

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-41-50

Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в пределах Восточно-Баренцевского бассейна

© 2024 г. | Г.В. Ульянов¹, О.В. Богоявленская, Д.Ю. Голованов¹, Н.А. Малышев², Д.К. Комиссаров², В.Е. Вержбицкий², А.А. Колюбакин³, А.А. Суслова⁴, А.Г. Калмыков⁴

¹ООО «РН-Шельф-Арктика», Москва, Россия; gvulyanov@rnsha.rosneft.ru; dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru;

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; n_malyshhev@rosneft.ru; dk_komissarov@rosneft.ru; v_verzhbitskiy@rosneft.ru;

³ООО «РН-Эксплорейшн», Москва, Россия; a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru;

⁴МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.suslova@oilmsu.ru; a.kalmykov@oilmsu.ru

Поступила 27.10.2023 г.

Доработана 12.11.2023 г.

Принята к печати 15.04.2024 г.

Ключевые слова: осадочный бассейн; органическое вещество; нефтегазоматеринские породы; бассейновое моделирование; углеводороды нефтяного ряда; магматизм; интрузии; битумы.

Аннотация: В статье рассмотрены аспекты формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в триас-меловых отложениях Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Результаты поисково-разведочного бурения указывают на преимущественную газоносность региона, но, несмотря на это, на обрамляющих его островах арх. Земля Франца-Иосифа и в донных осадках северной части акватории Баренцева моря установлено наличие битумопроявлений и углеводородов нефтяного ряда, генезис которых достоверно неизвестен. Для определения их источников проведена реконструкция эволюции углеводородных систем с применением технологий трехмерного бассейнового моделирования, учитывающего основные тектоноседиментационные особенности развития региона от позднедевонской рифтовой стадии до синеклизной в настоящее время. Для учета основных структурных перестроек проведено восстановление мощностей эродированных осадков во время основных фаз воздымания в триас-кайнозойское время. В термической истории учтены события мезозойского магматизма и четвертичных оледенений. Достоверность полученных результатов апробирована реальными кинетическими спектрами образцов мезозойских нефтегазоматеринских пород, откалибрована на замеры плотности теплового потока и отражательной способности витринита. В результате установлено, что к моменту формирования основных структур отложения верхнего – среднего триаса частично вышли из главных зон нефте- и газообразования, что отчасти обусловлено внедрением интрузий, повлекшим термическую деструкцию органического вещества и газообразный тип генерируемого флюида. Юрские нефтегазоматеринские толщи остались преимущественно незрелыми. Результаты моделирования апробированы хроматомасс-спектрометрическими исследованиями битумов, отобранных в рамках экспедиции на арх. Земля Франца-Иосифа в 2022 г. По биомаркерам источником битумов являются породы, содержащие органику континентального и прибрежно-морского генезиса, что отвечает среднетриасовому интервалу, однако прямых корреляций нефть – органическое вещество установить не удалось. Факт наличия жидких углеводородов в регионе подтвержден вещественными методами и цифровыми симуляторами. Обоснование их источников и оценка объемов генерации остаются одними из приоритетных задач для будущих исследований.

Для цитирования: Ульянов Г.В., Богоявленская О.В., Голованов Д.Ю., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г. Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в пределах Восточно-Баренцевского бассейна // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-41-50.

Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin

© 2024 | G.V. Ul'yanov¹, O.V. Bogoyavlenskaya, D.Yu. Golovanov¹, N.A. Malyshev², D.K. Komissarov², V.E. Verzhbitskii², A.A. Kolyubakin³, A.A. Suslova⁴, A.G. Kalmykov⁴

¹RN-Shels-Arctic, LLC, Moscow, Russia; gvulyanov@rnsha.rosneft.ru; dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru;

²Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; n_malyshhev@rosneft.ru; dk_komissarov@rosneft.ru; v_verzhbitskiy@rosneft.ru;

³RN-Exploration, LLC, Moscow, Russia; a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru;

⁴Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.suslova@oilmsu.ru; a.kalmykov@oilmsu.ru

Received 27.10.2023

Revised 12.11.2023

Accepted for publication 15.04.2024

Key words: sedimentary basin; Organic Matter; source rock; basin modelling; hydrocarbon of petroleum series; magmatism; intrusion; bitumen.

Abstract: The authors discuss the aspects of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation in Triassic-Cretaceous deposits within East Barents Basin. The results of exploratory drilling are indicative of the predominant gas bearing capacity of the regions; although, despite this fact, the presence of bitumen shows and petroleum-series hydrocarbons having undetermined genesis is revealed on the islands of Franz Josef Land Archipelago framing this region, and in the seafloor sediments of the northern part of the Barents Sea waters. In order to determine their sources, reconstruction of hydrocarbon system evolution was carried out using 3D basin modelling technologies taking into account main tectonic and sedimentary features of the region development from Later Devonian rift stage up to the current syncline stage. To account for major structural rearrangements, reconstruction the thicknesses of sediments removed during major upwarping phases in Triassic-Cenozoic time was carried out. Thermal history takes into account the Mesozoic magmatism and Quaternary glaciation events. Reliability of the results obtained was tested on the actual kinetic spectra of Mesozoic source rock samples, and calibrated with the density of heat flow and vitrinite reflectance measurements. As a result, it was found that Upper – Middle Triassic deposits have partially left the main oil and gas generation zones by the time of main structures formation, which in some way responds to emplacement of intrusions that caused thermal destruction of Organic Matter and resulted in generation of gaseous fluid. The Jurassic source rocks remained mainly immature. The modelling results are tested using combined gas chromatography mass-spectrometry of bitumen samples taken in 2022 during a surveying company on the Franz Josef Land Archipelago. According to biomarkers, bitumen sources are rocks containing Organic Matter of continental and coastal marine genesis, which corresponds to the Middle Triassic interval; however, no direct oil-Organic Matter correlations could be revealed. Physical methods and digital simulators have supported the fact of liquid hydrocarbons presence in the region. Substantiation of their sources and assessment of generation amount remain among the priority tasks for future studies.

