



УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИЯ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ЛАПТЕВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В.Ю. КЕРИМОВ, Ю.В. ЩЕРБИНА*, А.А. ИВАНОВ

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В отношении нефтегазогеологического районирования шельфа моря Лаптевых, так же как и других морей Восточной Арктики, пока не существует единых устоявшихся представлений. Разные группы исследователей определяют этот регион как самостоятельно нефтегазоносную область [7, 8], как потенциально нефтегазоносный бассейн [1].

Цель. Целью являлось построение пространственно-временных цифровых моделей осадочных бассейнов и углеводородных систем для основных горизонтов нефтематеринских пород. Детальный анализ информации о нефтегазоносности, геохимическом изучении осадков, характеристики компонентного состава и теплового режима акватории Лаптевского шельфа ставит вопрос условий формирования и эволюции нефтегазоматеринских толщ в пределах изучаемой перспективной нефтегазоносной провинции. Проведенные исследования позволили изучить региональные тренды нефтегазоносности, особенности формирования осадочного чехла и развития углеводородных систем изучаемого района.

Материалы и выводы. Источником информации являются материалы производственных отчетов, полученных по отдельным крупным объектам в районе акватории. В качестве основы для бассейнового анализа использована модель, разработанная специалистами Equinor (Somme et al., 2018) [14—17], которая охватывает временной период с триаса по палеоген включительно и учитывает плито-тектонические реконструкции. Построенная модель включает четыре основных осадочных комплекса: доаптский, апт-верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный.

Результаты. Расчет численных моделей выполнен в двух вариантах с разными типами керогена нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), соответствующими гумусовому и сапропелевому органическому веществу (ОВ). Результаты проведенных исследований показали, что ключевым фактором, контролирующим развитие углеводородных систем, является скорость погружения бассейнов и мощность формируемых комплексов перекрывающих пород, а также геотермическое поле моря Лаптевых.

Заключение. Анализ полученных результатов позволил выделить наиболее перспективные объекты исследования. Выделены основные очаги генерации углеводородов палеогенового и неогенового комплексов и области наиболее вероятной аккумуляции. Значительный углеводородный потенциал ожидается в клиноформах палеогена Восточной Арктики.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, Лаптевоморский бассейн, нефтегазоматеринские толщи, кероген, зрелость органического вещества, скопление углеводородов, геохимия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-35-70062.

Для цитирования: Керимов В.Ю., Щербина Ю.В., Иванов А.А. Условия формирования и эволюция нефтегазоматеринских толщ Лаптевской нефтегазоносной провинции. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(3):46—59. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-3-46-59>

Статья поступила в редакцию 19.10.2020

Принята к публикации 03.11.2020

Опубликована 09.11.2020

* Автор, ответственный за переписку

FORMATION CONDITIONS AND EVOLUTION OF OIL AND GAS SOURCE STRATA OF THE LAPTEV SEA SHELF ORE AND GAS PROVINCE

VAGIF YU. KERIMOV, YULIAY V. SHCHERBINA*, ANDREY A. IVANOV

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

ABSTRACT

Introduction. To date, no unified well-established concepts have been developed regarding the oil and gas geological zoning of the Laptev Sea shelf, as well as other seas of the Eastern Arctic. Different groups of researchers define this region either as an independently promising oil and gas region [7, 8], or as a potential oil and gas basin [1].

Aim. To construct spatio-temporal digital models of sedimentary basins and hydrocarbon systems for the main horizons of oil and gas source rocks. A detailed analysis of information on oil and gas content, the gas chemical study of sediments, the characteristics of the component composition and thermal regime of the Laptev sea shelf water area raises the question on the conditions for the formation and evolution of oil and gas source strata within the studied promising oil and gas province. The conducted research made it possible to study the regional trends in oil and gas content, the features of the sedimentary cover formation and the development of hydrocarbon systems in the area under study.

Materials and methods. The materials of production reports obtained for individual large objects in the water area were the source of initial information. The basin analysis was based on a model developed by Equinor specialists (Somme et al., 2018) [14—17], covering the time period from the Triassic to Paleogene inclusive and taking into account the plate-tectonic reconstructions. The resulting model included four main sedimentary complexes: pre-Aptian, Apt-Upper Cretaceous, Paleogene, and Neogene-Quaternary.

Results. The calculation of numerical models was carried out in two versions with different types of kerogen from the oil and gas source strata corresponding to humic and sapropel organic matter. The results obtained indicated that the key factor controlling the development of hydrocarbon systems was the sinking rate of the basins and the thickness of formed overburden complexes, as well as the geothermal field of the Laptev Sea.

Conclusion. The analysis of the results obtained allowed the most promising research objects to be identified. The main foci of hydrocarbon generation in the Paleogene and Neogene complexes and the areas of the most probable accumulation were determined. Significant hydrocarbon potential is expected in the Paleogene clinofolds of the Eastern Arctic.

Keywords: basin modeling, Laptev Sea basin, oil and gas source strata, kerogen, organic matter maturity, hydrocarbon accumulation, geochemistry

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: the reported study was funded by RFBR, project number 20-35-70062.

For citation: Kerimov V.Yu., Shcherbina Yu.V., Ivanov A.A. Formation conditions and evolution of oil and gas source strata of the Laptev sea shelf ore and gas province. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(3):46—59. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-3-46-59>

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Manuscript received 19 October 2020

Accepted 03 November 2020

Published 09 November 2020

* Corresponding author

В составе Лаптевской потенциально нефтегазоносной провинции с известной степенью условности выделяются четыре потенциально нефтегазоносных области: Лено-Таймырская, Центрально-Лаптевская, Северо-Лаптевская и Восточно-Лаптевская, или Лено-Омолойская, которые различаются по структуре и некоторым сейсмогеологическим особенностям осадочного разреза и, вероятно, будут различаться по характеру и объемам нефтегазопродуктивности (рис. 1).

Все известные на сегодня проявления нефтяных углеводородов установлены на прилегающей с юга суше (Лено-Анабарское междуречье, правобережье Хатангского залива),

а также на востоке шельфа (о-ва Котельный и Бельковский).

Залежи нефти (непромышленные) обнаружены в устьевой части Хатангского залива на его восточном берегу в пермо-триасовых отложениях на глубинах 1200—1600 м (P_{1-2}) и 120 м (T_2) (мелкие месторождения — Нордвигское, Южно-Тигянское). Максимальный дебит составил 12,3 м³/сутки (P_1). Нефть тяжелая. Наблюдавшееся в процессе опытной эксплуатации резкое падение дебитов скважин вызвано, видимо, ограниченными размерами залежи.

