



УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИЯ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Р.А. МАМЕДОВ^{1,*}, М.А. АЛЛАНАЗАРОВА¹, Р.Р. САГДЕЕВ², Т.Н. СУЮНБАЕВ¹

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

² ФГАУ ВО «Российский государственный университет имени И. М. Губкина»
65, Ленинский пр., г. Москва 119296, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Шельф Восточно-Сибирского моря относится к Новосибирско-Чукотской потенциально нефтегазоносной провинции. Основанием для определения Восточно-Сибирского шельфа в качестве потенциально нефтегазоносной провинции и его разделения на области стало, наряду со структурно-геологическими предпосылками, выявление на Новосибирских островах многочисленных битумопроявлений в палеозойских, триасовых и юрских отложениях.

Цель исследования. Целью являлось построение пространственно-временных цифровых моделей осадочных бассейнов и углеводородных (УВ) систем для основных горизонтов нефтематеринских пород, а также детальный анализ информации о нефтегазоносности, геохимическом изучении осадков, характеристики компонентного состава 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) [8, 9], которая охватывает временной период с триаса по палеоген включительно и учитывает плито-тектонические реконструкции, выполненные Dog'е и соавт. в 2015 г. 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.

Заключение. Анализ полученных результатов позволил выделить наиболее перспективные объекты исследования. Выделены основные очаги генерации УВ апт-позднемелового и палеогенового комплексов и области наиболее вероятной аккумуляции. 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 внутреннего строения.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, Новосибирский 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: Мамедов Р.А., Алланазарова М.А., Сагдеев Р.Р., Суюнбаев Т.Н. Условия формирования и эволюция нефтегазоматеринских толщ Восточно-Сибирской потенциально нефтегазоносной провинции. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(1):38—49. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-1-38-49>

Статья поступила в редакцию 04.10.2021

Принята к публикации 24.12.2021

Опубликована 22.06.2022

* Автор, ответственный за переписку

FORMATION CONDITIONS AND EVOLUTION OF THE OIL AND GAS STRATA OF THE PROSPECTIVE EAST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE

RUSTAM A. MAMEDOV^{1,*}, MEHRIBAN A. ALLANAZAROVA¹, RAIL R. SAGDEEV²,
TEMIRBOLAT N. SUYUNBAEV¹

¹ *Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

² *Gubkin Russian State University
65, Leninsky pr., Moscow 119296, Russia*

ABSTRACT

Introduction. East Siberian Sea shelf refers to the Novosibirsk-Chukotka prospective oil and gas province. The definition of the East Siberian shelf as a prospective oil and gas province and its division into areas is based, along with the structural and geological prerequisites, on the identification of numerous bitumen occurrences in the Paleozoic, Triassic and Jurassic sediments of the Novosibirsk Islands.

Aim. To construct spatio-temporal digital models of sedimentary basins and hydrocarbon systems for the main horizons of source rocks, as well as to carry out their detailed analysis based on the available information about the oil and gas content, the gas-chemical composition of sediments, the characteristics of the component composition and evolution of source rocks within the studied prospective oil and gas province. The conducted research made it possible to study regional trends in oil and gas content, 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 information. A basin analysis was based on a model developed by the Equinor specialists (Somme et al., 2018) [8, 9], which covered the time period from the Triassic to Paleogene inclusive and took into account the plate-tectonic reconstructions performed by Dor'e et al. in 2015. 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 of oil and gas source strata corresponding to humic and sapropel organic matter. The key factor in controlling the development of hydrocarbon systems was found to be the sinking rate of the basins and the thickness of the formed overburden complexes.

Conclusion. The conducted analysis allowed the most promising research objects to be identified. The main foci of hydrocarbon generation in the Aptian-Late Cretaceous and Paleogene complexes were identified, along with the area of their most probable accumulation. Significant hydrocarbon potential is expected in the Paleogene clinoforms of the Eastern Arctic. This complex is currently underestimated, thus requiring further resource assessment study. A detailed mapping of its interior structure should be carried out.

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

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

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

Funding: the research was carried out with the financial support of the RFBR in the framework of research project No. 20-35-70062.

For citation: Mamedov R.A., Allanazarova M.A., Sagdeev R.R., Suyunbaev T.N. Formation conditions and evolution of the oil and gas strata of the prospective East Siberian oil and gas province. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(1):38—49. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-1-38-49>

Manuscript received 04 October 2021

Accepted 24 December 2021

Published 22 June 2022

* Corresponding author

Шельфовая область Восточно-Сибирского моря принадлежит Новосибирско-Чукотской (она же Новосибирская или Восточно-Сибирская) потенциально нефтегазоносной провинции, очертания которой однозначно не установлены (рис. 1). Существует вариант ее продолжения в северную область Чукотского моря вплоть до северного склона Аляски и вариант ее ограничения на востоке посредством поперечной структуры, связанной с зоной сопряжения Медвежинско-Шелагской зоны поднятий и Дремхедским прогибом. Каждый из вариантов, очевидно, может рассматриваться в качестве рабочей гипотезы. В данном обзоре принят последний вариант как наиболее соответствующий природному делению Восточно-Арктического шельфа на отдельные моря

как по внешним географическим и геоморфологическим признакам, так и по структуре подошвы осадочного чехла в той мере, в которой она на сегодня изучена [8, 9].