For citation: Ul'yanov G.V., Bogoyavlenskaya O.V., Golovanov D.Yu., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G. Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(3):41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-41-50. In Russ.

Введение

По последним оценкам Роснедр, континентальный арктический шельф РФ содержит более 85 трлн м³ природного газа и 17 млрд т нефти (Петров Е.И., 2022, устное сообщение). Основной их объем приходится на шельфы Баренцева и Карского морей [1], что подтверждается открытиями здесь уникальных и крупных газовых и газоконденсатных (Штокмановское, Ленинградское, им. Маршала Жукова, им. Маршала Рокоссовского и др.) и крупных нефтяных и газонефтяных (Победа, Мадагаскарское, Медыньское-море, Приразломное и др.) месторождений.

Вопрос фазового состава будущих открытий является одним из критически важных с позиций технико-экономического освоения ресурсов региона. Если преимущественная газоносность Южно-Карского нефтегазового бассейна подтверждается последними открытиями (месторождения им. Маршала Жукова и им. Маршала Рокоссовского) и хорошо согласуется с точки зрения единой (схожей) модели эволюции УВ-систем северных, преимущественно газоносных, районов Западной Сибири, то возможность образования и сохранности УВ нефтяного ряда в недрах Восточно-Баренцевского бассейна до сих пор является дискуссионной. К западу (норвежская часть Баренцева моря) и югу (Печорское море) открыты промышленные залежи нефти; на востоке (арх. Новая Земля) и севере (арх. Земля Франца-Иосифа) установлены прямые признаки нефтеносности в виде битумопроявлений, однако все пробуренные в акватории Восточно-Баренцевского нефтегазового бассейна скважины свидетельствуют о преимущественной газоносности.

Предпосылки и методы исследований

Особенности геологического строения Восточно-Баренцевского бассейна позволяют выделить

в его пределах три УВ-системы, доминирующие в различных частях: среднепалеозой-нижнетриасовую в восточной Предновоземельской области, триас-нижнемеловую в центральной части бассейна (Южно- и Северо-Баренцевские впадины) и преимущественно триас-верхнепалеозойскую (?) — в пределах западных бортовых поднятий на границе с норвежским сектором акватории. Ввиду отсутствия скважин, вскрывших полный разрез осадочного чехла в регионе, существуют неопределенности в стратиграфическом расчленении разреза, особенно это касается базальных горизонтов и палеозойского комплекса, что в настоящее время может быть решено в рамках программы стратиграфического бурения, инициированной ПАО «НК «Роснефть» [2]. Безусловно, детализация строения хроностратиграфических единиц и вариации фациального состава отложений будут оказывать влияние на развитие УВ-сырья региона, однако по мнению авторов статьи, это влияние будет не столь значительное. Вне зависимости от возраста УВ-сырья, основные факторы, определяющие тип флюида в залежах, являются универсальными для всех бассейнов и их можно объединить в три группы: 1) тип и зрелость нефтегазоматеринской породы (НГМП), 2) структурные перестройки и 3) изменения термобарического режима в истории развития региона.

Современные технологии прогноза и оценки перспектив нефтегазовости различных регионов во многом связаны с применением инструментов бассейнового моделирования и сейсмических (геофизических) преобразований. Если вторые работают непосредственно с конкретным объектом, характеризуя особенности его литологического состава и флюидонасыщения на текущий момент, то первые позволяют восстановить всю историю формирования потенциальных залежей, включая

оценку сохранности с учетом воздействия множества геологических факторов (магматизм, эпизоды эрозии, оледенения, вторичные преобразования и т. д.). Авторы статьи в рамках региональных исследований выполнили бассейновое моделирование с учетом положения в разрезе, времени внедрения и оценки мощностей субпластовых интрузий в осадочном чехле, последовательного восстановления мощности эродированных отложений и влияния оледенений [3].

Краткие сведения о геологическом строении региона

Тектоноседиментационная история Восточно-Баренцевского бассейна начинается, по представлениям авторов статьи, в позднедевонское (франское) время с процессов рифтогенеза в надсубдукционной задуговой тектонической обстановке, сопровождающихся синрифтовым вулканизмом. Начиная с фаменского века бассейн испытывал пострифтовое погружение с формированием карбонатных фаций в зоне шельфа и депрессионных — в глубоководных областях. Погружение происходило на фоне орогенических процессов в Северо-Карско-Североземельско-Таймырском регионе, происходивших до раннепермского времени включительно. В поздней перми карбонатное осадконакопление сменяется на терригенное, происходит накопление мощного верхнепермь-триасового комплекса кластических осадков, транспортируемых в основном с Уральского орогена и о-ва Таймыр, а также локально с Восточно-Европейской платформы [4]. В среднем триасе — ранней юре за счет роста Пай-Хоя и Полярного Урала в бортовых (преимущественно восточных) зонах Восточно-Баренцевского бассейна происходит эрозия части отложений, а также в это время фиксируется рост некоторых локальных поднятий в регионе. В юрское время территория была относительно тектонически стабильной и вновь испытывала медленное погружение с накоплением мелководно-морских и континентальных песчано-глинистых осадков вплоть до оксфордского века, после чего происходит значительное углубление бассейна с морским накоплением преимущественно глин в киммеридже — титоне. На рубеже юрского и мелового периодов и в аптский век в Восточно-Баренцевском мегапрогибе (преимущественно в северной части) фиксируется новая стадия инверсионных деформаций, связанная с формированием архипелагов Новая Земля, Земля Франца-Иосифа и Шпицберген. В это время в бассейне преобладает терригенная седиментация с образованием клиноформного комплекса на фоне медленного платформенного погружения. При этом снос осадков происходил в основном с севера. Рост обрамляющих островов сопровождался процессами базальтового магматизма, что привело к формированию дайкового комплекса пород на большей части бассейна. До конца мелового периода регион находился в тектонически спокойном состоянии, продолжалась терригенная седиментация на фоне медленного