Битумопроявления (выполнение пустот, трещин, сплошное насыщение) наблюдались в скважинах,

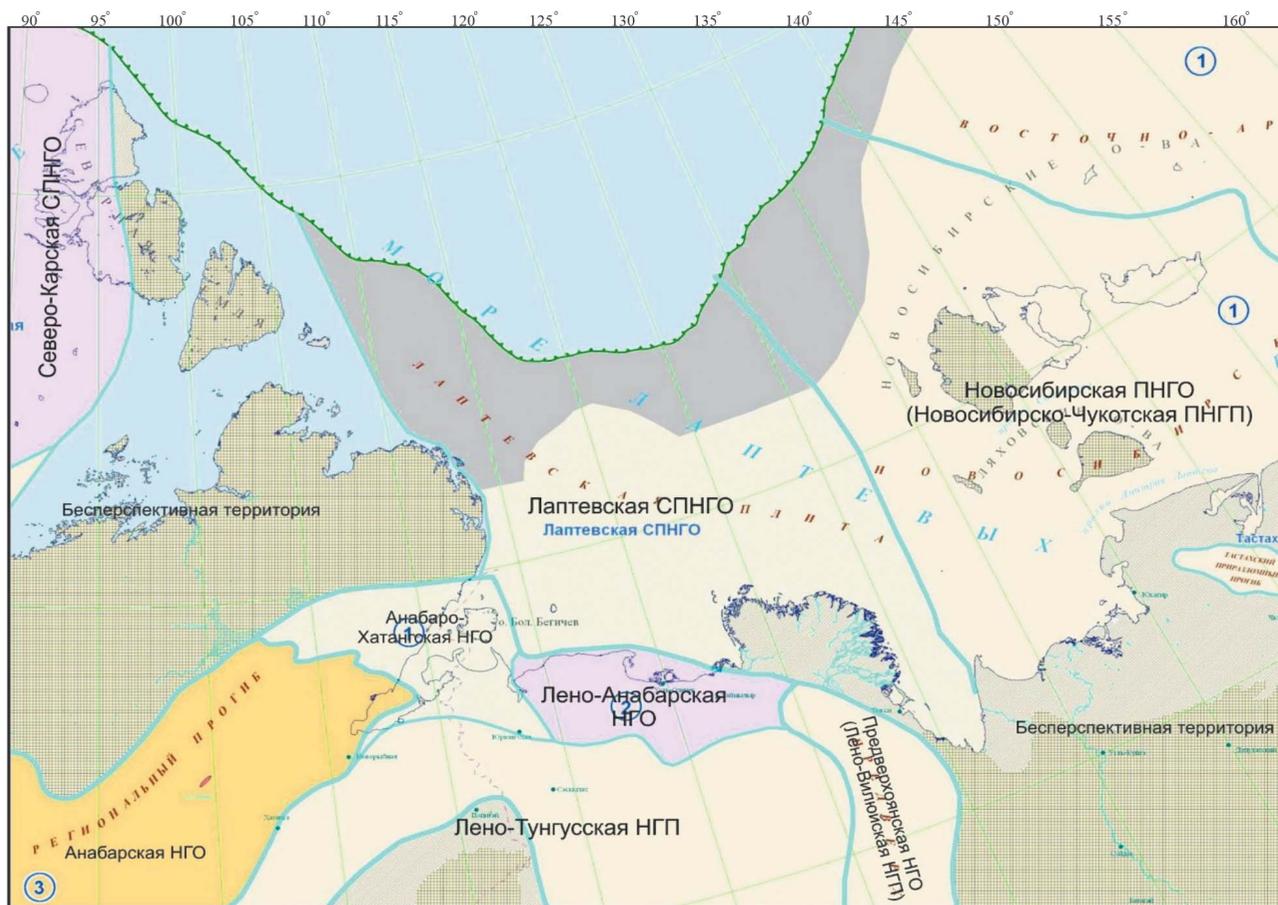


Рис. 1. Карта нефтегазоносности Лаптевской потенциально нефтегазоносной провинции (выкопировка из карты нефтегазоносности РФ и сопредельных стран СНГ [1])

Fig. 1. Map of oil and gas potential of the Laptev potentially oil and gas province (part of the copy from the oil and gas potential of the Russian Federation and neighboring countries of the Commonwealth of Independent States [1])

пробуренных в прибрежной зоне Лено-Анабарско-го прогиба, в обнажениях на Оленекском поднятии и на о-вах Котельный и Бельковский в породах верхнего протерозоя, палеозоя (кембрий, девон-пермь) и мезозоя (Т, J). Наиболее значительные и пространственно выдержанные (до 200 км) проявления локализуются в приконтактовой зоне верхнего протерозоя — нижнего кембрия, в кровле верхнего кембрия и в перекрывающих доломиты кембрия песчаниках перми, что зафиксировано как геологическими работами, так и глубоким бурением (рис. 2).

В доломитах протерозоя битумы выполняют поры и каверны в кровле разреза, но отсутствуют в подобных же кавернозных породах ниже

по разрезу. Высокой и одновременно хорошо выдержанной по разрезу битуминозностью характеризуются песчаники и доломиты нижнего кембрия, несогласно перекрывающие битуминозные карбонаты протерозоя. Мощность битуминозных песчаников не менее 5,0 м.

Таким образом, в зоне контакта протерозоя и нижнего кембрия наблюдается отчетливо выраженная стратиграфическая залежь, контролируемая не разрывными нарушениями, как бы много их ни было, а поверхностью несогласия. Разнообразный характер битумопроявлений характерен также для карбонатных пород верхнего кембрия на севере Оленекского поднятия.

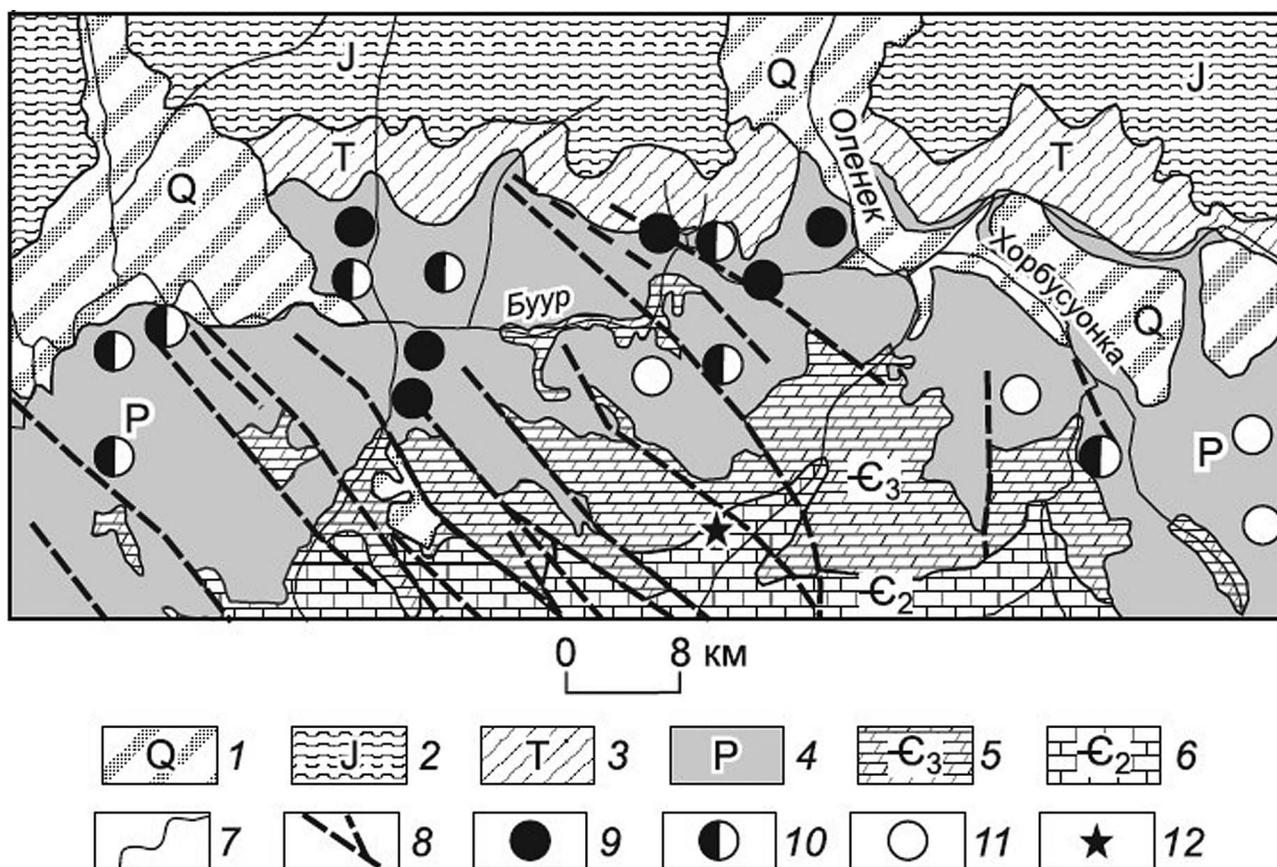


Рис. 2. Схема расположения скоплений природных битумов Оленекского месторождения битумов [9]
Скопления и месторождения битумов: А — Рассохинское, Б — Восточно-Анабарское, В — Силигир-Мархинское, Г — Центрально-Оленекское, Д — Оленекское; 1 — четвертичные отложения, 2 — юрские, 3 — триасовые, 4 — пермские, 5 — верхнекембрийские (лапарская свита), 6 — среднекембрийские (тыюессалинская свита); 7 — граница выхода разновозрастных отложений; 8 — разломы; 9—11 — концентрации битумов в пермских отложениях (мас.%): 9 — 5%, 10 — 2—5%, 11 — <2%.