В принятых очертаниях в составе провинции может быть выделено до пяти потенциально нефтегазоносных областей: Усть-Индигорская, Медвежинско-Шелагская, Новосибирско-Благовещенская, Восточно-Сибирская и Де Лонга. Среди них наибольшими мощностями разреза от 2,0 до 12,0 км и более и, возможно, его наибольшим стратиграфическим интервалом, а также ожидаемой перспективностью выделяются две последних области.

В карбонатно-терригенных отложениях кембрия-силура отмечены находки «метаморфокеритов» — органического вещества, потерявшего

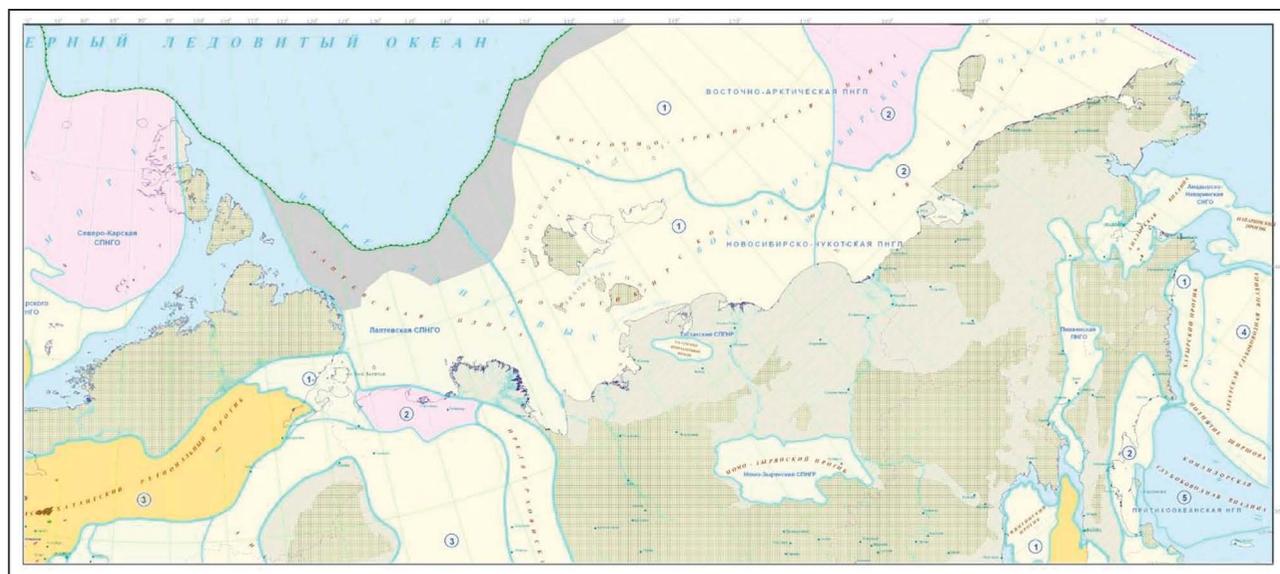


Рис. 1. Карта нефтегазоносности Восточно-Сибирской потенциально нефтегазоносной провинции (выкопировка из карты нефтегазоносности РФ и сопредельных стран СНГ [5])

Fig. 1. Map of oil and gas potential of the East Siberian potentially oil and gas province (extracted from the map of oil and gas potential of the Russian Federation and neighboring CIS countries [5])

подвижность и способность к растворению в органических растворителях.

В карбонатных породах девонского возраста зафиксированы признаки миграции УВ в виде локальных скоплений битумов по трещинам и остаткам раковин. Высокое содержание ОВ и битумов отмечаются также на некоторых участках развития каменноугольных и пермских пород в терригенных отложениях юры и мела.

Кроме того, в мелких картировочных скважинах, вскрывших отложения от юры до антропогена, на Земле Бунге (о-в Котельный), на островах Фаддеевском и Новая Сибирь, а также в проливах Санникова и Дм. Лаптева обнаружены проявления газа [13], содержащие метан и его тяжелые гомологи.

Выделение нефтегазоносных комплексов в этой провинции, как считает подавляющее большинство исследователей, пока преждевременно, поэтому в качестве потенциально нефтегазоносных выделяют комплексы, отвечающие крупным стратиграфическим подразделениям: палеозою, мезозою и кайнозою. При этом на севере провинции, в зонах развития древнего фундамента, предполагается развитие с разной полнотой всех трех комплексов, а на юге — только верхов мезозойского и кайнозойского комплекса.

В палеозойской части разреза в качестве возможных нефтегенерирующих толщ рассматриваются, по аналогии с Новосибирскими островами, битуминозные отложения нижнего-среднего девона. Породы верхнего девона имеют низкое содержание ОВ, но в связи с преобладанием глинистой составляющей рассматриваются как потенциальные флюидоупоры.

В качестве нефтематеринских толщ, по результатам исследований на островах и экстраполяции этих результатов на акваторию [9], рассматриваются, в частности, терригенно-карбонатные отложения карбона, где содержание $C_{орг}$ составляет 1,0—3,9 % и преобладает преимущественно сапропелевый тип ОВ.

Генерационный потенциал отложений перми связан с ОВ гумусового состава ($C_{орг}$ 1,3—3,7 %), что при низкой битуминозности позволяет относить эти отложения к газоматеринским.

Триасовые отложения, по данным указанных исследований, могут рассматриваться как основные нефтегазоматеринские толщи Восточно-Сибирского моря. Они характеризуются высоким содержанием $C_{орг}$ — до 10 %, морским генезисом, большой мощностью отложений и смешанным составом ОВ. Глинистые отложения триаса

выступают также в качестве хороших флюидоупоров [1—4].