погружения бассейна. Палеоген-эоценовое время характеризуется фазой мощных транспрессионных деформаций, связанных с юриканской орогией на севере Гренландии и на арх. Шпицберген, что привело к окончательному становлению структурного плана и росту большинства валов и локальных поднятий в регионе. В последующие периоды территория продолжала, вероятно, испытывать эрозионное воздействие, в том числе под влиянием ледниковых процессов в четвертичное время.

Для учета основных структурных перестроек в геологической модели бассейна авторы статьи провели восстановление мощностей эродированных осадков во время основных фаз воздымания: предтриасовой (Р-Т-несогласие), предсреднеюрской (J_1), предмеловой (BCU, Base Cretaceous Unconformity), предаптской (K_{1nc}) и кайнозойской (Q). Реконструкции выполнены в основном геоморфологическим методом с калибровкой по замерам отражательной способности витринита по разрезам скважин. Более подробно методика и алгоритмы процессов восстановления палеотолщин, применяемые авторами статьи, изложены в работе Д.Ю. Голованова и др. [3].

Помимо тектоноседиментационной эволюции региона ключевыми факторами, определяющими тип УВ-флюида, являются характеристики НГМП. В данной статье основной акцент был сделан на мезозойский комплекс, отложения которого довольно хорошо изучены в скважинах. Далее приведем краткие характеристики основных уровней НГМП, учтенных в модели.

Индские отложения нижнего триаса изучены в разрезах скважин Адмиралтейская-1 и Крестовая-1, где их мощность достигает 1,4–2,5 км. Они обладают бедным нефтегазоматеринским потенциалом со значениями $C_{орг} = 0,12–1,1 \%$, $S_1 + S_2 = 0,12–0,56$ мг УВ/г породы. Битумоид характеризуется, как правило, бимодальным распределением n -алканов с первым максимумом $n-C_{17}–n-C_{19}$ и вторым — в высокомолекулярной области около $n-C_{26}$, и в целом — преобладанием высокомолекулярных n -алканов до $n-C_{35}$. Отношение Pr/Ph 1–1,6 для пород из скв. Адмиралтейская-1 свидетельствует о морских слабовосстановительных условиях осадконакопления с примесью терригенного ОВ. При этом более восстановительные условия ($Pr/Ph = 0,6–1$) характерны для отложений из разреза скв. Крестовая-1. Оленекские отложения триаса содержат отдельные прослои, более обогащенные ОВ с $C_{орг} 0,9–1,85 \%$ гумусового типа (водородный индекс HI до 126 мг УВ/г $C_{орг}$), но все еще с бедным потенциалом.

Отложения среднего и верхнего триаса накапливались преимущественно в прибрежно-континентальных условиях и отличаются преобладающим гумусовым типом органики с бедным генерационным потенциалом ($C_{орг} 0,15–0,37 \%$). В данных толщах выделяются отдельные глинистые прослои, характеризующиеся смешанным гумусово-сапропелевым типом ОВ и удовлетворительным до хорошего исходным генерационным

потенциалом ($C_{орг}$ от 1,2 до 1,6 % на Ферсмановской и 2,3 % на Лудловской площадях, а HI до 225 мг УВ/г $C_{орг}$ в породах на Ферсмановской и до 260 мг УВ/г $C_{орг}$ на Мурманской площадях). В составе генерируемых УВ преобладал газ с некоторой долей жидких УВ.

В разрезе ниже-среднеюрской толщи также выделены редкие прослои, обладающие низкой – средней генерационной способностью. Низкие значения водородного индекса, $C_{орг}$ и генерационных возможностей указывают на преимущественно газовый потенциал данных отложений и их незначительный вклад в формирование нефтегазоносности региона. Для нижеюрской НГМТ в модели принято значение исходного $C_{орг}$ 1,3 %, а HI 150 мг УВ/г $C_{орг}$. Нефтематеринская толща верхнеоксфордско-титонского яруса верхней юры является наиболее широко распространенной на всей территории российской части Баренцева моря. Однако по результатам пиролиза и региональных оценок катагенетической преобразованности данные отложения преимущественно незрелые.

По результатам проведенного анализа свойств потенциальных НГМП в модели были приняты значения HI и $C_{орг}$, восстановленные до исходных на начало катагенеза.

Геотермическое моделирование и основные результаты

Классический подход геотермического моделирования предполагает учет данных измерения температур и теплового потока в разрезе бассейна. Для реконструкции тепловой истории во времени выполняется прогноз плотности теплового потока на основные этапы геологической истории развития региона, основанный на методе аналогий с современными значениями плотности теплового потока в различных зонах геодинамической трансформации земной коры на примере современных бассейнов.

