазоносности основан на применении множества классификаций по гидрогеологическим показателям. Так, А. А. Карцев, Э. Е. Лондон, Е. В. Стадник, В. А. Сулин и другие исследователи разделяют комплекс гидрогеологических критериев локальной оценки на прямые и косвенные [3, 8].

Район исследования приурочен к Южно-Ямальскому нефтегазоносному району (НГР) Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В пределах Южно-Ямальского НГР открыто 10 месторождений углеводородов, из них 4 нефтегазоконденсатных, 3 газовых и 3 газоконденсатных. Сегодня сейсморазведочными и буровыми работами доказана нефтегазоносность юрских и меловых отложений, а также пород палеозойского фундамента (по данным ИНГГ СО РАН).

В результате проведения гидрогеологической стратификации Южно-Ямальского НГР установлено, что в вертикальном разрезе выделяются два гидрогеологических этажа: верхний и нижний, которые разделены между собой регионально развитой турон-олигоценовой глинистой толщей. Залежи нефти и газа приурочены к нижнему гидрогеологическому этажу, в пределах которого выделяются четыре водоносных комплекса (сверху вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, юрский и палеозойский. Для водоносных комплексов характерно пологое, близкое к горизонтальному залегание, преимущественно терригенный состав, высокие фильтрационно-емкостные свойства и надежная изоляция друг от друга рядом регионально выдержанных флюидоупоров. По результатам палеогидрогеологических реконструкций установлено, что на территории исследования господствовали обстановки морского осадконакопления, что говорит о насыщенности глинистых осадков органическим веществом.

Эволюция гидродинамического поля региона происходила в тесной связи с гидрогеологической цикличностью развития бассейна. На ряде месторождений в центральной и южной частях региона установлена область повышенных и аномально высоких пластовых давлений (АВПД), что свидетельствует о процессах элизионного водообмена и высокой степени закрытости недр, что является благоприятным фактором для протекания процессов нефтегазообразования. Анализ геотермического режима недр выявил зону повышенных значений среднего геотермического градиента в западной и в северо-восточной частях территории исследования. Благоприятные температурные значения для протекания процессов нефтегазообразования и сохранности залежей УВ (в пределах 60–120 °С) установлены как в неокомском, так и в юрском гидрогеологических комплексах. Таким образом, в региональном масштабе юрско-меловой разрез Южно-Ямальского НГР характеризуется благоприятными условиями для генерации и аккумуляции здесь УВ-залежей, что в свою очередь подтверждает его перспективность и высокую вероятность обнаружения здесь пропущенных залежей нефти, газа и конденсата.

На зональном уровне стоит отметить некоторые особенности территории исследования. Во-первых, глинизация верхнеюрского водоносного комплекса обуславливает существова-

ние мощных баженовской и нурминской толщ, гидродинамическим следствием чего является наличие зон аномально высоких пластовых давлений. АВПД установлены в скв. № 102 Новопортовского месторождения и скв. № 60 и 66 Ростовцевского месторождения (неокомский комплекс) и в скв. № 88, 92, 104, 113, 137 и 178 Новопортовского месторождения (юрский комплекс). Максимальные значения пластовых давлений достигают 37 Мпа в юрском комплексе. Во-вторых, в пределах Байдарацкой, Среднеямальской, Усть-Юрибейской, Нурминской, Хамбатеиской, Ростовцевской, Малоямальской и Каменномысской площадей преобладает инверсионный тип гидрогеохимической зональности (уменьшение минерализации с глубиной). На большинстве структур выявлен рост концентраций гидрокарбонат иона с глубиной и переход от преимущественно хлоридного натриевого типа вод к хлоридно-гидрокарбонатному натриевому.

Следует отметить, что отдельные показатели не равноценны, но комплекс показателей в совокупности определяет общую нефтегазопоисковую зональность подземных вод на данной территории. Следовательно, при локальной оценке важно обосновать оптимальный комплекс критериев нефтегазоносности.