Геохимические данные по юрским отложениям отсутствуют, однако по аналогии с прилегающим регионом Чукотского моря предполагается, что они также могут принимать участие в формировании УВ потенциала акватории [8, 13].

Угленосная толща мела с содержанием $C_{орг}$ до 20% и ОВ гумусового типа выступает в качестве газогенерирующей толщи.

При оценке нефтегазоносности и ресурсов Восточно-Сибирского моря в качестве аналога все исследователи рассматривают провинции бассейнов Северного склона Аляски и моря Бофорта [6—8], имеющих заметное сходство в истории геологического развития. Мегабассейн Северного склона Аляски охватывает синнадвиговый бассейн Колвилл с мощной мел-кайнозойской молассой и расположенный на шельфе Чукотского моря трог Хана с элсмирским и рифтовым комплексом (верхний девон-баррем) и Чукотскую платформу с нижнебрукскими (апт-верхний мел) отложениями.

В нефтегазоносной провинции Северного склона Аляски, включая прилегающую акваторию Чукотского и Бофорта морей, с 1946 по 2001 г. открыто 65 месторождений УВ [7]. Анализ информации показывает, что месторождения, открытые на Северной Аляске, находятся в различных возрастных нефтегазоносных комплексах: от среднепалеозойских (миссисипская свита каменноугольных отложений) до кайнозойских отложений. На рисунке 2 показаны нефтегазоносные формации, принятые американскими специалистами по Северной Аляске.

Методика исследований

Для оценки углеводородного потенциала изучаемых акваторий в рамках настоящей работы выполнено численное бассейновое моделирование. С учетом существенных неопределенностей в части 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 [9—12].

Результаты исследований

Результаты проведенных исследований показали, что ключевым фактором, контролирующим развитие углеводородных систем, является скорость погружения бассейнов и мощность формируемых комплексов перекрывающих пород.

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

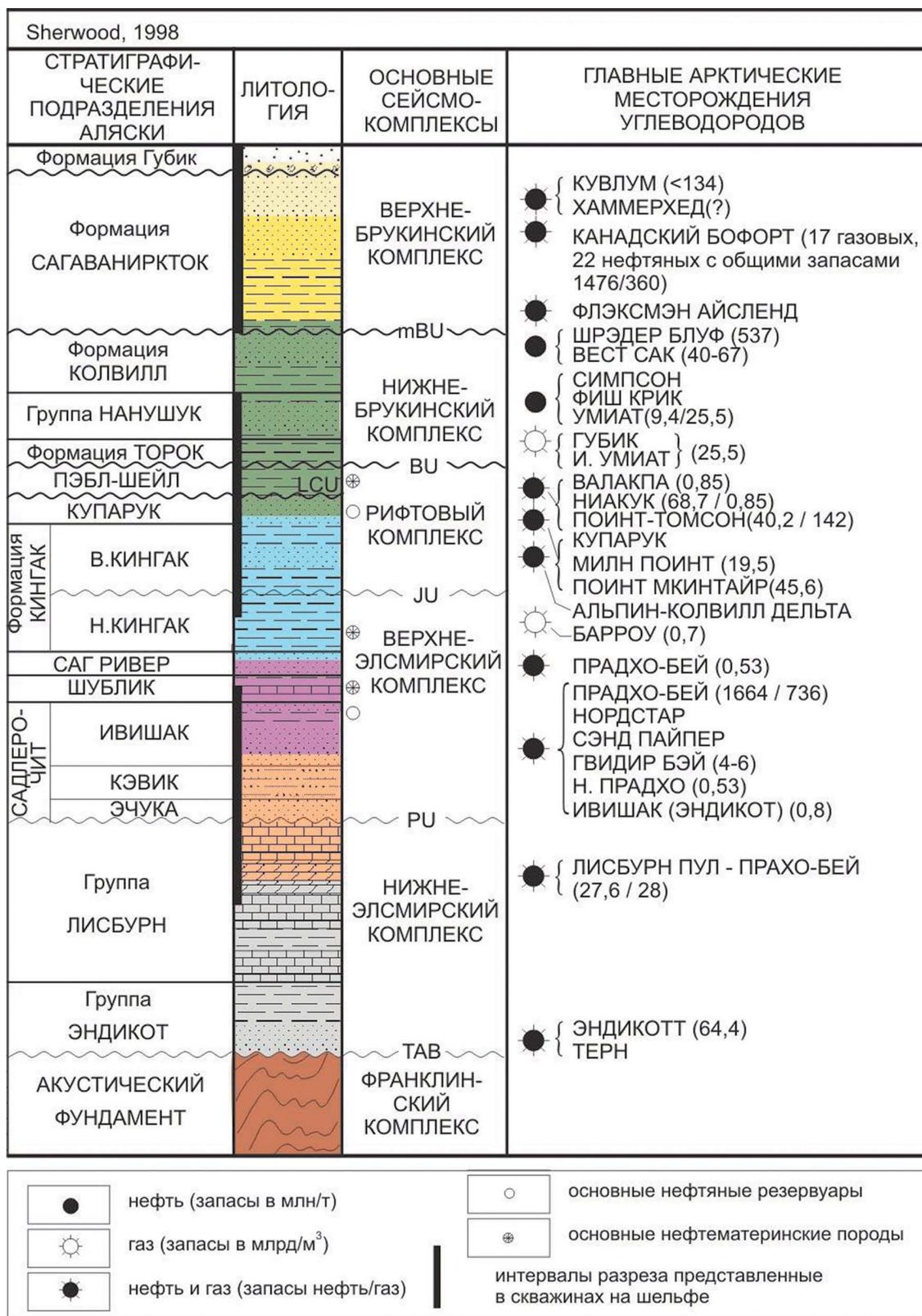


Рис. 2. Обобщенная стратиграфическая схема бассейнов Северной Аляски и шельфа Чукотского моря [10]
 Fig. 2. Generalized stratigraphic scheme of the basins of Northern Alaska and the shelf of the Chukchi Sea [10]

