

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-4-23-38>

УДК 550.8.05, 550.849, 550.4.01



МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Е.А. ЛАВРЕНОВА^{1,2}, Ю.В. ЩЕРБИНА^{1,*}, Р.А. МАМЕДОВ¹¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия² ООО «АСАП Сервис»
39, Красногвардейская ул., Геленджик 353460, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В акваториях Восточной Арктики прогнозируются три перспективных осадочных комплекса: апт-верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый.

Поиск нефти и газа сопряжен с тяжелыми арктическими условиями на море, с высокими геологическими рисками в условиях слабой изученности региона, дорогостоящими геолого-разведочными работами. В связи с этим производится локализация объектов поискового бурения и оценка геологических рисков открытия месторождения.

Цель исследования. Оценка геологических рисков и определение вероятности открытия месторождений нефти и газа на акватории Восточной Арктики. Выделение перспективных участков для лицензирования и проведения геолого-разведочных работ.

Материалы и методы. В качестве исходных материалов были использованы структурные карты, карта теплового потока, результаты геохимических анализов и типовые разрезы, изученные на суше. С использованием методики бассейнового анализа выполнено моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) акватории Восточной Арктики. Проведена количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС акватории Восточной Арктики. Оценка геологических рисков и вероятности открытия месторождения выполнена с использованием методики, широко применяемой нефтяными компаниями.

Результаты Моделирование ГАУС с применением вариативного подхода показало, что вне зависимости от типа керогена при средних величинах $C_{орг}$ в отложениях потенциальные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) способны к насыщению углеводородами (УВ) перспективных объектов. Фактор «Оценка НГМТ» — «обнадеживающий» (0,7). Активный геодинамический режим, проявление нескольких фаз складчатости в пределах изучаемой территории обеспечили благоприятные условия для формирования ловушек антиклинального типа в осадочных бассейнах. Однако качество покрышки не может быть оценено выше 0,5 («нейтральный»). Общий риск по фактору «Оценка ловушки» соответствует минимальному признаку — 0,5.

Заключение. Выделены наиболее перспективные участки для лицензирования и даны рекомендации по дальнейшим геологоразведочным работам (ГРР) на этих участках с целью уточнения их углеводородного потенциала и снижения геологических рисков.

Ключевые слова: Восточная Арктика, геологический риск, вероятность открытия, ресурсы, ловушки, углеводороды, геохронология, резервуары

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Для цитирования: Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Моделирование углеводородных систем и количественная оценка углеводородного потенциала восточно-арктических морей. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(4):23—38.
<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-4-23-38>

Статья поступила в редакцию 25.02.2021
Принята к публикации 14.04.2021
Опубликована 31.05.2021

* Автор, ответственный за переписку

MODELING OF HYDROCARBON SYSTEMS AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF THE HYDROCARBON POTENTIAL OF EASTERN ARCTIC SEAS

ELENA A. LAVRENOVA^{1,2}, YULIA V. SHCHERBINA^{1,*}, RUSTAM A. MAMEDOV¹

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

² *ООО ASAP "Service"
39, Krasnogvardeiskaya str., Gelendzhik 353460, Russia*

ABSTRACT

Background. Three prospective sedimentary complexes — Aptian-Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene — are predicted in the waters of the Eastern Arctic seas. Here, the search for oil and gas is associated with harsh Arctic conditions at sea, as well as with high geological risks and significant expenditures under the conditions of poor knowledge of the region. In this regard, the localisation of prospecting drilling objects and the assessment of the geological risks of deposit discovery should be carried out.

Aim. To assess geological risks and to determine the probability of discovering oil and gas fields, as well as to identify prospective areas for licensing and exploration in the water areas of the Eastern Arctic.

Materials and methods. Structural and heat flow maps along with the results of geochemical analysis, as well as typical terrestrial sections were used as initial materials. Using the method of basin analysis, the modelling of generation-accumulation hydrocarbon systems (GAHS) and the quantitative assessment of its hydrocarbon potential in the Eastern Arctic water area was carried out. The assessment of geological risks and the probability of field discovery was performed using the conventional methodology widely applied by oil companies.

Results. The GAHS modelling using a variation approach showed that, regardless of the kerogen type, with average values of C_{org} in sediments, potential oil-and-gas source strata (OGSS) were capable of saturating the prospective objects with hydrocarbons. The "OGSS assessment" factor was determined as "encouraging" (0.7). Active geodynamic regime and the manifestation of several folding phases within the study area provided favourable conditions for the formation of anticlinal traps in sedimentary basins. However, the cap rock quality rating was assessed as "neutral" (0.5). The overall risk for the "Trap assessment" factor was estimated based on the minimum criterion of 0.5.

Conclusion. The most prospective areas recommended for licensing were selected, and the recommendations for further geological exploration work in these areas were given in order to clarify their hydrocarbon potential and reduce geological risks.