В среднем для Баренцевоморского региона характерны значения температурного градиента 2,4–2,8 °C/100 м (Арктическая, Штокмановская и Северо-Мурманская площади). Локальные максимумы по замерам пластовых температур в разрезах скважин наблюдаются на востоке (Адмиралтейская площадь) и юго-востоке (Северо-Кильдинская площадь), где температурный градиент достигает 3,5 и 3 °C/100 м соответственно. Здесь фоновые температуры на глубине 3 км составляют 75–90 °C, а на глубине 4 км — 110–125 °C. Анализ данных параметров позволяет выполнить оценку современной катагенетической зональности разреза. Однако анализ сейсмических, гравитационных и магнитометрических данных показывает, что в осадочном чехле Восточно-Баренцевского мегапрогиба (преимущественно в северной части) выявлено большое число магматических тел, внедрение которых, основываясь по большей части территории на изотопных датировках

$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ -методом образцов пород из силлов и даек с обрамляющих островов (архипелаги Земля Франца-Иосифа и Новая Земля), происходило в два основных эпизода: раннемезозойский (раннеюрский) и позднемезозойский (позднеюрско-раннемеловой) [5], каждому из которых соответствовало несколько фаз внедрений, что безусловно влияло на процессы трансформации ОВ и, вероятно, вторичный крекинг УВ.

Для комплексной оценки влияния процессов магматизма на эволюцию геотермического режима Восточно-Баренцевского бассейна и степень катагенетической преобразованности ОВ НГМП авторами статьи было выполнено картирование ареала распространения интрузий в акватории по сейсмическим данным (рис. 1). Распространение многопластовых интрузий достоверно известно и в разрезах арх. Земля Франца-Иосифа, что подтверждается здесь результатами бурения трех скважин (Хейса, Северная и Нагурская) и многочисленными полевыми наблюдениями. По результатам анализа сейсмических данных установлено, что внедрение силлов происходило преимущественно в отложения триасового возраста, причем их число в разрезе может достигать нескольких десятков. Следует отметить, что для южной части изучаемого региона характерно внедрение интрузий в отложения ниже – среднего триаса, а в северном направлении наблюдается подъем интрузивных пород до уровня верхнетриасовых, редко нижеюрских.

Мерой степени преобразования ОВ принята отражательная способность концентрированного или детритного витринита (R_o). Интенсивность отражения пропорциональна интенсивности катагенетического процесса, протекающего в ОВ по угольному циклу. Будучи необратимой величиной, R_o повышается только при возрастании температуры как функция погружения или возросшего теплового потока, а при их снижении сохраняет максимально достигнутый уровень, что впервые показано в работах И.И. Аммосова и др. [6].

Анализ особенностей распределения значений R_o при моделировании процессов базальтоидного магматизма проводился по сценарию с учетом развития в разрезе внедрения интрузий и даек на 115 млн лет и с учетом дополнительного неизбежного регионального повышения плотности теплового потока за счет магматизма.

Дополнительный контроль калибровки модели проводился в скважинах, вскрывших интрузивные тела. Бурением на Лудловской структуре были вскрыты два пласта габбро-диабазов, залегающих в верхней половине разреза триаса. Как показало определение их абсолютного возраста К-Аг-методом, они принадлежат к разным фазам внедрений: верхний силл имеет возраст 131–139 млн лет (готерив – валанжин), а второй, расположенный на 143 м ниже, — 159 млн лет (оксфорд). Мощность этих образований оценивается соответственно в 27 и 5 м.

Fig. 1. Geographical range of basaltoid magmatism occurrence in section and depth map over the upper boundary of intrusive bodies mapped in seismic data

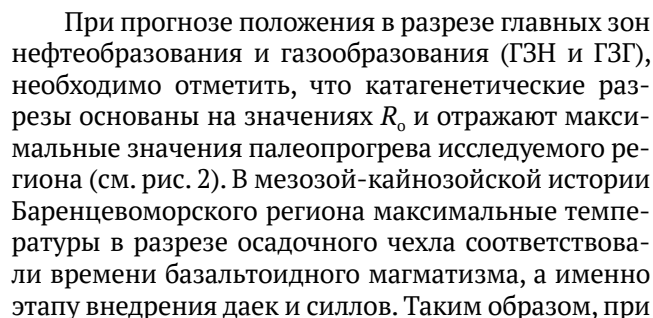




Рис. 2. Сравнение моделей катагенетических разрезов на примере субширотного профиля через Северо-Баренцевскую впадину, полученных по «классическому» (А) и «базовому» (В) сценариям, R_o , %

Fig. 2. Comparison of models of catagenetic sections, R_o , % by the example of roughly EW trending line across the North Barentsevsky depression, which were obtained using “classical” (A) and “basic” (B) scenarios, R_o , %