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

В связи с изложенным 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 выполненного моделирования показали, что в настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа, и только апт-верхнемеловые осадочные толщи Новосибирского и Северо-Врангелевского прогибов находятся в главной зоне нефтегенерации.

Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды

уже к началу палеогена: газ — в нижней, нефть — в средней части разреза (рис. 3А).

Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Зрелость ОВ палеогена Новосибирского бассейна соответствует главной зоне нефтеобразования (рис. 3Б).

На рисунке 4 приведены карты распределения степени преобразованности меловой НГМТ для керогена второго типа (рис. 4А) и третьего типа (рис. 4В).

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.

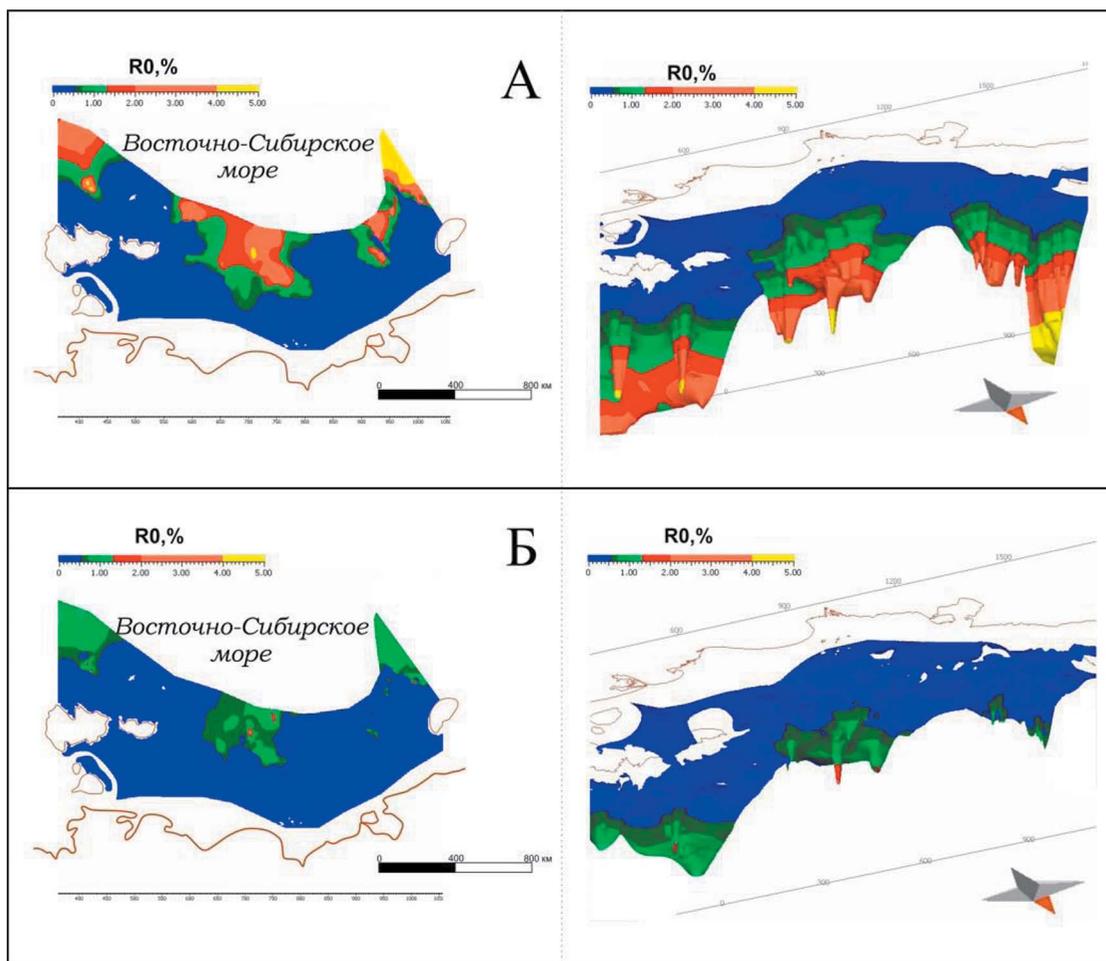


Рис. 3. Распределение отражательной способности витринита (R_0 , %) на современном этапе развития НГМТ: А — апт-познемелового, Б — палеогенового

Fig. 3. Distribution of vitrinite reflectance (R_0 , %) at the present stage of development of OGMT: А— Aptian-Late Cretaceous, Б — Paleogene