Keywords: Eastern Arctic, geological risk, probability of discovery, resources, traps, hydrocarbons, geochronology, reservoirs

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

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

For citation: Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Modeling of hydrocarbon systems and quantitative assessment of the hydrocarbon potential of Eastern Arctic seas. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(4):23—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-4-23-38>

Manuscript received 25 February 2021

Accepted 14 April 2021

Published 31 May 2021

* Corresponding author

Основываясь на полученных результатах моделирования и бассейнового анализа, выполненного на предыдущем этапе работ [3, 6, 7, 9, 11, 12, 14], для всех изученных осадочных комплексов были построены карты (ГАУС), графики основных геологических событий, выполнена оценка их углеводородного потенциала объемно-генетическим методом (рис. 1—8, табл. 1—9). В пределах области моделирования в апт-верхнемеловом осадочном комплексе выделяются пять гипотетических углеводородных систем (рис. 1):

- «Лаптевоморская аптская» ГАУС, расположенная полностью в акватории моря Лаптевых;
- «Новосибирская аптская» ГАУС, расположенная к северу от Новосибирских островов;
- «Восточно-Сибирская аптская» ГАУС, расположенная в центральной части Восточно-Сибирского моря;
- «Дремехедская аптская» ГАУС, расположенная в акватории Восточно-Сибирского моря к западу от о. Врангеля;
- «Северо-Чукотская аптская» ГАУС, расположенная в российской части Чукотского моря.

Все выделенные ГАУС занимают значительные площади — более ста тысяч квадратных километров (за исключением Дремехедской) и включают крупные очаги генерации углеводородов, обеспечивающие значительный начальный углеводородный потенциал: от ~400 миллиардов до почти триллиона т УТ в общей сложности в зависимости от качества нефтегазоматеринских пород (табл. 1, 2). Наиболее высоким начальным потенциалом характеризуются Северо-Чукотская и Лаптевоморская углеводородные системы.

Как отмечено в предыдущих работах по данной тематике [5, 6, 10, 12, 14, 15], НГМТ, резервуары и флюидоупоры всех ГАУС прогнозируются в нижней части апт-верхнемелового комплекса (рис. 2). НГМТ всех систем характеризуются высокой зрелостью и перегреты в центральных областях очагов генерации. Процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов начались уже позднем меле и продолжают до настоящего времени в существенно редуцированном виде, т.к. критический момент большинство ГАУС преодолели в период около