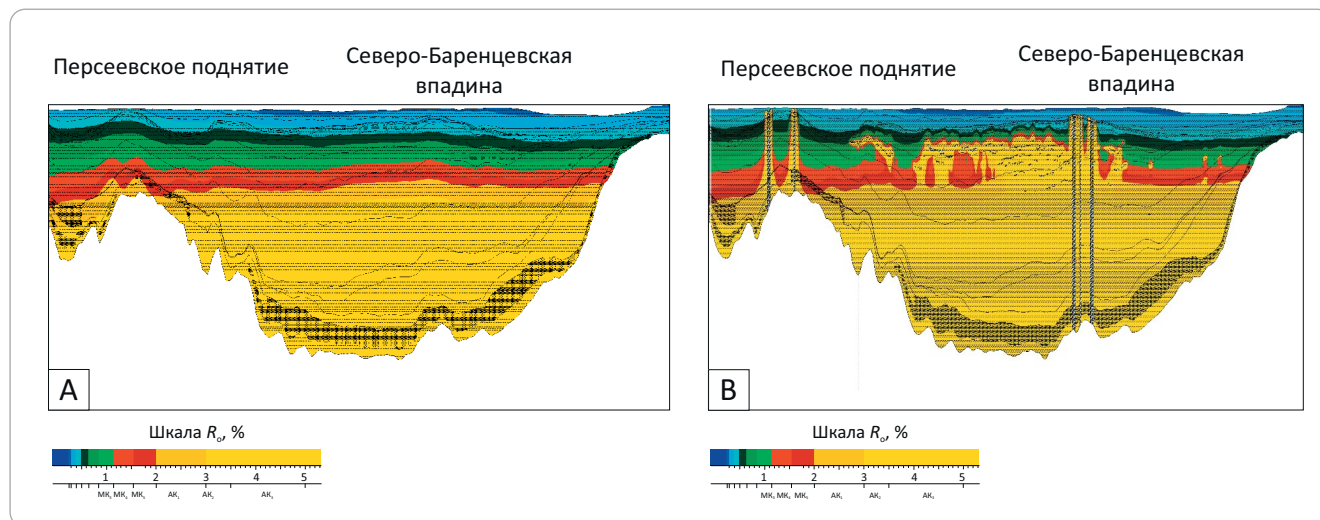
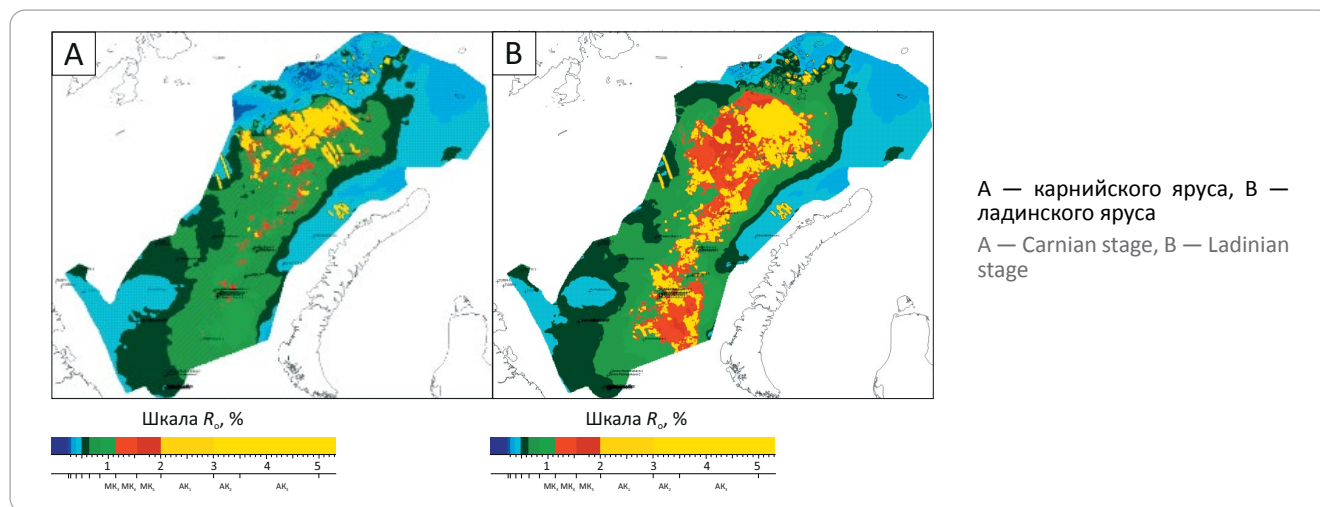


Рис. 3. Катагенетические схемы по кровле ладинских и карнийских отложений с учетом влияния процессов магматизма, R_o , %

Fig. 3. Catagenetic schemes over the Ladinian and Carnian deposit top with accounting for magmatism influence, R_o , %



рассмотрении модели внедрения интрузивных тел в осадочный разрез был учтен дополнительный прогрев, однако он носил временный характер. При этом часть ОВ, заключенного в НГМТ, «сгорела», а часть начала генерировать УВ, войдя при этом в ГЗН и/или ГЗГ. Анализируя процесс генерации УВ, следует учесть длительность «остывания» и время, к которому прекратилось влияние внедрения, а подверженные дополнительному прогреву НГМТ вышли из ГЗН или ГЗГ. В слабопреобразованных породах с незрелым ОВ локальные тепломагматические области развития теплового ареала создают благоприятные условия для локальной генерации УВ и формирования небольших скоплений УВ или нефтяных оторочек.

В зонах, где не отмечается присутствие интрузивных тел, максимальный прогрев отложений был

достигнут при наибольшем погружении пород на время, предшествующее эрозии, связанной с юриканской фазой орогении (60–55 млн лет).

Анализ изменения палеотемператур в разрезе осадочного чехла рассмотрен на примере Северо-Баренцевоморского прогиба, в пределах которого на этап, предшествующий базальтоидному магматизму (118 млн лет), верхняя граница ГЗН находилась на глубине 2,5–3 км, а к моменту максимального внедрения интрузий (115 млн лет) поднялась до 2–2,5 км. За первые 5 тыс. лет магматической деятельности ареал влияния силлов и даек на температуру вмещающих толщ заметно расширился. За последующие 50 тыс. лет температуры интрузивных тел опустились почти в два раза, зона эндоконтакта еще больше расширилась, а верхняя граница ГЗН поднялась до 1,8–2 км. К этому време-

ни в южной части исследуемого региона в зону генерации УВ были погружены нижнеюрские потенциальные НГМТ. Однако возможная генерация УВ данными толщами продлилась недолго, а к 60 млн лет (к концу доэрозионного этапа) температурный режим в регионе полностью стабилизировался. К этому времени верхняя граница ГЗН находилась на глубинах 3,5–4 км. Таким образом, к моменту формирования основных структур в пределах рассматриваемого региона отложения верхнего – среднего триаса частично вышли из ГЗН/ГЗГ, а генерация УВ продолжалась лишь в локальных зонах, с чем и связано резкое падение объемов сгенерированных УВ в целом для всего Баренцевоморского бассейна. Сохранность потенциальных залежей УВ по результатам моделирования контролируется в том числе их экранированием интрузивными телами.