Fig. 2. Location of natural bitumen accumulations of the Olenek bitumen deposit [9]
Accumulations and deposits of bitumen: А — Rassokhinskoe, В — Vostochno-Anabarskoe, С — Siligir-Markhinskoe, G — Central-Olenekskoe, D — Olenekskoe; 1 — Quaternary deposits, 2 — Jurassic, 3 — Triassic, 4 — Permian, 5 — Upper Cambrian (Lapar suite), 6 — Middle Cambrian (Tyuessalinskaya suite); 7 — boundary of the release of sediments of different ages; 8 — faults; 9—11 — concentration of bitumen in Permian sediments (wt.%): 9 — 5%, 10 — 2—5%, 11 — <2%.

Кавернозность и битуминозность этой части разреза хорошо выдержана по площади, о чем свидетельствуют скважины, пробуренные севернее — в Лено-Анабарском прогибе. Мощность битуминозных зон варьирует от 3—4 до 60—70 м.

Крупное месторождение твердых битумов располагается на севере Оленекского поднятия в песчаниках перми. Буровыми работами выявлено 5 залежей мощностью до 25 м, прослеживающихся на десятки километров по простиранию. В разрезе триаса проявления нефтяных углеводородов встречаются реже. Наиболее значительные отмечены на крайнем западе района, на Гуримисской площади, где вскрыты пропитанные нефтью пласты песчаников среднего триаса мощностью до 9 м.

На о-ве Котельный битумопроявления наиболее часто встречаются в породах нижнего-среднего девона и триаса. В разрезе триаса скопления битумов наблюдались также в базальтах, где они выполняют многочисленные пустоты. Проявления газа установлены в пермских и средне-триасовых отложениях, в вышележащих (J, K) породах битум не отмечен во вскрытых бурением в северной части Анабаро-Хатангского междуречья. Дебит достигал соответственно 3000 и 10 000 м³/сут. В этом же районе (р. Анабар) установлен постоянно действующий естественный выход горючего газа на дневную поверхность, приуроченный к тектоническому нарушению (дебит 2—3 м³/сут). Наличие в составе газа гелия говорит о его глубинной природе. Газопроявление с дебитом до 20 м³/сут отмечено в пермских отложениях, вскрытых скв. Р-1 вблизи устья р. Оленек.

Газохимическое изучение донных осадков Лаптевского шельфа (320 проб) выявило наличие в 55 из них аномальных (превышающих фон) содержащий углеводородных газов (УВГ). Их количественный разброс (0,05—2,3 см³/кг) в большинстве своем не зависит от состава осадков и содержания в них $C_{орг}$, колеблющегося около значений в 1,0%. В распределении аномальных концентраций углеводородных газов намечается отчетливый структурный контроль. Значительная их часть располагается в пределах отрицательных структур с повышенной мощностью чехла, вблизи разломов и на граничных участках крупных структурных элементов, которые (границы) в большинстве случаев имеют разломную природу. Наличие заметного количества гомологов (до бутана включительно) и часто невысокая величина отношения метана к гомологам, опускающаяся в Усть-Ленском грабене до 0,16 (доминирует бутан) — особенности не характерные для газов биохимической природы.

Принципиально важным является совпадение аномальных зон по метану и тяжелым углеводородам, а также обнаружение в газовой смеси в Усть-Ленском грабене аргона и гелия, источник которых, скорее всего, имеет глубинную природу. Напомним в этой связи о сейсмичности Лаптевского шельфа вообще и Усть-Ленского грабена в частности, магнитуда землетрясений в пределах которых достигает 6 баллов [11]. Приведенные данные могут свидетельствовать о миграционной природе значительной части аномальных содержаний УВГ и о возможной нефтегазоносности недр.

Согласно данным публикаций [10] в разрезе провинции выделяется до трех главных потенциально нефтегазоносных комплексов, в том числе: нижний, вендско-каменноугольный (венд-турне), преимущественно карбонатный; средний, каменноугольно-нижнемеловой (визе-неоком) терригенный и верхний мел-кайнозойский, также терригенный.

В составе *нижнего комплекса* по аналогии с прилегающими территориями в качестве наиболее перспективных рассматриваются породы венда и кембрия. Они представлены кавернозными доломитами в кровле венда (пористость до 25%) и терригенно-карбонатными породами низов кембрия (пористость 11—21%, проницаемость до 1,3 мкм²), а также кавернозными доломитами кровли кембрия.

Породы характеризуются регионально выраженной битуминозностью. Поисковый интерес представляют также терригенно-карбонатные отложения девона, характеризующиеся высокой битуминозностью на о-ве Котельный. Максимальная мощность пород нижнего комплекса может достигать 5,0 км. Наиболее благоприятную для образования жидких УВ степень катагенеза ОВ (МК₃) согласно Б.И. Киму и др. [10] можно ожидать в пределах вала Минина и Лено-Таймырской зоны поднятий, где подошва верхнего протерозоя располагается на глубине 4—6 км.

В *среднем потенциально нефтегазоносном комплексе* наиболее перспективными считаются отложения перми. Разрез пермских отложений состоит из чередования глинистых и песчаных пачек, что создает благоприятные условия миграции УВ из глинистых толщ и их аккумуляции в песчаных коллекторах, пористость которых колеблется от 20 до 60%. Сейсмическое профилирование, выполненное на Лаптевоморском шельфе, подтвердило принципиальную общность строения пермского разреза на суше и в акватории. В пределах большинства структур отложения перми предполагаются на глубине около 5—6 км. В пределах

вала Минина они предполагаются на глубине около 2,5—3,0 км, а минимальная глубина их залегания (1,5—2,0 км) возможна в пределах Лено-Таймырской зоны поднятий и на Западно-Ленском куполе. Нельзя исключать из числа перспективных и песчано-глинистые образования триаса. Приуроченность битумопроявлений в основном к разломам и трещинам свидетельствует о миграции УВ из нижележащих (пермских?) толщ. Пористость песчанников изменяется от 16 до 28%.

В верхнем нефтегазоносном комплексе прогнозируются как высококачественные коллекторы, связанные с развитием дельтовых фаций отложений, так и достаточно мощные глинистые покрывки. Последние в пределах отрицательных структур (исключая Южно-Лаптевский прогиб) располагаются на глубине около 5,0 км и по предполагаемой степени катагенеза ОВ [10] могут являться продуцентами жидких УВ. Вышележащие глинистые палеоценовые образования могут играть роль не только покрывки для возможных меловых залежей УВ, но и генерировать разнообразные УВ при погружении на глубину до 3 км (Усть-Ленский грабен, Омолойский прогиб). Плиоцен-четвертичные отложения вследствие их алеврито-глинистого состава рассматриваются в качестве региональной покрывки.