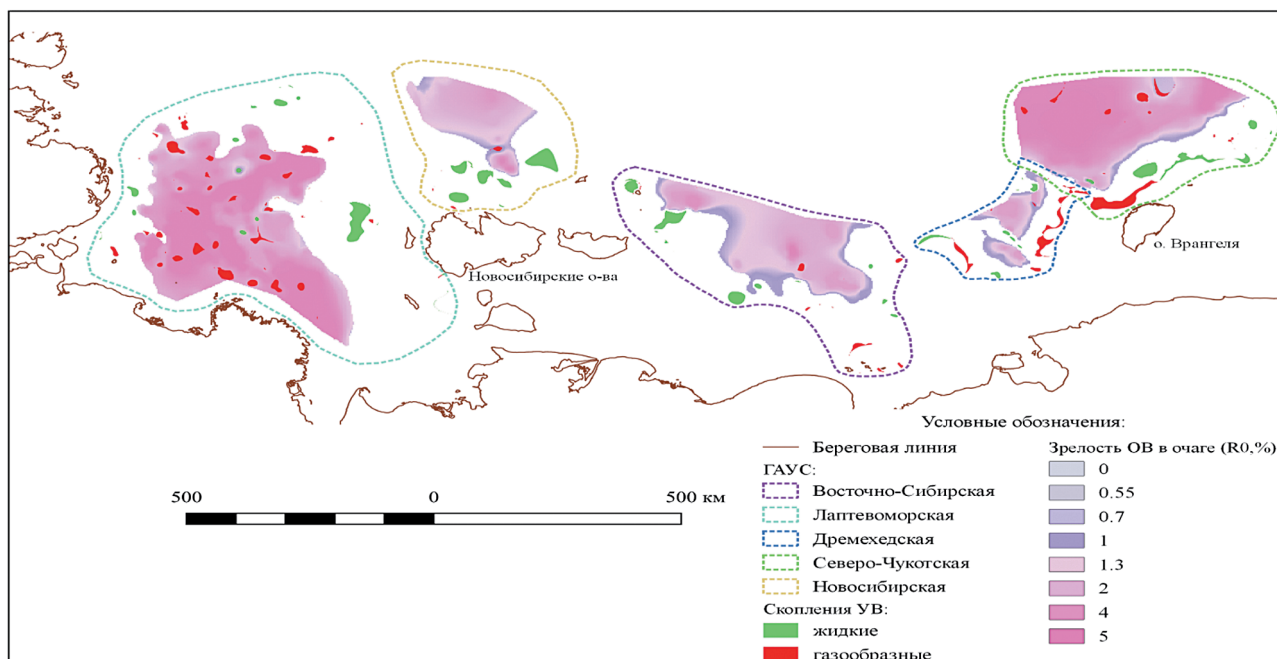


Рис. 1. Карты ГАУС апт-верхнемелового комплекса

Fig. 1. Maps of the petroleum systems Apt-Upper Cretaceous complex

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

40÷60 млн лет назад — в палеоцене-эоцене (рис. 2а-г). Исключение составляет Северо-Чукотская ГАУС, которая преодолела критический момент уже во второй половине мела (85 млн лет назад), что обусловлено быстрым погружением и чрезвычайно высокими скоростями осадконакопления (рис. 2д).

В соответствии с современными представлениями о геологическом развитии региона (А.М. Никишин, К.Ф. Старцева, В.Е. Вержбицкий и др., 2019) здесь выделяются два основных периода складчатости: 66÷45 и 34÷20 млн лет. С этими периодами мы связываем основные этапы формирования ловушек и переформирования ранее образованных скоплений углеводородов.

В этом смысле исключение составляют Лаптевоморская и Новосибирская ГАУС, в которых тектоническая активность, связанная с рифтогенезом, начавшаяся во второй половине мела, продолжается практически непрерывно до настоящего времени (рис. 2а, б).

Анализ графиков основных геологических событий ГАУС апт-верхнемелового комплекса показывает, что все они характеризуются неблагоприятным соотношением времени формирования ловушек и критического момента ГАУС.

Системы преодолели критический момент задолго до завершения тектонической активности в регионе. Это могло привести, с одной стороны, к рискам заполнения ловушек, образованных на более поздних стадиях тектонической активизации, с другой — к разрушению ранее сформированных скоплений УВ. Поскольку интенсивность проявления складчатости и ее латеральный и временной экстенд варьировали в пределах изучаемой площади, указанные риски также распределены неравномерно и должны уточняться в рамках детализированных работ. Для этого прежде всего необходимы детальные структурные построения и палеотектонические реконструкции с выходом на численное моделирование, опирающиеся на более плотную, чем региональная, сеть сейсмических профилей.

Прогнозируемый фазовый состав скоплений УВ определяется начальными характеристиками типа керогена нефтегазоматеринских пород и особенностями эволюции углеводородных систем: интенсивностью процессов вторичного крекинга, переформированием залежей.

Для всех изученных ГАУС апт-верхнемелового осадочного комплекса основным фактором является тип керогена, за исключением Лаптевоморской.

Таблица 1. Количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС апт-верхнемелового комплекса
Table 1. Quantitative assessment of the hydrocarbon potential petroleum system of the apt-Upper Cretaceous complex

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ		Эмиграционный баланс, млн т УТ		Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ		Коэффициент аккумуляции	
	II тип	III тип	II тип	III тип	II тип	III тип	II тип	III тип
Лаптевоморская	251 295	107 161	239 819	107 054	3539	2733	1,48	1,14
Новосибирская	65 601	24 876	59 595	24 829	1181	376	1,98	0,63
Восточно-Сибирская	157 629	58 024	139 425	57 840	6582	2544	4,72	1,82
Дремехедская	43 513	14 932	36 632	14 858	1567	805	4,28	2,20
Северо-Чукотская	351 832	153 100	336 914	152 864	6450	2446	1,91	0,73
Итого:	869 870	358 092	812 385	357 446	19 318	8904	2,38	1,10

Таблица 2. Удельные плотности ресурсов ГАУС апт-верхнемелового комплекса
Table 2. Specific density resources petroleum system of the apt-Upper Cretaceous complex

ГАУС	Площадь, кв. км	Аккумулировано в резервуаре (среднее), млн т УТ	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Лаптевоморская	383 859	3136	8,17
Новосибирская	113 913	778	6,83
Восточно-Сибирская	176 360	4563	25,87
Дремехедская	59 201	1186	20,03
Северо-Чукотская	161 467	4448	27,55



Рис. 2. График геологических событий: а — Лаптевоморской аптской ГАУС, б — Новосибирской аптской ГАУС, в — Восточно-Сибирской аптской ГАУС, г — Дремхедской аптской ГАУС, д — Северо-Чукотской аптской ГАУС

Fig. 2. Graph of geological events: а — Laptevomorskaya Aptsкая petroleum system, б — Novosibirsk Aptsкая petroleum system, в — East Siberian Aptsкая petroleum system, г — Dremkhedskaya Aptsкая petroleum system, д — North Chukchi Aptsкая petroleum system

Интенсивный вторичный крекинг, обусловленный высоким тепловым потоком и быстрым погружением бассейна в палеогене, обусловил преобладание газообразной составляющей в составе

прогнозируемых скоплений вне зависимости от типа органического вещества (табл. 3).