Как известно, в целом все подземные воды Западной Сибири характеризуются низкой сульфатностью, что, по мнению Е. С. Гавриленко, В. А. Кротовой и других исследователей, является достаточно надежным показателем нефтегазоносности [2]. Повышенные концентрации гидрокарбонат-иона являются одним из важнейших поисковых критериев в северных частях Западной Сибири. Ионы NH_4 — и J^- , по мнению многих исследователей, связаны с органическим веществом водовмещающих пород. Повышенные концентрации аммония свидетельствуют о первичном обогащении илов органикой и сохранении значительной части в седиментационных водах. Концентрирование йода в подземных водах происходит вследствие преобразования рассеянного органического вещества пород и высокой степени гидрогеологической закрытости недр. Стоит отметить, что присутствие неуглеводородных газов (CO_2 , N_2 и др.) говорит об инфильтрационном водообмене, что позволяет отнести такие территории к неперспективным. Для Южно-Ямальского НГР в качестве оптимального комплекса выделены следующие гидрогеологические критерии нефтегазоносности: гидрогеохимические показатели — значения величины общей минерализации от 2 до 19 г/дм³, хлоридный натриевый, хлоридно-гидрокарбонатный натриевый и гидрокарбонатно-хлоридный натриевый тип вод, повышенные концентрации NH_4^- , I^- , F^- , Ca^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , коэффициенты $r\text{Na}/r\text{Cl}$, Cl/Br , V/Br ; состав водорастворенных и свободных газов — концентрации метана более 80 %, сумма тяжелых углеводородов от первых десятых до 14 %, содержание азота и углекислого газа (до 6 и 4 % соответственно) [5, 6]. На основе полученных данных можно выделить наиболее перспективные зоны накопления залежей УВ. На следующем этапе исследования планируется провести анализ критериев локальных перспектив южной части полуострова Ямал по гидрогеологическим данным и построить карты перспектив нефтегазоносности юрских и меловых отложений, установить пропущенные или не выявленные залежи.

Список литературы

1. Барс Е. А. Гидрогеологические и палеогидрогеологические обстановки нефтегазоносных областей. М.: Наука, 1968. 96 с.
2. Гавриленко Е. С. Гидрогеохимические показатели нефтеносности по солевому и изотопному составу подземных вод. Киев: Наукова думка, 1965. 187 с.
3. Зорькин Л. М., Суббота М. И., Стадник Е. В. Нефтегазопоисковая гидрогеология. М.: Недра, 1982. 216 с.

4. Конторович А. Э., Нестерова И. И., Саламанова Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
5. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 65–74.
6. Новиков Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях п-ова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 16–21.
7. Суббота М. И., Клейменов В. Ф., Стадник Е. В., Зорькин Л. М., Яковлев Ю. Я. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1990. 221 с.
8. Карцев А. А., Вагин С. Б., Шугрин В. П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 208 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В НЕОДНОРОДНЫХ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТАХ

А. И. Яндавлетов, И. В. Канафин

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Аннотация. Представлены результаты численного моделирования однофазной фильтрации жидкости в неоднородном по проницаемости пласте. Расчеты производились в пакетном симуляторе ANSYS Fluent. Исследовано два случая проницаемости в прискважинной зоне: хорошо проницаемая зона (100 мД), плохо проницаемая зона (5 мД). Приведены графики зависимости температуры и скорости на стенке скважины от глубины в различные моменты времени. Показано, что в случае плохой проницаемости прискважинной зоны на термограммах отмечается аномалией охлаждения, величина которой со временем уменьшается. А в случае хорошей проницаемости прискважинной зоны отмечается аномалия разогрева, которая со временем также сглаживается.

Ключевые слова: неоднородный пласт, температура, фильтрация, эффект Джоуля — Томсона.

TEMPERATURE FIELD SIMULATION IN HETEROGENEOUS RESERVOIRS

A. Yandavletov, I. Kanafin

Bashkir State University, Ufa

Annotation. The paper presents the results of numerical simulation of single-phase filtration of a liquid in a reservoir that is not uniform in permeability. The calculations were performed in ANSYS Fluent. Two cases of permeability in near-wellbore zone were investigated: a well-permeable zone (100 mD), a poorly permeable zone (5 mD). The graphs of temperature and velocity on borehole wall versus depth at various points in time are shown. It is shown that in case of poor permeability of near-wellbore zone, thermometry shows a cooling anomaly, value of which decreases with time. And in the case of good permeability of near-bottom zone, the heating anomaly is noted, which also smoothes over time.