Нефтегазоматеринские отложения нижнего потенциально нефтегазоносного комплекса стратиграфически приурочены к отложениям верхнего рифея-венда, имеющим глинисто-карбонатный состав и содержащим до 1,0—1,5% ОВ, а также к доманикоидным отложениям среднего кембрия с содержанием $C_{орг}$ до 24%. В карбонатном комплексе палеозоя, согласно материалам публикаций [10], прогнозируются еще несколько нефтегазоматеринских свит, сложенных пачками черных глинистых карбонатов ордовика — нижнего силура, девона, раннего карбона. Наиболее перспективными представляются образования нижнего-среднего девона, в которых содержание $C_{орг}$ достигает 5%.

В среднем нефтегазоносном комплексе нефтегазоматеринские толщи предполагаются на стратиграфических уровнях нижней перми, среднего триаса и юры. Генерационный потенциал пермских отложений подтверждается открытием уникального Оленекского битумного месторождения, а также мелкими месторождениями и проявлениями нефти на южном побережье Хатангского залива моря Лаптевых. Содержание $C_{орг}$ в глинистых отложениях перми может достигать 2,4% при гумусово-сапропеловом типе ОВ.

Для глинистых отложений триаса также характерна повышенная битуминозность. Юрские отложения являются основным генератором углеводородов в Енисей-Хатангском и Лено-Анабарском прогибах [13, 14].

Результаты моделирования условий генерации УВ [10] показывают, что Центрально-Лаптевская область является одним из основных очагов генерации преимущественно нефтяных УВ, в котором зона генерации ($МК_1—МК_5$) расположена на глубине от 1,5 до 7,0 км, а интервал «нефтяного окна» ($МК_2—МК_3$) мощностью 2,2—2,5 км представлен перспективными отложениями от девона (локально) до триаса включительно. Залежи нефти различного химического состава могут быть приурочены как к бортам Центрально-Лаптевского прогиба, так и к его центральным частям на глубине от 3 км и более.

В пределах наиболее погруженных зон Омолойского прогиба (Восточно-Лаптевская ПНГО) условия генерации УВ наступили приблизительно в позднем триасе. К этому времени самые древние нефтегазоматеринские толщи рифея-венда и карбонаты палеозоя погрузились в зону активного нефтеобразования. На бортах прогиба и на его центриклинальном замыкании условия главной фазы генерации УВ в названных комплексах наступили значительно позднее — в конце раннего мела. Главная фаза нефтеобразования в Омолойском прогибе растянута в интервале глубин от 2 до 8 км, где могут находиться отложения от ордовика до верхов мела. Интервал «нефтяного окна» представлен мезозойским комплексом отложений, залегающих на глубине 3,2—5,5 км. Нефтеобразование в данном комплексе отложений относится к периоду 125—50 млн лет назад, когда сформировались апт-альбские и палеоценовые коллекторы. Это позволяет сделать вывод о том, что залежи нефти будут ограничены интервалом глубин 2,5—4,0 км.

Значительный стратиграфический диапазон нефтегазоматеринских толщ, особенности структуры и вещественного состава отложений характеризуются благоприятным сочетанием коллекторских и флюидоупорных толщ, наличием признаков структурного и генетического сходства в развитии исходно-рифтогенных бассейнов моря Лаптевых [2—6]

Методика исследований

Для оценки углеводородного потенциала изучаемых акваторий в настоящей работе выполнено численное бассейновое моделирование. С учетом существенных неопределенностей в части

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

вещественного состава пород в модели были выделены гипотетические углеводородные системы в основании каждого комплекса. Расчет выполнен в двух вариантах с разными типами керогена НГМТ, соответствующими гумусовому и сапропелевому ОВ.

Результаты исследований

Результаты проведенных исследований показали, что ключевым фактором, контролирующим развитие углеводородных систем, является скорость

погружения бассейнов и мощность формируемых комплексов перекрывающих пород, а также геотермическое поле моря Лаптевых.

Существует всего пять точек измерений теплового потока в его северной части — в районе котловины Амундсена — и четыре измерения в континентальной и островной частях (рис. 3). Представленная карта распределения теплового потока не противоречит региональным особенностям распределения теплового

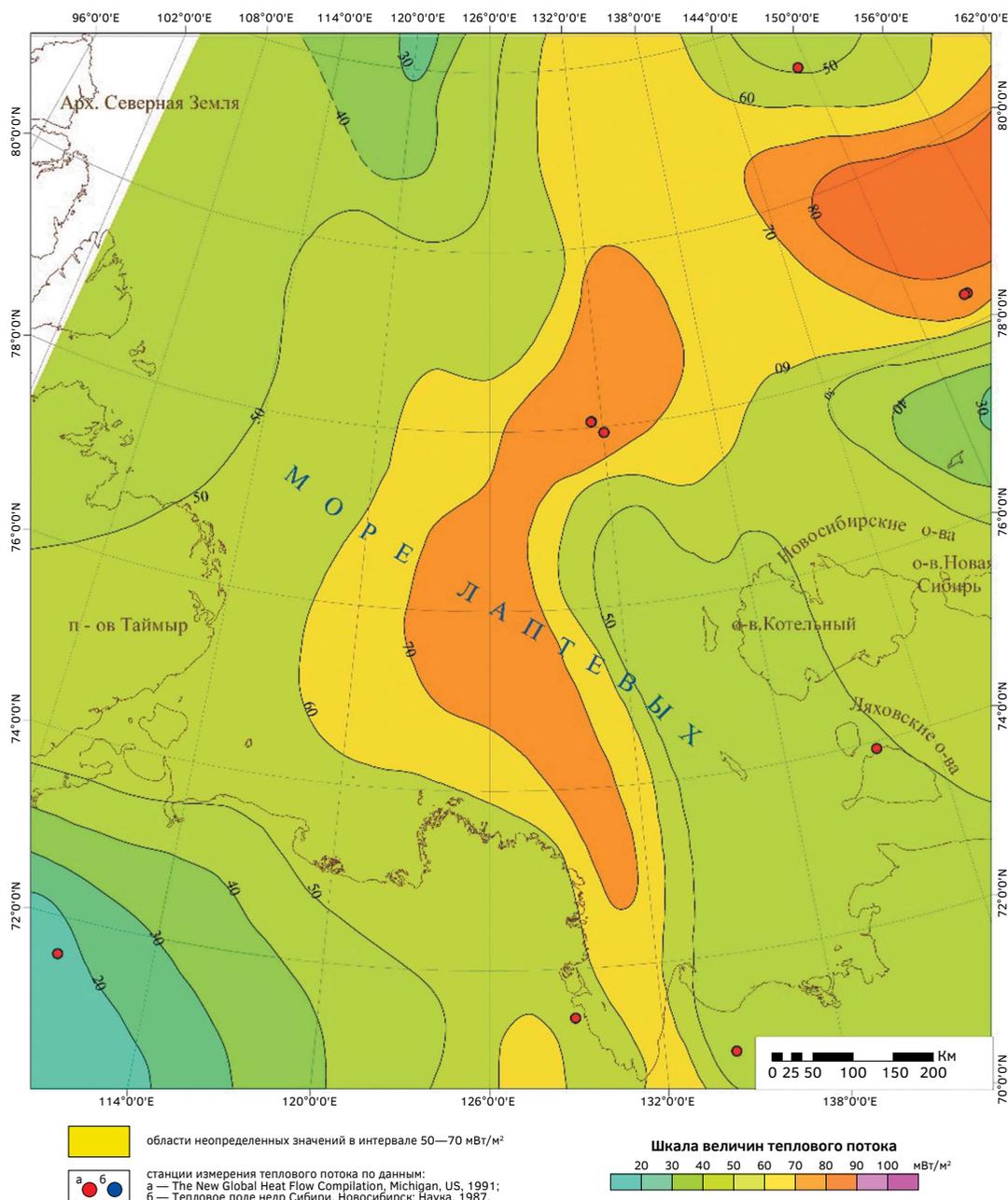


Рис. 3. Схема теплового потока моря Лаптевых (по данным АО «Союзморго», 2019)

Fig. 3. Scheme of the heat flow of the Laptev Sea (according to the data of the JSC «Soyuzmorgo», 2019)

Условия формирования и эволюция нефтегазоматеринских толщ Лаптевской нефтегазоносной провинции

потока для Арктического сегмента Земли, который определяется сочетанием чередований субмеридиональных поясов высокого и низкого теплового потока — в глубоководных котловинах с субширотными поясами относительно повышенного (52—80 мВт/м²) и низкого (от 26—52 мВт/м²) теплового потока почти вдоль всего периметра шельфовой области Америки и Евразии.