Средний коэффициент аккумуляции УВ систем апт-верхнемелового комплекса в зависимости

Таблица 3. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ углеводородных систем апт-верхнемелового комплекса
Table 3. Phase composition of predicted hydrocarbon accumulations petroleum systems of the Apt-Upper Cretaceous complex

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений: газ/нефть, %	
	II тип (исходное 17/83)	III тип (исходное 68/31)
	по массе	по массе
Лаптевоморская	56/44	76/23
Новосибирская	16/83	71/29
Восточно-Сибирская	19/81	45/54
Дремхедская	24/76	52/48
Северо-Чукотская	23/77	60/40

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

от типа керогена составляет 1—2%. Максимальными коэффициентами характеризуются Восточно-Сибирская и Дремехедская ГАУС (табл. 1). Тип органического вещества определяет также и общие начальные прогнозные геологические ресурсы систем. При условии преобладания второго типа керогена максимальные объемы (около 6.5 млрд т УТ) прогнозируются в пределах Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской ГАУС. В случае третьего типа наиболее высокие значения ожидаются в Лаптевоморской (2,7 млрд т УТ), Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской (по 2,5 млрд т УТ) углеводородных системах (табл. 1).

В соответствии с полученными оценками удельных плотностей начальных прогнозных ресурсов территории изученных ГАУС относятся к категории перспективных земель III (Северо-Чукотская, Восточно-Сибирская, Дремехедская) и IV (Новосибирская и Лаптевоморская) типов.

В палеогеновом (палеоцен-эоцен) осадочном комплексе выделены три ГАУС (рис. 3):

- «Лаптевоморская палеоцен-эоценовая», расположенная целиком в пределах моря Лаптевых;
- «Восточно-Сибирская палеоцен-эоценовая», расположенная в центральной части Восточно-Сибирского моря;

- «Северо-Чукотская палеоцен-эоценовая», расположенная к северу от о. Врангеля.

Среди выделенных ГАУС Лаптевоморская — самая большая по площади, ее большую часть занимает крупный очаг генерации УВ (табл. 4, 5).

Суммарный начальный генерационный потенциал углеводородных систем палеогеновой части осадочного чехла может составлять от 350 млрд до 1 трлн т УТ в зависимости от типа керогена (табл. 4, 5). Подавляющая часть этого потенциала приходится на Лаптевоморскую ГАУС.

Основные элементы углеводородных систем (НГМТ, резервуары, флюидоупоры) прогнозируются в основании палеогена (рис. 4).

Зрелость ОВ в очагах Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской углеводородных систем соответствует уровню нефтяного окна и поздней генерации нефти. На большей площади очага генерации Лаптевоморской ГАУС органическое вещество существенно более зрелое — способно генерировать газообразные УВ или перегрето.

Все три системы в значительной степени реализовали свой потенциал и преодолели критический момент в период от 28 до 15 млн лет назад (рис. 8—10). Раньше всех этот этап достигнут Лаптевоморской ГАУС, позже всех — Северо-Чукотской, что обусловлено особенностями теплового режима