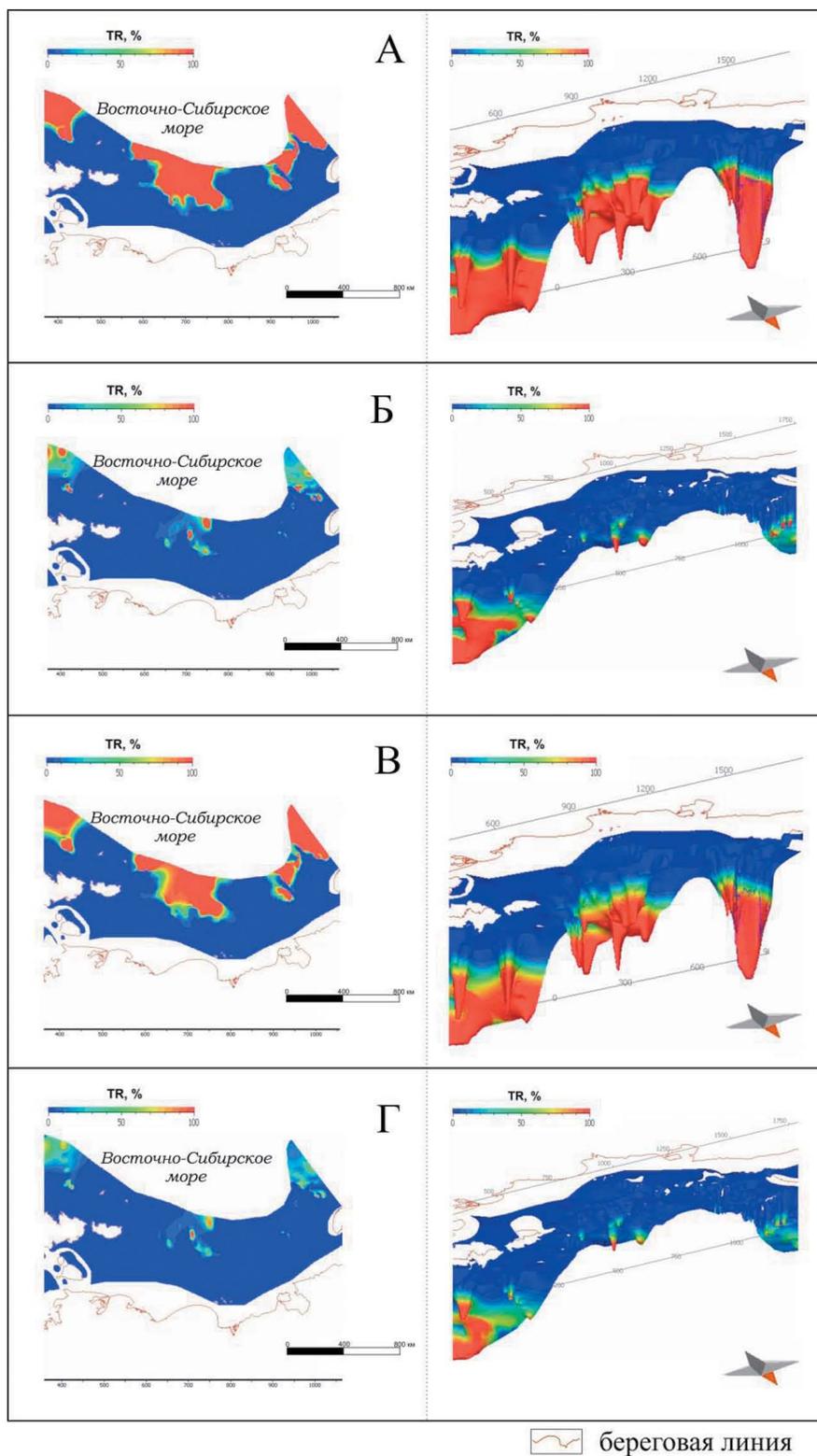


Рис. 4. Распределение степени преобразования ОВ (TR, %) на современном этапе развития НГМТ для керогена II типа: А — мелового, Б — палеогенового; для керогена III типа: В — мелового, Г — палеогенового
Fig. 4. Distribution of the degree of OM transformation (TR, %) at the present stage of development of OGMT for kerogen type II: А — Cretaceous, Б — Paleogene; for type III kerogen: В — Cretaceous, Г — Paleogene