Анализ палеогеографических условий формирования отложений позволяет предполагать присутствие элементов углеводородных систем в составе всех основных комплексов осадочного чехла.

Результаты выполненного моделирования показали, что апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ — в нижней,

нефть — в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в море Лаптевых, где на большей части территории они перегреты (рис. 4а).

Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в Лаптевоморском бассейне. Зрелость ОВ палеогена соответствует главной зоне нефтеобразования (рис. 4б).

Органическое вещество нижней части неоген-четвертичного комплекса прогрето до уровня «нефтяного окна» в Лаптевоморском бассейне (рис. 4в). Отложения, распространенные в пределах акватории моря Лаптевых, могли генерировать УВ около 5,3 млн лет назад. Показатели степени

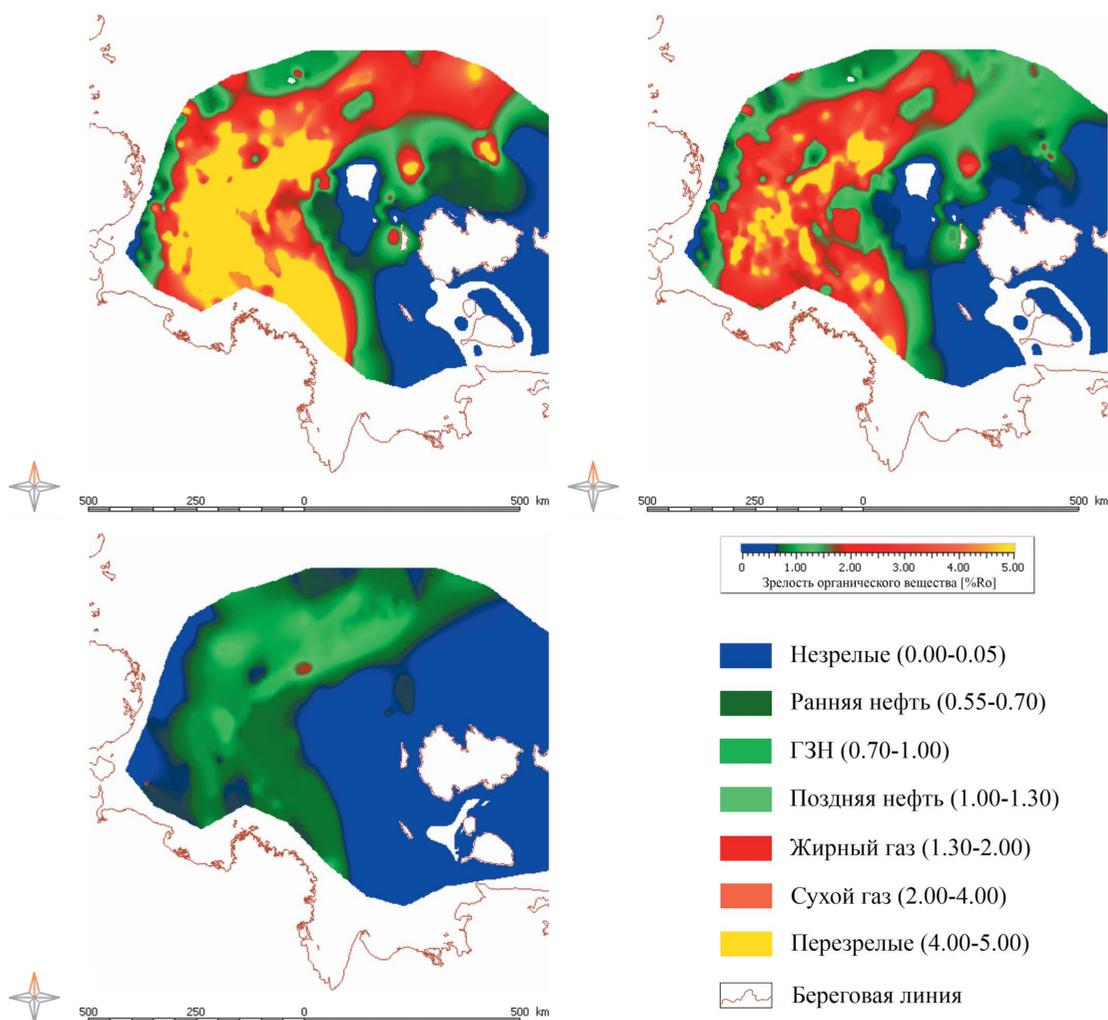


Рис. 4. Распределение отражательной способности витринита (Ro, %) на современном этапе развития НГМТ: а — апт-познемелового; б — палеогенового; в — неогенового возрастов

Fig. 4. Distribution of vitrinite reflectance (Ro, %) at the present stage of development of oil and gas source rock: а — apt-late Cretaceous; б — Paleogene; в — Neogene ages