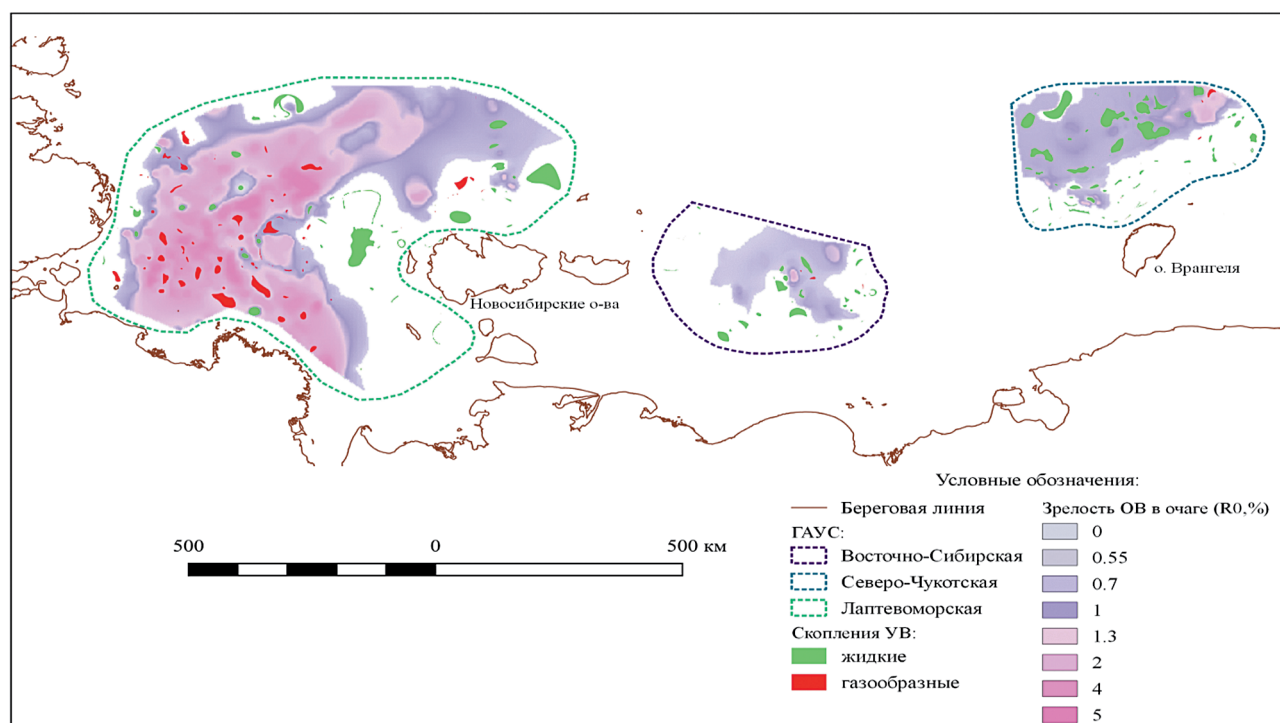


Рис. 3. Карты ГАУС палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса

Fig. 3. Maps of the petroleum systems Paleogene (Paleocene-Eocene) complex

Таблица 4. Количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса
Table 4. Quantitative assessment of the hydrocarbon potential petroleum systems of the Paleogene (Paleocene-Eocene) complex

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ		Эмиграционный баланс, млн т УТ		Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ		Коэффициент аккумуляции	
	II тип	III тип	II тип	III тип	II тип	III тип	II тип	III тип
Лаптевоморская	893 277	335 857	795 793	334 811	23 377	11 513	2,94	1,45
Восточно-Сибирская	42 517	7579	17 727	7170	7021	1906	39,61	10,75
Северо-Чукотская	80 119	19 015	52 661	18 720	18 285	4377	34,72	8,31
Итого:	1 015 913	362 451	866 180	360 701	48 682	17 796	5,62	2,05

Таблица 5. Удельные плотности ресурсов ГАУС палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса
Table 5. Specific densities resources petroleum systems of the Paleogene (Paleocene-Eocene) complex

ГАУС	Площадь, кв. км	Аккумулировано в резервуаре (среднее), млн т УТ	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Лаптевоморская	509 090	17 445	34,27
Восточно-Сибирская	129 757,27	4464	34,40
Северо-Чукотская	145 803,08	11 331	77,71

и скоростями погружения осадочных бассейнов. Продолжающийся в палеогене рифтогенез и высокие скорости осадконакопления отличают Лаптевоморский бассейн от остальных в этот период геологического развития.

Соотношение времени формирования ловушек и критического момента крайне благоприятно для Северо-Чукотской и Восточно-Сибирской ГАУС, т.к. тектоническая активность завершилась до достижения этими системами критического момента.