По кинетическим схемам реакций деструкции керогена были выделены температурные интервалы генерации УВ. В случае с карнийской НГМТ в объемах сгенерированных УВ преобладал газ. Максимальная площадь очага генерации УВ сформировалась в фазу проявления магматизма, а после нее к 60 млн лет достаточно резко начинает сокращаться, и к современному этапу мы наблюдаем минимальные площади очага. Схожая картина отмечается по модели эволюции очага генерации УВ среднетриасовой НГМТ, однако основной пик генерации газообразных УВ здесь немного смещен относительно пика генерации жидких УВ. С учетом того, что часть ОВ «сгорела» (перезрела) на этапе внедрения интрузий, то только локальные участки верхнетриасовой и среднетриасовой НГМТ способны генерировать в основном газообразные УВ, а доля жидкой составляющей незначительна. Потенциальные НГМТ в разрезе юрского комплекса остались преимущественно незрелыми.

Для апробации результатов моделирования в полевой сезон 2022 г. ПАО «НК «Роснефть» совместно со специалистами Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова (САФУ) проведена полевая экспедиция на островах арх. Земля Франца-Иосифа с целью исследования битумопроявлений современными аналитическими методами для прогноза их источников [8]. Исследования семи отобранных проб битумов проводились на базе геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Все образцы битумов представлены включениями в карбонатных жилах, генезис которых, по всей вероятности, связан с гидротермальными процессами, сопутствующими магматической активизации региона.

Устойчивая связь битумопроявлений с гидротермальными жилами показывает, что при моделировании необходимо учитывать не только тепловое воздействие, связанное со стадиями внедрения интрузивного комплекса, но и гидротермальную активность в некоторых частях разреза в связи с перераспределением тепла путем конвекции ювенильных и пластовых вод. Кроме того, следует

уделить большее внимание вертикальным путям миграции флюидов, связанных с интрузивными и жильными телами.

Стандартные исследования битумов с арх. Земля Франца-Иосифа проводились с 1990-х гг. [9], однако по результатам экспедиции 2022 г. впервые на газовом хроматографе Agilent 8890 выполнен хроматомасс-спектрометрический анализ битумов, позволяющий выделить биомаркеры, которые являются ключом к пониманию возможных условий их генерации.

По характеру распределения *n*-алканов в битумах отмечается ряд соединений с длиной углеродной цепи C_{13} – C_{34} (рис. 4). Максимумы распределений у исследованных битумов приходятся на пики C_{19} – C_{23} – C_{25} , что на фоне преобладания нечетных *n*-алканов в высокомолекулярной области может свидетельствовать о значительной роли в их формировании ОВ гумусового типа. Отношение Pg/Ph в изученных образцах уверенно ниже 1 (0,3–0,8), что характерно для восстановительных обстановок осадконакопления. Однако в распределении стера-нов преобладают C_{29} , что также указывает на участие высшей растительности в исходном ОВ. Это же подтверждается данными изотопного состава углерода исследованных образцов, которые варьируют в узких пределах: $\delta^{13}C$ насыщенных фракций изменяется от –27,26 до –29,36 ‰, ароматических — от –26,70 до –24,34 ‰.

Исходя из анализа геохимических коэффициентов битумов, можно предположить, что источником для их генерации были породы континентального или прибрежно-морского происхождения, находящиеся в момент генерации на начальной стадии преобразования.

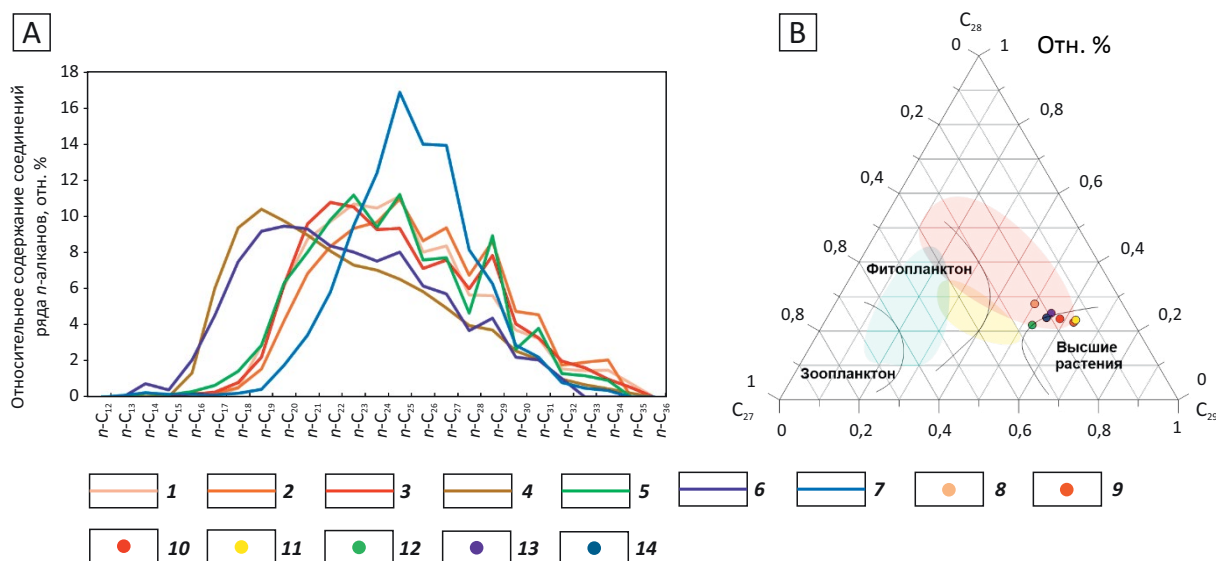
Помимо наличия битумопроявлений на арх. Земля Франца-Иосифа, факт возможной генерации жидких УВ подтвержден донными геохимическими исследованиями разных лет, согласно которым в осадках верхней части разреза северных районов Баренцева моря установлены концентрации гомологов УВ C_4 – C_5 и выше, отличные от фоновых показаний. Подобные заключения были получены как по результатам исследований, организованных ПАО «НК «Роснефть» в 2015–2016 гг., так и многими другими исследованиями научных организаций. Последние результаты, подтверждающие факт разгрузки УВ, в том числе и жидких, относятся к проведенным в 2021–2023 гг. исследованиям силами «Плавучего университета» в северной части Баренцева моря (Сигачева Л.Ю. и др, 2023).