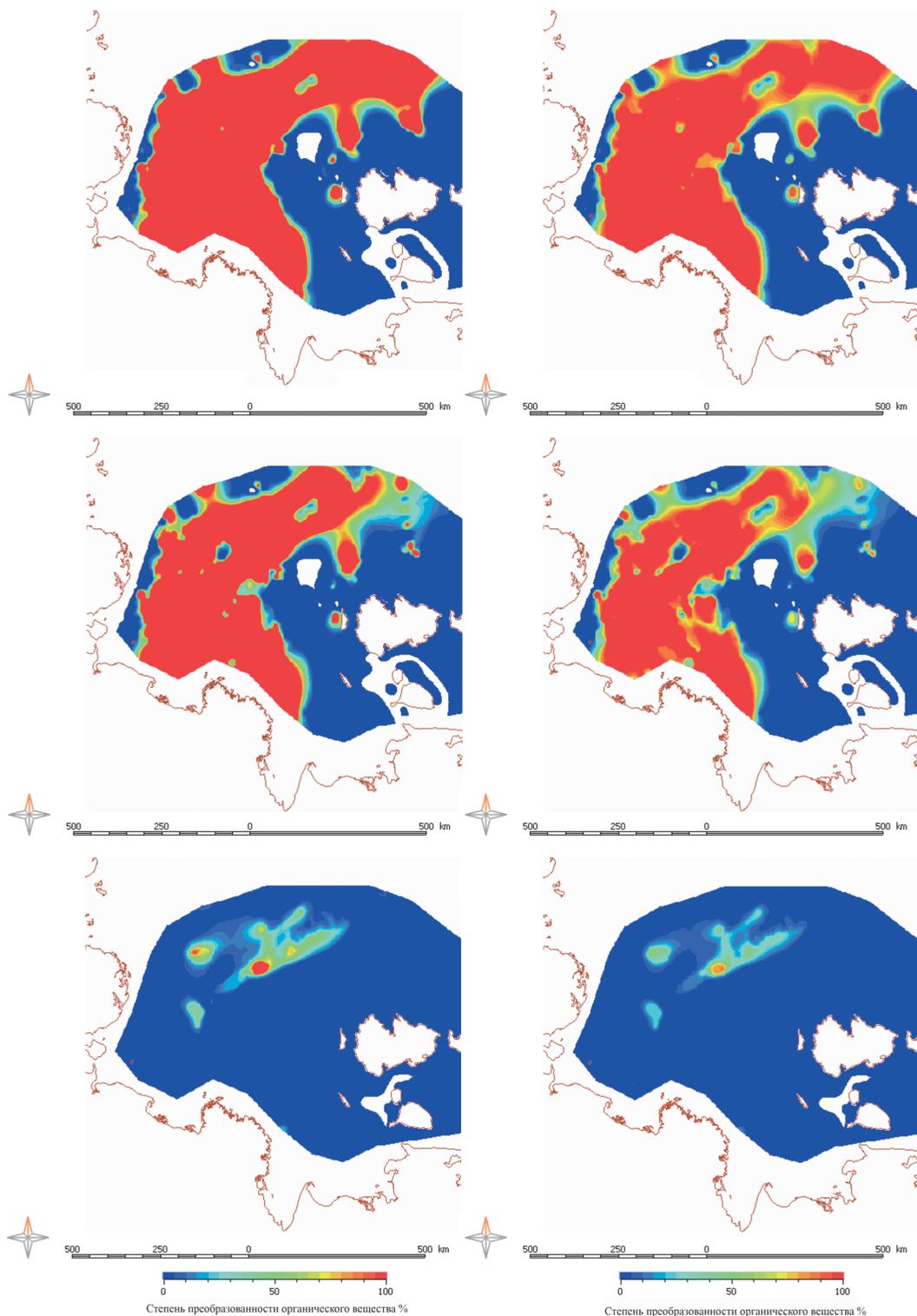


Рис. 5. Распределение степени преобразованности ОВ (TR, %) на современном этапе развития НГМТ для керогена II типа: а — мелового, б — палеогенового и в — неогенового возрастов; для керогена III типа: г — мелового, д — палеогенового и е — неогенового возрастов

Fig. 5. Distribution of the degree of transformation of organic matter (TR, %) at the present stage of development of oil and gas parent rocks for kerogen type II: а — Cretaceous, б — Paleogene and в — Neogene ages; for kerogen type III: г — Cretaceous, д — Paleogene and е — Neogene ages

Условия формирования и эволюция нефтегазоматеринских толщ Лаптевской нефтегазоносной провинции

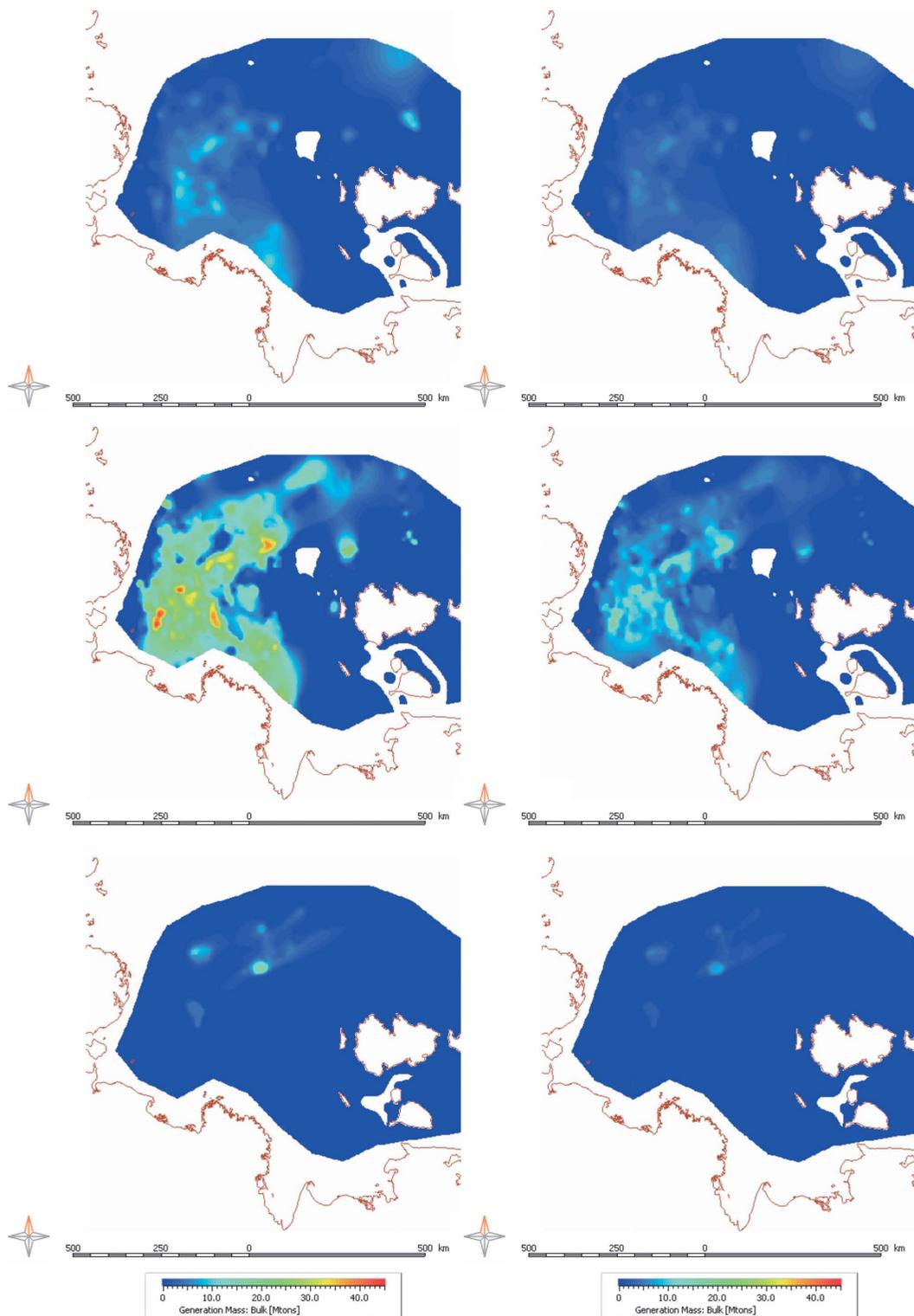


Рис. 6. Распределение удельной плотности генерации УВ ($Q_{ген}$, млн т УТ/км²) на современном этапе развития НГМТ для керогена II типа: а — мелового, б — палеогенового и в — неогенового возрастов; для керогена III типа: г — мелового, д — палеогенового и е — неогенового возрастов
Fig. 6. Distribution of the specific density of hydrocarbon generation (Q_{gen} , million tons of standard fuel / km²) at the present stage of development of oil and gas source rocks for kerogen of type II: а — Cretaceous, б — Paleogene and в — Neogene ages; for kerogen type III: г — Cretaceous, д — Paleogene and е — Neogene ages

преобразованности ОВ, удельные плотности генерации и эмиграции УВ, характеризующие гипотетические НГМТ, определяются в том числе и типом керогена. Как уже отмечалось, в условиях существенной неопределенности в части вещественного состава осадочного чехла изучаемых бассейнов в рамках настоящего исследования применен вариативный подход, и моделирование выполнялось в двух вариантах: для керогена II и III типов.

На рисунке 5 приведены карты распределения степени преобразованности меловой НГМТ для керогена второго типа (рис. 5а) и третьего типа (рис. 5г). Видно, что к настоящему времени НГМТ полностью реализовала свой потенциал на большей части территории всех бассейнов вне зависимости от типа керогена. Незначительные отличия отмечаются в бортовых частях прогибов, где НГМТ с керогеном III типа слабее трансформирована.