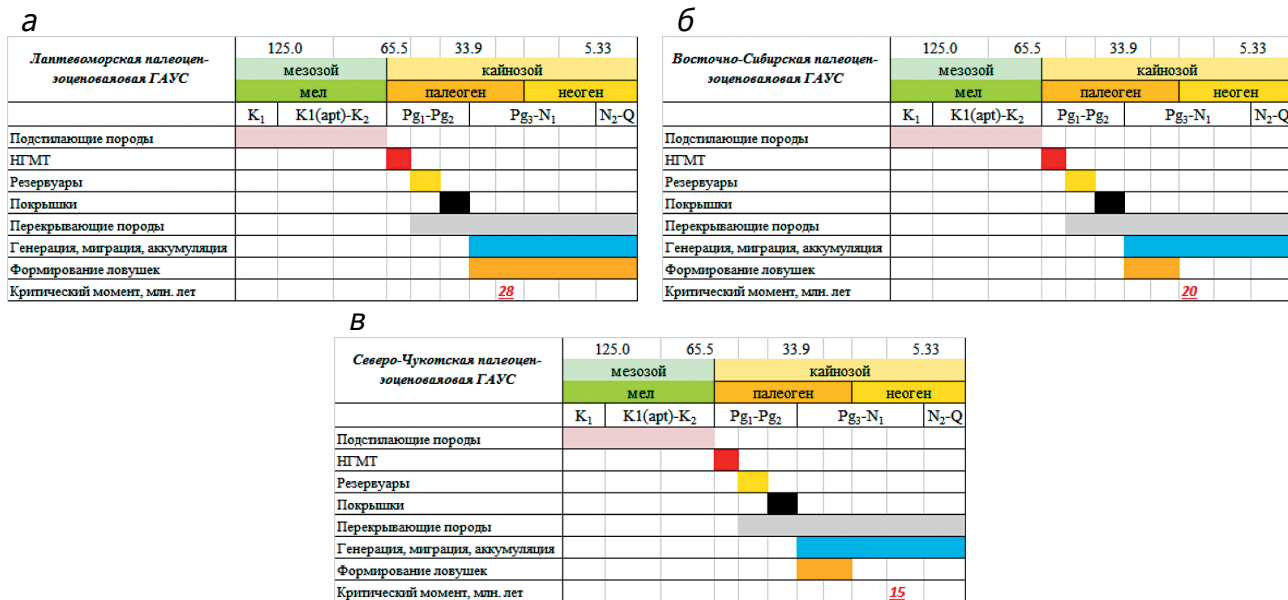


Рис. 4. График геологических событий: а — Лаптевоморской палеоцен-эоценовой ГАУС, б — Восточно-Сибирской палеоцен-эоценовой ГАУС, в — Северо-Чукотской палеоцен-эоценовой ГАУС

Fig. 4. Graph of geological events: а — Laptevomorsk Paleocene-Eocene petroleum system, б — East Siberian Paleocene-Eocene petroleum system, в — North Chukchi Paleocene-Eocene petroleum system

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

Соответственно, сформированные ловушки могут быть полностью заполненными и риск перестроения и разрушения залежей отсутствует. Для Лаптевоморской ГАУС такие риски прогнозируются с учетом установленного соотношения критического момента и тектонической активности в пределах области распространения системы.

Отмеченные закономерности согласуются с полученными оценками коэффициентов аккумуляции. Так, для Лаптевоморской углеводородной системы коэффициент аккумуляции почти на порядок ниже по сравнению с Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской (табл. 4), что, возможно, обусловлено значительным вторичным крекингом и разрушением ранее сформированных залежей.

Однако, несмотря на эти неблагоприятные факторы, в ловушках Лаптевоморской ГАУС прогнозируются максимальные начальные геологические ресурсы углеводородов — около 17 млрд т УТ. Второй по величине ресурсного потенциала является Северо-Чукотская углеводородная система — 11,3 млрд т УТ. Ресурсный потенциал Восточно-Сибирской ГАУС составляет около 4,5 млрд т УТ.

Ожидаемый фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ в отложениях палеоцена-эоцена приведен в таблице 6. Критическим фактором, определяющим соотношение фаз, является тип керогена. Присутствие в нефтегазоматеринских породах ОВ морского типа определяет преобладание жидких УВ.

Значительное количество газообразных УВ ожидается в скоплениях Лаптевоморской ГАУС: от 31 до 67% в зависимости от качества органического вещества.

При условии наличия второго типа керогена в НГМТ Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской ГАУС прогнозируемые скопления будут содержать преимущественно жидкие углеводороды.

В соответствии с полученными оценками удельных плотностей начальных прогнозных ресурсов территории Восточно-Сибирской и Лаптевоморской ГАУС относятся категории перспективных земель IV категории, Северо-Чукотской — III категории.

В олигоцен-миоценовой части осадочного чехла в пределах области моделирования выделена одна генерационно-аккумуляционная система, расположенная в акватории моря Лаптевых (рис. 5). Для целей моделирования нефтегазоматеринские толщи, резервуары и флюидоупоры определены в основании осадочного комплекса (рис. 6). Площадь системы составляет около 350 тыс. кв. км. Очаг генерации занимает третью часть этой территории. Зрелость органического вещества в очаге варьирует от незрелого до уровня, соответствующего «нефтяному окну». Критический момент преодолен системой около 3 млн лет назад, что является благоприятным фактором для формирования и сохранности прогнозируемых скоплений УВ.

ГАУС характеризуется высокими расчетными коэффициентами аккумуляции (табл. 7), по сравнению с углеводородными системами более древних комплексов, рассмотренными выше. Большинство прогнозируемых скоплений расположено к юго-востоку от очага генерации. Ожидаемые прогнозные начальные геологические ресурсы ГАУС могут составить приблизительно от 10 до 33 млрд т УТ в зависимости от типа керогена.

Фазовый состав прогнозируемых скоплений углеводородов определяется качеством органического вещества, а также уровнем его зрелости. Совокупность этих факторов обеспечивает высокую вероятность обнаружения преимущественно жидких УВ в ловушках неогенового комплекса (табл. 9).