Key words: heterogeneous reservoir, temperature, filtration, Joule — Thomson's effect.

Как известно, метод термометрии является одним из наиболее информативных геофизических методов при контроле технического состояния эксплуатируемых пластов и скважин [1]. Но сегодня термометрия интерпретируется в основном на качественном уровне, а для количественной интерпретации требуется учет многих термогидродинамических процессов. В этом плане численное моделирование фильтрации жидкости в пласте является наиболее предпочтительным и актуальным.

Ниже приведены результаты моделирования фильтрации жидкости в неоднородном по проницаемости пласте. В коммерческом симуляторе ANSYS Fluent разработана следующая модель пласта (рис. 1): имеется три слоя с различной проницаемостью, средний пласт имеет кольцевую неоднородность в прискважинной зоне. В качестве граничных условий задается

давление на контуре пласта и на стенке скважины. Геометрические параметры пласта представлены в таблице.

Геометрические параметры модели

Параметр	Значение, м	Комментарии
$R_{\text{скв}}$	0,1	Радиус скважины
$R_{\text{кон1}}$	1	Радиус кольцевой зоны
$R_{\text{к}}$	10	Радиус контура пласта
H	3	Мощность пласта
h	1	Мощность пропластков

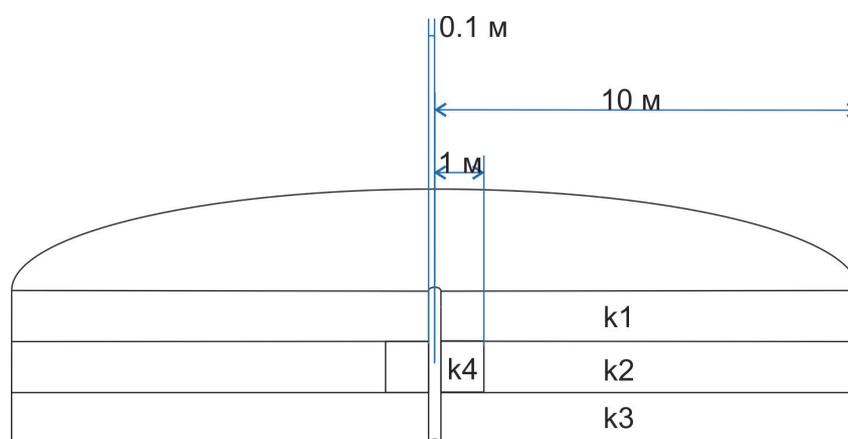


Рис. 1. Модель пласта

Были рассмотрены два случая с различной проницаемостью:

1) $k_1 = 100$ мД, $k_2 = 50$ мД, $k_3 = 100$ мД, $k_4 = 5$ мД, $\Delta P = 20$ атм;

2) $k_1 = 50$ мД, $k_2 = 50$ мД, $k_3 = 50$ мД, $k_4 = 100$ мД, $\Delta P = 20$ атм.

Для сравнения результатов были смоделированы зависимости температуры и скорости для двух различных участков пласта:

1) $R = 0,1$ м (на стенке скважины);

2) $R = 0,5$ м.

Все кривые расположены вдоль скважины по всей мощности.

В связи с тем, что скорость фильтрации напрямую зависит от величины абсолютной проницаемости, в первом случае наблюдается падение скорости напротив среднего пласта (рис. 2). Вследствие этого температура напротив данного участка пласта в начальные моменты времени имеет отставание по сравнению с верхним и нижним пропластками. Данную аномалию ошибочно можно интерпретировать как поступление фронта закачиваемой холодной воды или как приток газа или газированной нефти. Со временем температурный профиль выравнивается.

Из рис. 3 (случай с хорошей проницаемостью среднего пропластка) отмечается увеличенный профиль напротив среднего пропластка. В связи с этим темп восстановления температуры напротив него намного выше, чем в двух других пропластках. Также видно, что со временем профиль температуры выравнивается по пласту.

Таким образом, при интерпретации термограмм в скважинах особое внимание стоит уделять петрофизическим характеристикам эксплуатируемых горизонтов.