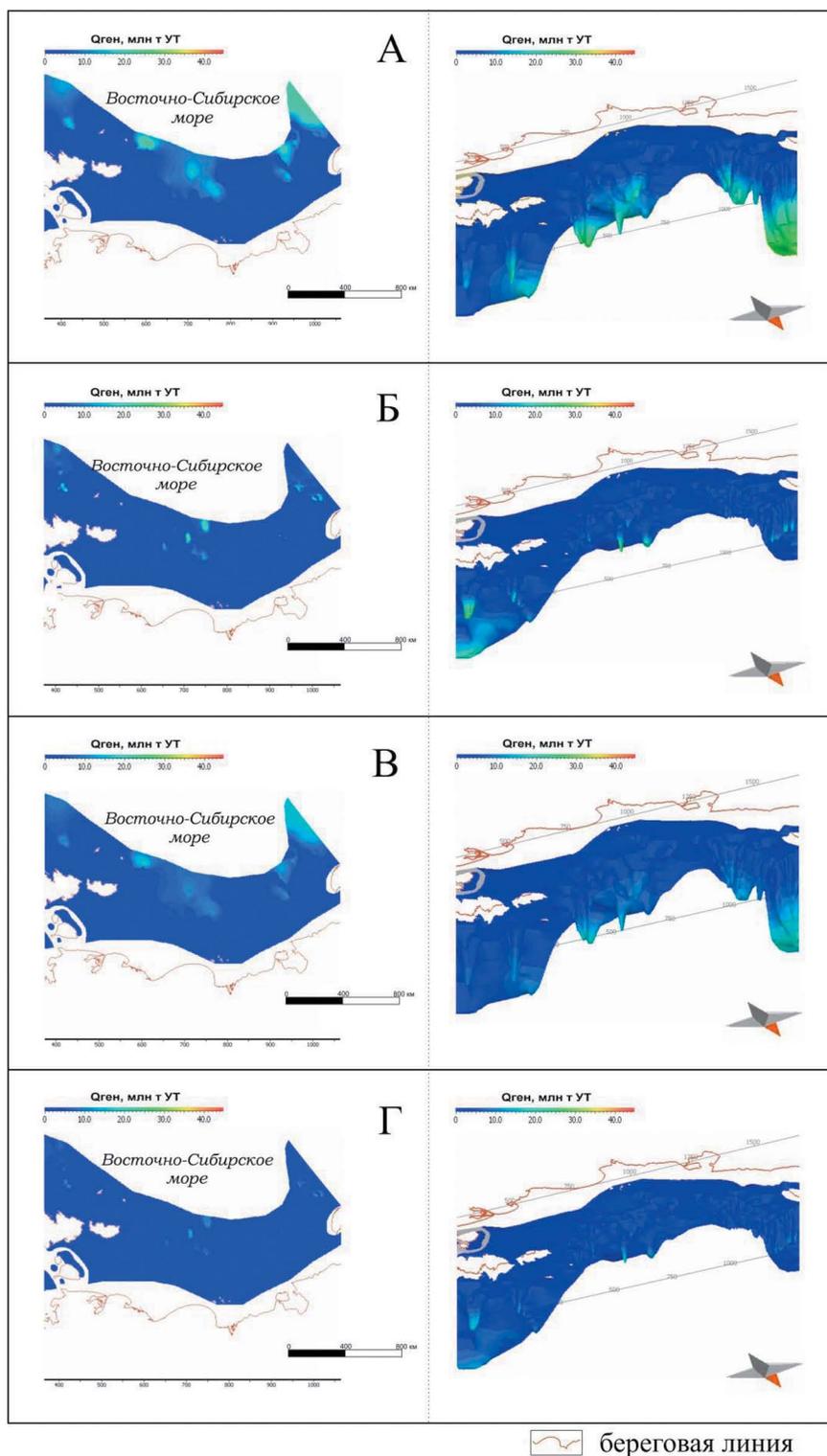


Рис. 5. Распределение удельной плотности генерации УВ ($Q_{ген}$, млн т УТ/км²) на современном этапе развития НГМТ для керогена II типа: А — мелового, В — палеогенового; для керогена III типа: Б — мелового, Г — палеогенового

Fig. 5. Distribution of the specific density of hydrocarbon generation ($Q_{ген}$, mln. t CC/km²) at the present stage of development of OGMT for type II kerogen: А — Cretaceous, Б — Paleogene; for type III kerogen: В — Cretaceous, Г — Paleogene

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

Для нефтегазоматеринских пород палеогена влияние типа керогена на степень преобразованности НГМТ значительно, и оно тем больше, чем меньше глубина их залегания и, соответственно, зрелость ОВ (рис. 4Б, Г). В целом чем меньше зрелость ОВ, тем меньше реализован генерационный потенциал НГМТ, содержащей III тип керогена.

Следует отметить, что распределение показателя TR в пределах области моделирования отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, в частности, скоростей их погружения.

В соответствии с индексом TR моделируемых НГМТ распределены удельные плотности генерации и эмиграции УВ (рис. 5). Наиболее высокие плотности генерации и эмиграции УВ в меловом комплексе прогнозируются в пределах Новосибирского прогиба. Для НГМТ, содержащей II тип керогена, эти показатели составляют порядка

20—30 млн т УТ (рис. 5А) и 10—15 млн т УТ — для III типа (рис. 5В). 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) (рис. 5Б и Г).

Динамика реализации генерационного и эмиграционного потенциала изученных НГМТ представлена на рисунках 6 и 7. Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и палеогене привели к тому, что процессы генерации и эмиграции УВ 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

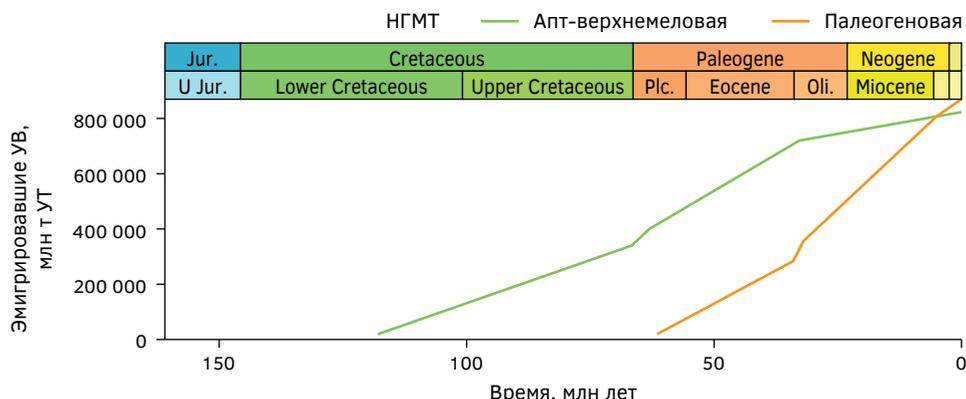


Рис. 6. График генерации УВ НГМТ в Новосибирском бассейне. Кероген II типа
Fig. 6. Graph of hydrocarbon generation at NGMT in the Novosibirsk basin. Type II kerogen