Заключение

Результаты проведенных исследований подтверждают, что преобладающим типом флюида в установленных и прогнозируемых скоплениях УВ в акватории Баренцева моря является газ. Однако факт наличия жидких УВ в пределах Восточно-Баренцевского бассейна подтверждается вещественными методами и цифровыми симуляторами. При-



Рис. 4. Относительное содержание соединений группы *n*-алканов в битумах
Fig. 4. Relative content of *n*-alkane group compounds in bitumen



А — арх. Земля Франца-Иосифа, В — стерановый треугольник для битумов.

1 — 31-2; 2 — 31-2-1; 3 — 31-3; 4 — 31-4-2; 5 — 31-6-2; 6 — 31-6-3; 7 — 31-9; 8 — 3₁-2; 9 — 3₁-2-1; 10 — 3₁-3; 11 — 3₁-4-2; 12 — 3₁-6-2; 13 — 3₁-6-3; 14 — 3₁-9

А — Franz Josef Land Archipelago, В — sterane triangle for bitumens.

1 — 31-2; 2 — 31-2-1; 3 — 31-3; 4 — 31-4-2; 5 — 31-6-2; 6 — 31-6-3; 7 — 31-9; 8 — 3₁-2; 9 — 3₁-2-1; 10 — 3₁-3; 11 — 3₁-4-2; 12 — 3₁-6-2; 13 — 3₁-6-3; 14 — 3₁-9

рода битумов на текущий момент времени остается дискуссионной, но вероятнее всего они связаны с импульсами генерации УВ, спровоцированными магматическими процессами в мезозойское время. Выходы магматических тел на морское дно фиксируются по сейсмическим данным и в пределах Северо-Баренцевской впадины, где по аналогии с известными битумопроявлениями арх. Земля

Франца-Иосифа можно предположить сохранность скоплений с УВ нефтяного ряда.

Обоснование их источников, оценка объемов генерации УВ и поиск возможных зон аккумуляции остаются одними из приоритетных задач, решение которых должно быть положено в основу долгосрочной программы геолого-разведочных работ в регионе.

Литература

1. Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 г. [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов РФ. — Режим доступа: https://mnr.gov.ru/docs/strategii_i_doktriny/strategiya_izucheniya_i_osvoeniya_neftegazovogo_potentsiala_kontinentalnogo_shelfa_rossiyskoy_federa/?special_version=Y дата обращения: 21.10.2023.
2. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колюбакин А.А. и др. Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты // Геология и геофизика. — 2023. — Т. 64. — № 3. — С. 311–326. DOI: 10.15372/GiG2022131.
3. Голованов Д.Ю., Богоявленская О.В., Никишин В.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К. Анализ кайнозойской эрозии осадочных отложений Восточно-Баренцевского мегабассейна с учетом трехмерного моделирования углеводородных систем // Арктика: экология и экономика. — 2022. — Т. 12. — № 3. — С. 320–333. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-3-320-333.
4. Khudoley A.K., Sobolev N.N., Petrov E.O., Ershova V.B., Makarieva E.V., Gaina C., Sobolev P.O. A reconnaissance provenance study of Triassic-Jurassic clastic rocks of the Russian Barents Sea // GFF. — 2019. — Т. 141. — № 4. — С. 263–271. DOI: 10.1080/11035897.2019.1621372.
5. Karyakin Yu.V., Sklyarov E.V., Travin A.V. Plume magmatism at Franz Josef Land // Petrology. — 2021. — Т. 29. — № 5. — С. 528–560. DOI: 10.1134/S0869591121050027.
6. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. и др. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых. — М.: Наука, 1987. — 336 с.
7. Грамберг И.С., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И. Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 11–12. — С. 1808–1820.

8. Богоявленская О.В., Малышев Н.А. и др. Геологические исследования природных битумопроявлений в осадочных и интрузивных породах мезозойского возраста на островах архипелага Земля Франца-Иосифа в рейсе научно-экспедиционного судна «Михаил Сомов» // Арктика: экология и экономика. – 2023. – Т. 13. – № 3. – С. 328–340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340.

9. Безруков В.М., Винокуров И.Ю., Пигготт Н., Фугелли Э., Стоувер Ш. Результаты битуминологических исследований на островах севера Баренцевоморского шельфа // Природные битумы и тяжелые нефти : сб. науч. тр. – СПб. : Недра, 2006. – 588 с.