Для нефтегазоматеринских пород палеогена и неогена влияние типа керогена на степень преобразованности НГМТ значительно, и оно тем больше, чем меньше глубина их залегания и, соответственно, зрелость ОВ (рис. 5б, д и в, е). В целом чем меньше зрелость ОВ, тем меньше реализован генерационный потенциал НГМТ, содержащей III тип керогена. Это особенно заметно при анализе карт степени преобразованности НГМТ отложенный неогена (рис. 5е).

Следует отметить, что распределение показателя TR отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, в частности, скоростей их погружения [13, 14]. В рифтовом бассейне моря Лаптевых скорость погружения в палеогене-неогене обусловила большие объемы накопленных осадков и, как следствие, большую зрелость ОВ и способность НГМТ к генерации и эмиграции углеводородов, чем в соседних бассейнах [12].

В соответствии с индексом TR в НГМТ распределены удельные плотности генерации и эмиграции

УВ (рис. 6). В меловом комплексе, содержащем II тип керогена, эти показатели составляют порядка 20—30 и 10—15 млн т УТ — для III типа (рис. 6а, г). В Лаптевоморском бассейне в палеогеновом комплексе максимальные удельные плотности генерации и эмиграции (на уровне 25—40 и 15—25 млн т УТ для второго и третьего типов керогена соответственно) ожидаются. Остальные изучаемые бассейны существенно уступают акватории моря Лаптевых как по показателям удельных плотностей, так и по объемам генерации в целом — с учетом площади бассейна, вовлеченной в генерационный процесс (рис. 6б, д). Незначительная генерация углеводородов прогнозируется в неогеновой части разреза в северной части бассейна моря Лаптевых (рис. 6в, е).

Динамика реализации генерационного и эмиграционного потенциала изученных НГМТ представлена на рисунках 7 и 8. Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и палеогене привели к тому, что процессы генерации начались практически сразу после формирования НГМТ. На рубеже мела и палеогена эти процессы в апт-верхнемеловой толще существенно активизируются, а к началу олигоцена замедляются. Для палеогеновой НГМТ отмечается последовательное нарастание генерационно-эмиграционного потенциала. Генерация и эмиграция углеводородов из неогеновой нефтегазоматеринской толщи началась в конце миоцена. В модели с III типом керогена наблюдается аналогичная динамика при существенно меньших объемах сгенерированных УВ.

Заключение

В Лаптевоморском бассейне основные очаги генерации УВ находятся в палеогеновом и неогеновом комплексах. Области наиболее вероятной аккумуляции углеводородов сохраняются вне

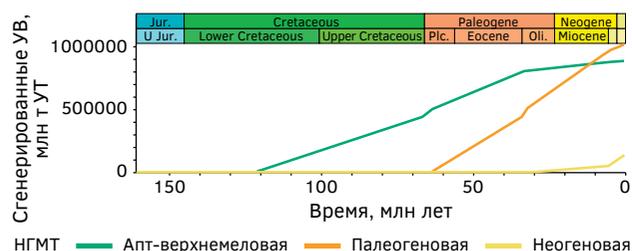


Рис. 7. График генерации УВ НГМТ в Лаптевоморском бассейне. Кероген II типа

Fig. 7. Schedule of hydrocarbon generation in oil-gas source rocks in the Laptev Sea basin. Kerogen type II

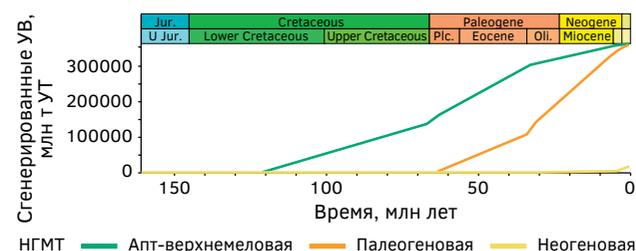


Рис. 8. График генерации УВ НГМТ в Лаптевоморском бассейне. Кероген III типа

Fig. 8. Schedule of hydrocarbon generation in oil-gas source rocks in the Laptev Sea basin. Kerogen type III

зависимости от типа органического вещества. Результаты моделирования отличаются в части соотношения жидких и газообразных УВ в прогнозируемых залежах, — в случае III типа керогена количество газовой составляющей увеличивается.

В Лаптевоморском бассейне кроме прибортовых зон выделяется крупная область в центральной части бассейна, где залежи углеводородов ожидаются на глубинах более 5 км. В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени — в прибортовых. Глубины залегания перспективных объектов составляют от 5—6 км в центральных частях до 2—3 км — в прибортовых. В неогеновом комплексе скопления УВ ожидаются преиму-

щественно в пределах Лаптевоморского бассейна. В центральной и южной части Лаптевоморского бассейна во всех комплексах вне зависимости от типа керогена ожидаются газовые залежи, что обусловлено повышенным тепловым потоком и, как следствие, высокой степенью преобразованности ОВ нефтегазоматеринских пород.

Анализ полученных результатов показывает, что наиболее перспективным является Лаптевоморский бассейн. Значительный углеводородный потенциал ожидается в клиноформах палеогена Восточной Арктики. В настоящее время этот комплекс недооценен, и для проведения ресурсной оценки требуется дополнительное изучение, включая детальное картирование его внутренне-го строения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас палеогеографических карт шельфов Евразии в мезозое и кайнозое. Т. 1. Llandudno: Robertson Group и ГИН АН СССР, 1992.
2. Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С. и др. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа. СПб.: «Недра», 2003. 120 с.
3. Гашева И.М., Лопатин Б.Г., Соколов Р.И. Геологическая карта России и прилегающих акваторий. Сост. и подгот. к изд. ВСЕГЕИ в 1983 г.; 1 : 10 000 000. 1995.
4. Двали М.Ф. Геологическое строение Паланского района (западное побережье п-ова Камчатка) // Труды ВНИГРИ. 1957. Вып. 102. 124 с.
5. Жаров А.Э., Королева Н.В., Чуйко Л.С., Степанова Е.В., Кружляк В.Ф., Сергиенко Т.Н. и др. Отчет по результатам геолого-экономической оценки локальных нефтегазоперспективных объектов на шельфах Дальневосточных морей, переоценки ресурсного потенциала УВ и предпринятая подготовка геологической основы конкурсного участка Сахалин-5, -6; оценки прогнозных ресурсов УВ на шельфе Юго-Западного Сахалина». ФГУП «Дальморнефтегеофизика», Южно-Сахалинск, 2003 г. ФГУ НП «Росгеолфонд», НП ЦМГД, ФГУ «СахТФГИ».
6. Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б. и др. Отчет «Обосновать районы вероятного углеводородонакопления на шельфе Охотского моря на основе использования современных технологий прогноза нефтегазовых резервуаров» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Москва, 2014. Российский Федеральный геологический фонд.
7. Ким Б.И., Евдокимова Н.К. Геология и нефтегазоносность Лаптевоморского замыкания Евразийского бассейна // Геология нефти и газа. 2010. № 2. С. 3—10.
8. Лукина Н.В., Макаров В.И., Трифонов В.Г., Волчкова Г.И. Корреляция тектонических событий новейшего этапа развития Земли. М.: Наука, 1985. 174 с.
9. Полудеткина Е.Н. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Анадырского бассейна: дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2007. 150 с.
10. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Аржаков Н.А., Оболкин А.П., Павлова К.А., Севостьянова Р.Ф., Слепцова М.И. О строении и перспективах нефтегазоносности пришельфовых арктических территорий Восточной Якутии // Наука и образование. 2017. № 4. С. 50—59.
11. Щербань О.В. Геохимия органического вещества, нефтей и газов кайнозойских отложений Анадырского, Хатырского и Ямско-Тауйского осадочных бассейнов (в связи с оценкой условий нефтегазообразования): дис. ... канд. геол.-мин. наук. ДНЦ АН СССР. Магадан, 1985.
12. Kerimov, V.Y., Bondarev, A.V., Mustae, R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2017. No 8. P. 36—41.
13. Kerimov V.Yu., Bondarev, A.V., Sizikov, E.A., Sinyavskaya, O.S., Makarova, A.Yu. The conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems in Sakhalin shelf, the Sea of Okhotsk // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2015. No. 8. P. 22—27.
14. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Mustae R.N., Bondarev A.V. Formation Conditions of Hydrocarbon Systems on the Sakhalin Shelf of the Sea of Okhotsk Based on the Geochemical Studies and Modeling // Orient J Chem. 2018. No 34(2). P. 934—974.
15. Kerimov V.Yu., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustae R.N., Vu Nam Hai. Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural-Tectonic Model of their Formations // Geotectonics. 2019. Vol. 52(1). P. 42—59.
16. Sizikov E.A., Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Khosh-taria V.N. Modeling Zone's of Hydrocarbon generation in Sakhalin shelf of Okhotsk Sea Geomodel // 2016 — 18th Science and Applied Research Conference on Oil