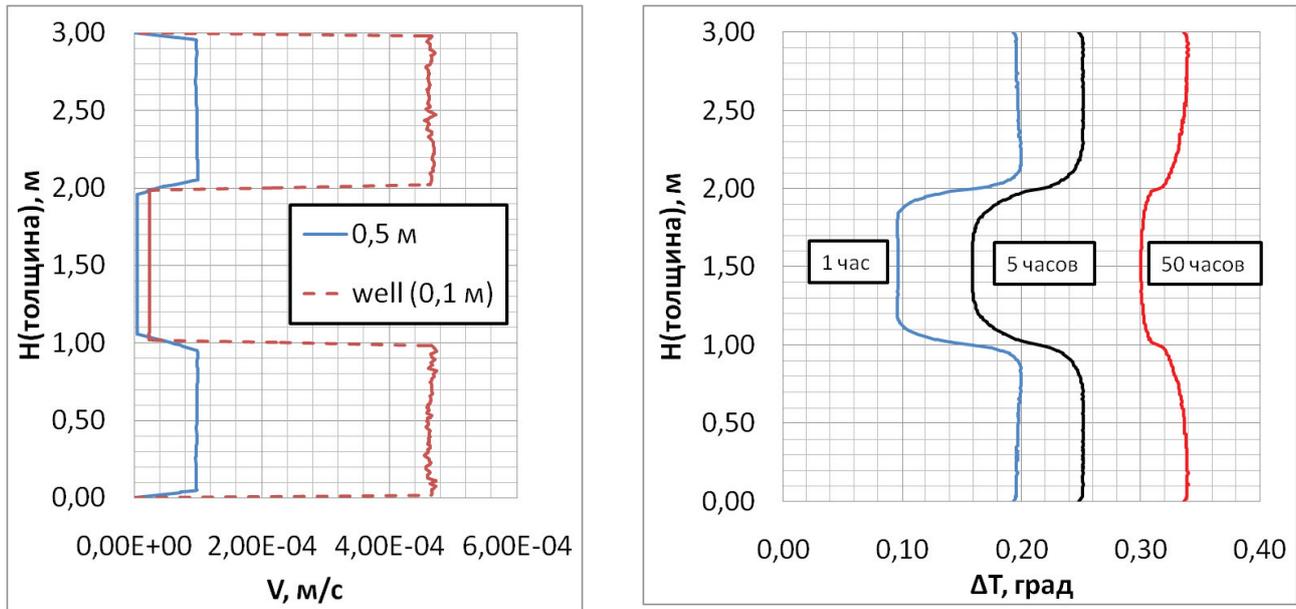


Рис. 2. Распределение скорости и температуры для первого случая

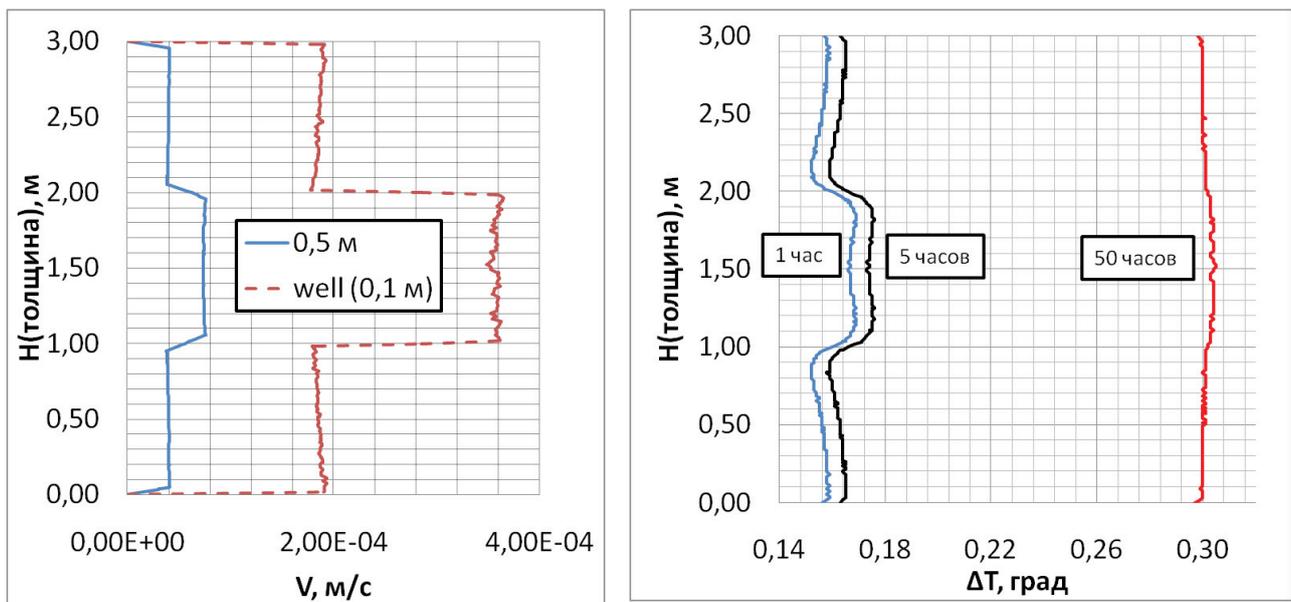


Рис. 3. Распределение скорости и температуры для второго случая

Список литературы

1. Шарафутдинов Р. Ф., Канафин И. В., Хабилов Т. Р., Низаева И. Г. Численное исследование температурного поля в системе «скважина — пласт» при разгазировании нефти // Вестн. Тюменск. гос. ун-та. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3. № 2. С. 8–20.
2. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 240 с.
3. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Альтемиров Д. В. Комплексирование геолого-геохимических и геофизических методов при исследовании юрских отложений на территории Сургутского нефтегазоносного района.....	3
Бардачевский В. Н. Прогноз перспективных зон нефтегазоаккумуляции в ачимовской толще Гыданского полуострова	5
Букатов М. В., Салихов Т. М., Погребнюк С. А., Газалиев Р. Р. Концептуальная геологическая модель ачимовской толщи центральной части Западной Сибири	9
Бурухина А. И. Геохимия ароматических углеводородов Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений.....	13
Волкова А. А. Оценка преимущественной азимутальной направленности трещиноватости карбонатных пород доюрского фундамента Западной Сибири.....	16
Галеев Р. И. Фациальный анализ условий формирования чеускинского клиноциклита на примере Умкинского месторождения	19