Региональный характер сейсмических работ и, как следствие, структурных построений

Таблица 6. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ углеводородных систем палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса

Table 6. Phase composition of predicted hydrocarbon accumulations of petroleum systems of the Paleogene (Paleocene-Eocene) complex

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений газ/нефть, %	
	II тип (исходное 17/83) по массе	III тип (исходное 68/31) по массе
Лаптевоморская	31/69	67/33
Восточно-Сибирская	6/94	51/48
Северо-Чукотская	5/95	63/37

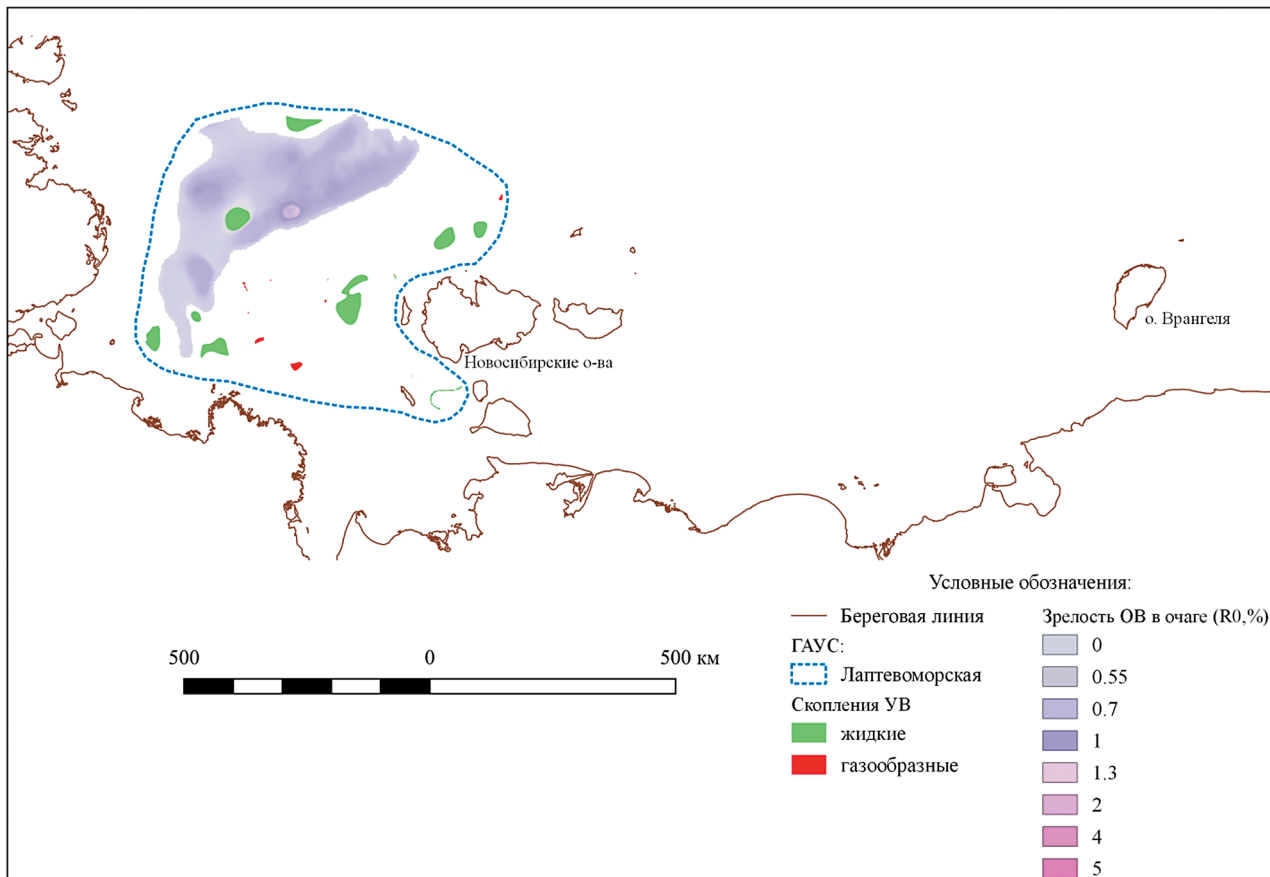


Рис. 5. Карты ГАУС неогенового (олигоцен-миоцен) комплекса
 Fig. 5. Maps of the petroleum system Neogene (Oligocene-Miocene) complex

не позволил в рамках региональной модели оценить углеводородный потенциал клиноформных отложений кайнозойского комплекса, широко распространенных в северо-восточной части Восточно-Сибирского моря и сопредельной территории Северо-Чукотского прогиба.