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

and Gas Geological Exploration and Development.

17. Sømme T.O., Dor´e A.G., Lundin E.R., Tørudbakken B.O. Triassic-Paleogene paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill // AAPG Bulletin. Vol. 102. No. 12 (December 2018). P. 2481—2517.

REFERENCES

1. Atlas of paleogeographic maps of Eurasian shelves in the Mesozoic and Cenozoic. Chapter 1. Llandudno: Robertson Group and Federal State Budgetary Institution of Science Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, 1992. (In Russian).
2. Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Margulis L.S., et al. Exploration potential of Western Kamchatka and the adjacent shelf. Saint Petersburg: "Nedra", 2003. 120 p. (In Russian).
3. Gasheva I.M., Lopatin B.G., Sokolov R.I. Geological map of Russia and adjacent water areas. Compiled and prepared for publishing by the All-Russian Research Geological Institute in 1983; 1: 10,000,000. 1995. (In Russian).
4. Dvali M.F. Geological structure of the Palansky region (western coast of the Kamchatka Peninsula) // "Proceedings All-Russian Petroleum Research Geological Prospecting Institute. 1957. Issue 102. 124 p. (In Russian).
5. Zharov A.E., Koroleva N.V., Chuiko L.S., Stepanova E.V., Kruglyak V.F., Sergienko T.N., et al. Report on the results of geological and economic assessment of local oil and gas promising objects on the shelves of the Far Eastern seas, reassessment of hydrocarbon resource potential and pre-tender preparation of the geological basis of the Sakhalin-5, -6 competitive site; assessment of predicted hydrocarbon resources on the shelf of South-West Sakhalin. Federal state unitary enterprise «Dalmorneftegeofizika», Yuzhno-Sakhalinsk, 2003. Federal state unitary research and production enterprise «Rosgeolfond», Research and Production Enterprise Center for Marine Geological and Geophysical Data, Federal State Institution "Sakhalin Territorial Fund of Geological Information". (In Russian).
6. Kerimov V.Yu., Kuznetsov N.B., et al. Report "Substantiate areas of probable hydrocarbon accumulation on the shelf of the Okhorts Sea based on the use of modern oil and gas forecasting technologies" Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2014. Russian Federal Geological Fund. (In Russian).
7. Kim B.I., Evdokimova N.K. Geology and oil and gas potential of the Laptev Sea closure of the Eurasian basin. Geology of oil and gas. 2010. No. 2. P. 3—10. (In Russian).
8. Lukina N.V., Makarov V.I., Trifonov V.G., Volchkova G.I. Correlation of tectonic events of the newest stage of the Earth's development. Moscow: Science, 1985. 174 p. (In Russian).
9. Poludetkina E.N. Geochemical prerequisites for the oil and gas content of the Anadyr basin. Dissertation for the degree of Cand. geol.-min. sciences. Moscow, 2007. 150 p. (In Russian).
10. Sitnikov V.S., Alekseev N.N., Arzhakov N.A., Obolkin A.P., Pavlova K.A., Sevostyanova R.F., Sleptsova M.I. About the structure and prospects of oil and gas content of the offshore Arctic territories of Eastern Yakutia // Science and Education. 2017. No. 4. P. 50—59. (In Russian).
11. Shcherban O.V. Geochemistry of organic matter, oils and gases of the Cenozoic sediments of the Anadyr, Khatyr and Yamsk-Taui sedimentary basins (in connection with the assessment of the conditions of oil and gas formation). Dissertation for the scientific degree of candidate of geological and mineralogical sciences. Dagestan Scientific Center of the Academy of Sciences of the Union of Soviet Socialist Republics Magadan, 1985. (In Russian).
12. Kerimov, V.Y., Bondarev, A.V., Mustaev, R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2017. No 8. P. 36—41.
13. Kerimov V.Yu., Bondarev, A.V., Sizikov, E.A., Sinyavskaya, O.S., Makarova, A.Yu. The conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems in Sakhalin shelf, the Sea of Okhotsk // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2015. No. 8. P. 22—27.
14. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Formation Conditions of Hydrocarbon Systems on the Sakhalin Shelf of the Sea of Okhotsk Based on the Geochemical Studies and Modeling // Orient J Chem. 2018. No 34(2). P. 934—947.
15. Kerimov V.Yu., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustaev R.N., Vu Nam Hai. Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural-Tectonic Model of their Formations // Geotectonics. 2019. Vol. 52(1). P. 42—59.
16. Sizikov E.A., Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Khosh-taria V.N. Modeling Zone's of Hydrocarbon generation in Sakhalin shelf of Okhotsk Sea Geomodel // 2016 — 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development.
17. Sømme T.O., Dor´e A.G., Lundin E.R., Tørudbakken B.O. Triassic-Paleogene paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill // AAPG Bulletin. Vol. 102. No. 12 (December 2018). P. 2481—2517.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Керимов В.Ю. — внес основной вклад в разработку концепции статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Щербина Ю.В. — присоединилась к подготовке текста статьи, оформила и выполнила перевод статьи на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Иванов А.А. — присоединился к подготовке текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vagif Yu. Kerimov — made the main contribution to the development of the concept of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Yulia V. Shcherbina — joined the preparation of the text of the article, designed and performed the translation of the article into English and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Andrey A. Ivanov — joined the preparation of the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Керимов Вагиф Юнусович — доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: kerimovvy@mgri.ru
тел.: +7 (495) 461-37-77, доб. 21-12
SPIN: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

Vagif Yu. Kerimov — Dr. of Sci. (Geol.-Min.), Prof., academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: kerimovvy@mgri.ru
tel.: +7 (495) 461-37-77, add. 21-12
SPIN: 9696-1364
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9485-8208>

Щербина Юлия Витальевна* — ведущий специалист управления фундаментальных и прикладных научных исследований ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: scherbinauv@mgri.ru
тел.: +7 (915) 024-93-03
SPIN: 3225-9373
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0055-7979>

Yulia V. Shcherbina* — leading specialist in the Department of fundamental and applied scientific research, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: scherbinauv@mgri.ru
tel.: +7 (915) 024-93-03
SPIN: 3225-9373
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0055-7979>

Иванов Андрей Александрович — декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: ivanovaa@mgri.ru
тел.: +7 (926) 388-85-04
SPIN: 9977-2363
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5294-8878>

Andrey A. Ivanov — head of the Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ivanovaa@mgri.ru
tel. +7 (926) 388-85-04
SPIN: 9977-2363
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5294-8878>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author