Галиева М. Ф., Крутенко Д. С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженковского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область)	22
Грубась С. И., Логинов Г. Н., Дучков А. А. Ускорение процедур суммирования сейсмических данных с помощью нейронных сетей	26
Гусева С. М. Сейсмогеологическая, структурно-тектоническая характеристика и нефтегазоносность Южно-Карской региональной депрессии	30
Дзюба Ю. А., Юва Д. С. Влияние санкций и падения цен на нефть на динамику основных макроэкономических показателей Российской Федерации	33
Диева Н. Н., Кравченко М. Н., Набиуллина А. А. Обоснование на основе численного моделирования выбора методов теплового воздействия на керогеносодержащие пласты	37
Еганова Д. К. Литологические особенности усть-кутского продуктивного горизонта центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы	40
Емельянов В. С., Шарлов М. В., Буддо И. В., Шелухов И. А. Использование искусственных нейронных сетей для выполнения инверсии кривых электромагнитных зондирований.....	43
Загоровский Ю. А. Соляная тектоника Ковыктинского газоконденсатного месторождения по данным сейсморазведки и бурения	47
Земнухова Е. А. Сравнительный анализ регионов России по уровню выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	50
Исламидинов Н. Д. Моделирование истории генерации углеводородов в осадочных породах баженковского горизонта Нижнеенисейского очага нефтегазообразования	54
Канакова К. И. Особенности геологического строения девон-каменноугольных отложений в пределах Останинского и Северо-Останинского месторождений	57