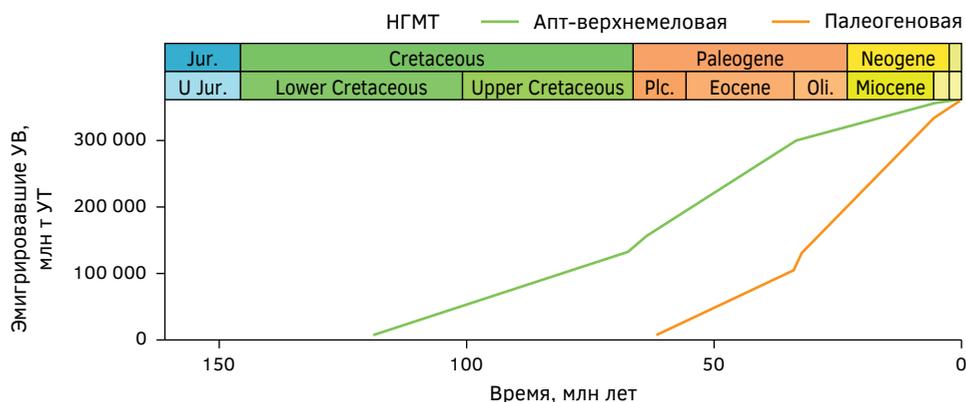


Рис. 7. График генерации УВ НГМТ в Новосибирском бассейне. Кероген III типа
Fig. 7. Graph of generation of hydrocarbons from NGMT in the Novosibirsk basin. Type III kerogen

нефтегазоматеринской толщи началась в конце миоцена.

В модели с III типом керогена наблюдается аналогичная динамика при существенно меньших объемах сгенерированных и эмигрировавших УВ.

Заключение

В Новосибирском бассейне основные очаги генерации УВ находятся в апт-верхнемеловом и палеогеновом комплексах. Области наиболее вероятной аккумуляции углеводородов сохраняются вне 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.

Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Новосибирского бассейна располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах около 5 км.

В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени — в прибортовых. Глубины залегания перспективных объектов от 5—6 км в центральных частях до 2—3 — в прибортовых. 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 внутреннего строения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (Новая серия). Лист S-1,2 (Чукотское море). Объяснительная записка. — СПб., изд-во картфабрики ВСЕГЕИ, 2005.
2. Бискэ С.Ф., Якушев И.Р. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1:1 000 000. Лист R-56, 57. Нижнеколымск. — М.: ГУГК, 1962.
3. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Спецвыпуск. Минеральные ресурсы российского шельфа. М., 2006. С. 14.
4. Ким Б.И. Выполнить нефтегеологическое районирование континентального шельфа Восточно-Арктических морей Российской Федерации, сравнительный анализ нефтегазоносности недр указанных акваторий с целью выделения высокоперспективных зон нефтегазонакопления и обоснования выбора объектов геолого-геофизических работ на ближайшую и среднесрочную перспективу. Санкт-Петербург-2005. Фонды Моргеолофонда (ф).
5. Косько М. К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М. Геология Новосибирских островов — основа интерпретации геофизических данных по восточно-арктическому шельфу России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8, № 2. 36 с.
6. Косько М.К., Ким Б.И., Кораго Е.А., Пискарев-Васильев А.Л., Супруненко О.И., Лазуркин Д.В. Восточно-Сибирско-Чукотский седиментационный бассейн // В кн.: Геология и полезные ископаемые России. Т. 5, кн. 1. Арктические моря. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. С. 341—382.
7. Магун Л.Б., Лиллис П.Г., Берд К.Дж., Лампе К., Питерс К.Е. 2003. Нефтяные системы Северного склона Аляски. Геологическая служба США, Рестон, Вирджиния, Open-File Report 03-324
8. Сенин Б.В., Леончик М.И. Стратегические направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов нераспределенного фонда недр морских акваторий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2016. № 6. С. 3—14.
9. Сенин Б.В., Шипилов Э.В., Юнов А.Ю. Тектоника арктической зоны перехода от континента к океану. Мурманск: кн. изд-во, 1989. 176 с.
10. Тектоническая карта фундамента территории СССР. М. 1:5 000 000 / Гл. ред. Д.В. Наливкин. М.: АН СССР, МГ СССР, 1974.
11. Тектоническая карта Циркумполярной Арктики. М. 1:5 000 000 / Под ред. О.В. Петрова и А.Ф. Морозова. СПб.: ВСЕГЕИ, 2014.
12. Хаин В.Е., Филатова Н.И., Полякова И.Д. (ред.). Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентальное обрамление // Труды Геологического института. Вып. 601. 2009. 227 с.
13. Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. 2007. № 4. С. 25—29.