References

1. *Strategiya izucheniya i osvoeniya neftegazovogo potentsiala kontinental'nogo shel'fa Rossiiskoi Federatsii na period do 2020* [Study and development strategy of the the Russian Federation continental shelf oil and gas potential for the period until 2020]. Ministerstvo prirodnkh resursov RF. Available at: https://mnr.gov.ru/docs/strategii_i_doktriny/strategiya_izucheniya_i_osvoeniya_neftegazovogo_potentsiala_kontinentalnogo_shelfa_rossiyskoy_federa/?special_version=Y accessed 21.10.2023. In Russ.
2. Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A. et al. Stratigraphic Drilling in the Northern Kara Sea: First Case and Preliminary Results. *Russian Geology and Geophysics*. 2023;64(3):311–326. DOI: 10.2113/RGG20224459. In Russ.
3. Golovanov D.Yu., Bogoyavlenskaya O.V., Nikishin V.A., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Komissarov D.K. Analysis of the cenozoic erosion of sedimentary deposits in the East Barents mega basin based on 3D modeling of hydrocarbon systems. *Arctic: Ecology and Economy*. 2022;12(3):320–333. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-3-320-333. In Russ.
4. Khudoley A.K., Sobolev N.N., Petrov E.O., Ershova V.B., Makarieva E.V., Gaina C., Sobolev P.O. Reconnaissance provenance study of Triassic-Jurassic clastic rocks of the Russian Barents Sea. *GFF*. 2019;141(4):263–271. DOI: 10.1080/11035897.2019.1621372.
5. Karyakin Yu.V., Sklyarov E.V., Travin A.V. Plume magmatism at Franz Josef Land. *Petrology*. 2021;29(5):528–560. DOI: 10.1134/S0869591121050027.
6. Ammosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P. et al. Petrologiya organicheskikh veshchestv v geologii goryuchikh iskopaemykh [Petrology of organic substances in fossil fuel geology]. Moscow: Nauka; 1987. 336 p. In Russ.
7. Gramberg I.S., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I. Catagenetic zoning and petroleum potential of the sedimentary cover of the barents sea shelf. *Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(11–12):1808–1820. In Russ.
8. Bogoyavlenskaya O.V., Malyshev N.A. et al. Geological studies of natural bitumen occurrences in sedimentary and intrusive rocks of the mesozoic age on the Franz Joseph Land archipelago during the research expedition in 2022. *Arctic: Ecology and Economy*. 2023;13(3):328–340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340. In Russ.
9. Bezrukov V.M., Vinokurov I.Yu., Piggott N., Fugelli E., Stouwer Sh. Rezul'taty bituminologicheskikh issledovaniy na ostrovakh severa Barentsevomorskogo shel'fa [Results of bituminological studies on the islands of the northern Barents Sea shelf]. In: Natural bitumens and heavy oils: sb. nauch. tr. Saint Petersburg: Nedra; 2006. 588 p. In Russ.

Информация об авторах

Ульянов Григорий Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший геолог

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10 корп. 2
e-mail: gvulyanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 36653104000

Богоявленская Ольга Васильевна

Эксперт
e-mail: ovbogoyavlenskaya@gmail.com
Scopus ID: 57202534799

Голованов Дмитрий Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ООО «РН-Шельф-Арктика»,
119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2
e-mail: dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 35198160100

Малышев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская д.31а
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Information about authors

Grigori V. Ulianov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist
RN-Shelf-Arctic, LLC,
10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia
e-mail: gvulyanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 36653104000

Olga V. Bogoyavlenskaya

Expert
e-mail: ovbogoyavlenskaya@gmail.com
Scopus ID: 57202534799

Dmitriy Yu. Golovanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
RN-Shelf-Arctic, LLC,
10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia
e-mail: dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 35198160100

Nikolay A. Malishev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director
Rosneft Oil Company,
31a, ul. Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Комиссаров Дмитрий Константинович

Главный специалист
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская д.31а
e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru
Scopus ID: 54980930500

Вержбицкий Владимир Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник управления
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская д.31а
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 11139971900

Колюбакин Андрей Анатольевич

Менеджер
ПАО «НК «Роснефть»,
119049 Москва, ул. Шаболовка д.10, корп. 2
e-mail: a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru
Scopus ID: 58120307200

Суслова Анна Анатольевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
МГУ им. М.В. Ломоносова,
119991 Москва, ГСП-1, Ленинские горы
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru
Scopus ID: 36653191300

Калмыков Антон Георгиевич

Кандидат химических наук,
старший научный сотрудник
МГУ им. М.В. Ломоносова,
119991 Москва, ГСП-1, Ленинские горы
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru
Scopus ID: 0000-0002-8862-8227

Dmitriy K. Komissarov

Chief Specialist
Rosneft Oil Company,
31a, ul. Dubininskaya, Novosibirsk, 115054, Russia
e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru
Scopus ID: 54980930500

Vladimir E. Verzhbitskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Exploration
Rosneft Oil Company,
31a, ul. Dubininskaya, Novosibirsk, 115054, Russia
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 11139971900

Andrey A. Kolyubakin

Manager
RN-Exploration, LLC,
10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia
e-mail: a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru
Scopus ID: 58120307200

Anna A. Suslova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher
Lomonosov Moscow State University,
Leninskie Gory GSP-1, Moscow, 119991, Russia
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru
Scopus ID: 36653191300

Anton G. Kalmikov

Candidate of Chemistry Sciences,
Senior Researcher
Lomonosov Moscow State University,
Leninskie Gory GSP-1, Moscow, 119991, Russia
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru
Scopus ID: 0000-0002-8862-8227