Кожевин В. А., Мишенин М. В. Оценка потребления возобновляемых источников энергии: разработка методического подхода	60
Комарова А. В. Немов В. Ю. Развитие системы налогообложения нефтегазового комплекса России	64
Косенко И. Н. Следы сверления в раковинах двустворчатых моллюсков из верхней юры Приполярного Урала.....	68
Космачева А. Ю. Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации геологических, геофизических и геохимических данных	71
Котик О. С. Особенности состава органического вещества кунгурских отложений севера Печорского угольного бассейна.....	73
Крошка Е. С., Репин А. В., Родионова О. В. Влияние площади удельной поверхности на диэлектрическую релаксацию в водонасыщенных глинах при отрицательных температурах	77
Кузнецова М. И. Анализ распределения гомологов метана в пробах снега на территории Песцового лицензионного участка, ЯНАО	81
Лунёва Т. Е., Кириллина М. С., Меренкова А. С. Прогнозирование нефтегазоносности доюрского комплекса на основе палетемпературного моделирования тогурской свиты (Колтогорский мезопрогиб).....	84
Маринов Р. В. Состояние геолого-геофизической изученности в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности Северо-Алданской НГО.....	88
Марков Г. Е. Клоудиноподобные ископаемые выше границы эдиакария и кембрия на Оленекском поднятии Сибирской платформы.....	92
Мельник Д. С., Парфенова Т. М., Рогов В. И. Геохимия насыщенных углеводородов-биомаркеров рассеянного органического вещества хатыспытской свиты неопротерозоя (северо-восток Сибирской платформы).....	96
Москаев И. А., Даниловский К. Н., Дудаев А. Р. Новое программное обеспечение для геонавигации на основе алгоритма инверсии данных электромагнитного каротажа	100
Некипелов Д. В., Ваганова А. А. Петрографический анализ песчаников и алевролитов тюменской, васюганской, сортымской свит Северо-Покачевского месторождения (Западная Сибирь)	103
Проворная И. В., Мишенин М. В. Мультипликативное влияние развития нефтяной промышленности на основные социально-экономические показатели Новосибирской области	106
Прохорова П. Н. Оценка нефтегазового потенциала Буреинской впадины (Дальний Восток) на основе бассейнового моделирования в системах российского и зарубежного программного обеспечения	109
Родионова О. В., Крошка Е. С., Репин А. В. Влияние температуры на параметры процессов диэлектрической релаксации в бентонитовой глине.....	112

Романов П. Е., Калинин А. Ю. Сейсмогеологическая модель и анализ истории тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины	116
Саитов Р. М. Перспективы нефтеносности баженовской свиты в центральной части Широного Приобья	119
Салахов Р. Р. Перспективы нефтегазоносности венд-рифейских отложений Алдано-Майской впадины	123
Семенов С. С. Сейсмогеологические модели юрско-меловых нефтегазоперспективных комплексов юго-западной части Нижневартовского свода.....	126
Семинский И. К., Шарлов М. В., Буддо И. В., Емельянов В. С. Оценка влияния угла наклона рельефа дневной поверхности на кривые зондирования становлением поля в ближней зоне.....	129
Солмин А. Е., Сурикова Е. С. Типы структур-ловушек в северных и арктических регионах Западной Сибири (на примере месторождений Надым-Пурской, Ямальской и Гыданской НГО).....	133
Сотнич И. С. Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиантеклизы	136
Таратенко А. В. Структурная характеристика и сейсмогеологические модели нижне-среднекембрийских нефтегазоперспективных объектов на востоке Курейской синеклизы	140
Темникова Е. Ю., Федосеев А. А. Пространственное распределение органического вещества в основных литологических типах пород баженовской свиты по данным ГИС	144
Трушкина А. Е. Седиментогенез нижнемеловых отложений Северо-Гыданского нефтегазоносного района.....	148
Хусаинова М. А. Исследование пустотно-порового пространства коллекторов заволжского надгоризонта Михайловского месторождения (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция).....	152
Цветков С. С. Геологическое строение и нефтегазоносность неокомских отложений Пайяхско-Байкаловской зоны нефтегазонакопления.....	155
Чернова Е. С., Бурухина А. И., Шумская М. Й. Особенности температурных ЯМР-исследований образцов нефти с месторождений Западной Сибири.....	158
Шаваров Р. Д. Литология и условия формирования коллекторов в докембрийских отложениях восточной части Лено-Анабарской НГО	162
Шумилова С. И., Мочалов Р. А. Анализ влияния иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли России	165
Юдин С. В., Сесь К. В. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности юрских и меловых отложений Южно-Ямальского нефтегазоносного района	169
Яндавлетов А. И., Канафин И. В. Моделирование температурного поля в неоднородных по проницаемости пластах	173

УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ

Альтемиров Д. В.	3	Меренкова А. С.	84
Бардачевский В. Н.	5	Мишенин М. В.	60, 106
Буддо И. В.	43, 129	Москаев И. А.	100
Букатов М. В.	9	Мочалов Р. А.	165
Бурухина А. И.	13, 158	Набиуллина А. А.	37
Ваганова А. А.	103	Некипелов Д. В.	103
Волкова А. А.	16	Немов В. Ю.	64
Газалиев Р. Р.	9	Парфенова Т. М.	96
Галеев Р. И.	19	Погребнюк С. А.	9
Галиева М. Ф.	22	Проворная И. В.	106
Грубась С. И.	26	Прохорова П. Н.	109
Гусева С. М.	30	Репин А. В.	77, 112
Даниловский К. Н.	100	Репин А. В.	77
Дзюба Ю. А.	33	Рогов В. И.	96
Диева Н. Н.	37	Родионова О. В.	77, 112
Дудаев А. Р.	100	Романов П. Е.	116
Дучков А. А.	26	Сайтов Р. М.	119
Еганова Д. К.	40	Салахов Р. Р.	123
Емельянов В. С.	43, 129	Салихов Т. М.	9
Загоровский Ю. А.	47	Семенов С. С.	126
Земнухова Е. А.	50	Семинский И. К.	129
Исламидинов Н. Д.	54	Сесь К. В.	169
Калинин А. Ю.	116	Солмин А. Е.	133
Канакова К. И.	57	Сотнич И. С.	136
Канафин И. В.	173	Сурикова Е. С.	133
Кириллина М. С.	84	Таратенко А. В.	140
Кожевин В. Д.	60	Темникова Е. Ю.	144
Комарова А. В.	64	Трушкина А. Е.	148
Косенко И. Н.	68	Федосеев А. А.	144
Космачева А. Ю.	71	Хусаинова М. А.	152
Котик О. С.	73	Цветков С. С.	155
Кравченко М. Н.	37	Чернова Е. С.	158
Крошка Е. С.	77, 112	Шаваров Р. Д.	162
Крутенко Д. С.	22	Шарлов М. В.	43, 129
Кузнецова М. И.	81	Шелохов И. А.	43
Логинов Г. Н.	26	Шумилова С. И.	165
Лунёва Т. Е.	84	Шумскайте М. Й.	158
Маринов Р. В.	88	Юва Д. С.	33
Марков Г. Е.	92	Юдин С. В.	169
Мельник Д. С.	96	Яндавлетов А. И.	173

Научное издание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА СИБИРИ

Материалы 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов,
посвященной 85-летию академика А. Э. Конторовича

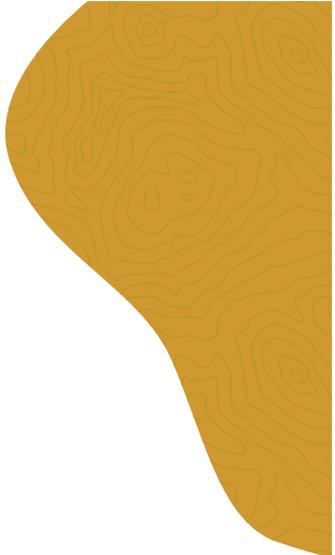
г. Новосибирск, 12–13 марта 2019 г.

Тексты приводятся в авторской редакции с незначительными правками.

Корректор *Д. М. Валова*
Верстка *А. С. Терешкиной*
Обложка *Е. В. Неклюдовой*

Подписано в печать 12.03.2019 г.
Формат 60 × 84/8. Уч.-изд. л. 22,5. Усл. печ. л. 20,9.

Тираж 21 экз. Заказ № 27.
Издательско-полиграфический центр НГУ
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2.



ISBN 978-5-4437-0856-0



9 785443 708560



ИНГГ
СО РАИ

www.ipgg.sbras.ru

<http://petroleum-problems-2019.ipgg.sbras.ru>