REFERENCES

1. State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (new series). Sheet S-1,2 (Chukchi Sea). Explanatory note. — St. Petersburg, publishing house of the VSEGEI map factory, 2005.
2. Biske S. F. and Yakushev I. R., State Geological Map of the USSR. Scale 1:1 000 000. Sheet R-56, 57. Nizhnekolymsk. — M.: GUGK, 1962. p.11.
3. Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Savchenko V.I., Senin B.V., Suprunenko O.I. Hydrocarbon potential of the continental shelf of Russia: state and problems of development. Mineral resources of Russia. Economics and management. Special issue 2006 // Mineral resources of the Russian shelf. Moscow, 2006. P. 14.
4. Kim B.I. To Carry petroleum-geological zoning of the continental shelf of the East Arctic seas of the Russian Federation, a comparative analysis of oil and gas mineral resources of these areas to identify a highly promising zones of oil and selection of objects geophysical works in the short to medium term. Saint-Petersburg-2005. Funds Margaritondo (f).
5. Kosko M.K., Sobolev N.N., Korago E.A., Proskurnin V.F., Stolbov N.M. Geology of the Novosibirsk Islands—the basis for interpretation of geophysical data on the Eastern Arctic shelf of Russia // *Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice*. 2013. Vol. 8, no. 2. P.36.
6. Kosko M.K., Kim B.I., Korago E.A., Piskarev-Vasiliev A.L., Suprunenko O.I., Lazurkin D.V. East Siberian-Chukchi sedimentation basin // In: *Geology and mineral resources of Russia*, Vol. 5, book 1. Arctic seas, St. Petersburg: VSEGEI, 2004. P. 341—382.
7. Magoon L.B., Lillis P.G., Bird K.J., Lampe C., Peters, K.E. 2003. Alaskan North Slope Petroleum Systems. US Geological Survey, Reston, VA, Open-File Report03-324.
8. Senin B.V., Leonchik M.I. Strategic directions for the development of the mineral resource base of hydrocarbons of the undistributed subsoil Fund of marine areas // *Mineral resources of Russia. Economics and management*. 2016. No. 6. P. 3—14.
9. Senin B.V., Shipilov E.V., Yunov A.Yu. Tectonics of the Arctic zone of transition from the continent to the ocean. Murmansk: publishing house, 1989. 176 p.
10. Tectonic map of the basement of the USSR. M. 1:5 000 000 / ed. by D.V. Nalivkin. Moscow: USSR Academy of Sciences, MG of the USSR, 1974.
11. Tectonic map of the Circumpolar Arctic. M. 1:5 000 000 / ed. by O.V. Petrova, A.F. Morozov. Saint Petersburg: VSEGEI, 2014.
12. Khain V.E., Filatova N.I., Polyakova I.D. (eds.). Proceedings of the Geological Institute. Tectonics, geodynamics and prospects of oil and gas potential of the Eastern Arctic seas and their continental framing. Issue 601. 2009. 227 p.
13. Yashin D.S., Kim B.I. Geochemical signs of oil and gas potential of the Eastern Arctic shelf of Russia // *Geology of oil and gas*-No. 2007. No. 4. P. 25—29.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR'S CONTRIBUTIONS

Мамедов Р.А. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Алланазарова М. А. — внесла вклад в работу при построении и моделирования структурно-тектонической модели и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Сагдеев Р.Р. — присоединился к подготовке текста статьи, выполнил перевод на английский язык и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Суюнбаев Т. Н. — присоединился к подготовке текста статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mamedov R.A. — contributed to the development of the article concept, prepared the text, approved the final version of the manuscript and accepts responsibility for all aspects of the work.

Allanazarova M. A. — contributed to the construction and modeling of the structural-tectonic model and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Sagdeev R. R. — joined the preparation of the text of the article, translated it into English and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Suyunbaev T. N. — 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 AUTHORS

Мамедов Рустам Ахмедович* — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: mamedovra@mgri.ru
тел.: +7 (977) 600-93-90
SPIN-код: 1694-6435
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8365-7993>

Алланазарова Мехрибан Айдыновна — студентка 5-го курса кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
E-mail: mehrik_allanazarova@mail.ru
Тел.: +7 (968) 385-97-91
SPIN-код: 9360-8406
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-2714>

Сагдеев Раиль Радикович — студент 5-го курса общей нефтегазопромысловой геологии ФГАОУ ВО «Российский государственный университет имени И. М. Губкина»
65, Ленинский пр., г. Москва 119296, Россия
E-mail: r-sagdeev@mail.ru
Тел.: +7 (987) 238-81-66
SPIN-код: 7207-8575
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6683-0109>

Суюнбаев Темирболат Нурланулы — студент 5-го курса кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
E-mail: tema.bolat.91@mail.ru
Тел.: +7 (977) 527-86-99
SPIN-код: 9086-9059
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4053-8644>

Rustam A. Mamedov* — lecturer 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: mamedovra@mgri.ru
Tel.: +7 (977) 600-93-90.
SPIN-code: 1694-6435
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8365-7993>

Mehriban A. Allanazarova — student of the 5th 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: mehrik_allanazarova@mail.ru
Tel.: +7 (968) 385-97-91
SPIN-code: 9360-8406
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-2714>

Rail R. Sagdeev — 5th year student of general oil and gas field geology of the Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education “Russian State University named after I.M. Gubkin”
Leninsky pr., 65, Moscow 119296, Russia
E-mail: r-sagdeev@mail.ru
Tel.: +7 (987) 238-81-66
SPIN-code: 7207-8575
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6683-0109>

Temirbolat N. Suyunbaev — student of the 5th 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: tema.bolat.91@mail.ru
Tel.: +7 (977) 527-86-99
SPIN-code: 9086-9059
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4053-8644>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author