Оценка геологических рисков

Оценка геологических рисков и вероятности открытия месторождения выполнена с использованием методики, широко применяемой нефтяными компаниями [14]. Методика предусматривает комплексный анализ геологической информации о нефтегазоматеринских породах, резервуарах, покрышках и включает четыре основных фактора:

- наличие и свойства нефтематеринских толщ, включая их мощность, количество и выдержанность слоев, распространение, сведения о газо- и нефтепроявлениях, типе керогена, насыщенности и зрелости ОБ;

- наличие и свойства резервуара, его литология, распространение, история развития, латеральная выдержанность, мощность и вертикальная цикличность, гетерогенность, коэффициенты пористости и проницаемости, трещиноватость, диагенетические характеристики;
- наличие ловушки, включая достоверность ее обнаружения по геофизическим данным, тип ловушки, тип и качество покрышки;

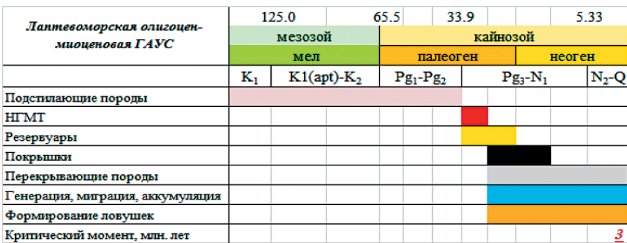


Рис. 6. График геологических событий Лаптевоморской олигоцен-миоценовой ГАУС
 Fig. 6. Graph of geological events Laptevomorsk Oligocene-Miocene petroleum system

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

Таблица 7. Количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС неогенового (олигоцен-миоцен) комплекса
Table 7. Quantitative assessment hydrocarbon potential of petroleum systems Neogene (Oligocene-Miocene) complex

ГАУС	Генерационный баланс, млн т УТ		Эмиграционный баланс, млн т УТ		Аккумулировано в резервуаре, млн т УТ		Коэффициент аккумуляции	
	II тип	III тип	II тип	III тип	II тип	III тип	II тип	III тип
Лаптевоморская	121 168	17 013	45 568	15 269	33 203	10 668	72,86	23,41

Таблица 8. Удельные плотности ресурсов ГАУС неогенового (олигоцен-миоцен) комплекса
Table 8. Specific density resources petroleum system of the Neogene (Oligocene-Miocene) complex

ГАУС	Площадь, кв. км	Аккумулировано в резервуаре (среднее), млн. т УТ	Плотность ресурсов тыс. т УТ/кв. км
Лаптевоморская	351 307	21 935	62,44

Таблица 9. Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ углеводородных систем неогенового (олигоцен-миоцен) комплекса
Table 9. Phase composition of the predicted hydrocarbon accumulations petroleum systems of the Neogene (Oligocene-Miocene) complex

ГАУС	Фазовый состав прогнозируемых скоплений: газ/нефть, %	
	II тип (исходное 17/83)	III тип (исходное 68/31)
	по массе	по массе
Лаптевоморская	14/86	54/46

• соотношение времени формирования ловушек и процесса генерации, миграции аккумуляции УВ, включая сохранность залежи.

Термин «геологический риск» определяет вероятность открытия промышленных скоплений УВ (вероятность геологического успеха) и оценивается как произведение вероятностей четырех независимых факторов:

- 1) вероятность наличия зрелой нефтематеринской породы (P_{source});
- 2) вероятность наличия резервуара ($P_{reservoir}$);
- 3) вероятность наличия ловушки (P_{trap});
- 4) вероятность благоприятного фактора времени (геохронология) ($P_{dynamics}$).

$P_g = P_{source} \times P_{reservoir} \times P_{trap} \times P_{dynamics}$
где P_g — вероятность геологического успеха.

Вероятность обнаружения промышленных при-токов УВ оценивается по шкале от 0,01 до 0,99. Анализ рисков выполняется при первоначальном анализе доступной геологической информации и пересматривается при получении новых данных.

Для стандартизации метода оценки геологических рисков анализ геологической информации проводится с использованием так называемого «контрольного листа» (табл. 10), который включает блоки, соответствующие четырем факторам риска.

В результате составляется таблица рисков, строки которой содержат оценку каждого из факторов риска как «неблагоприятного» (0,1÷0,3) «спорного» (0,3÷0,4), «нейтрального» (0,5), «обнадеживающего» (0,5÷0,7) или «благоприятного» (0,7÷0,9).

Вычисление вероятности геологического успеха выполняется с точностью до третьего знака после запятой. На основании эмпирических данных геологические риски разделены на категории:

- 1) очень низкий риск (0,5÷0,99) — все факторы объекта оцениваются как «благоприятные»;
- 2) низкий риск (0,25÷0,5) — все факторы оцениваются как «обнадеживающие» и «благоприятные»;
- 3) умеренный риск (0,125÷0,25) — два или три фактора — от «обнадеживающих» до «благоприятных»; один или два — от «обнадеживающих» до «нейтральных»;
- 4) высокий риск (0,063÷0,125) — один или два фактора — «обнадеживающие»; два или три «нейтральные» или от «нейтральных» до «обнадеживающих»;
- 5) очень высокий риск (0,01÷0,063) от двух до трех факторов не выше «нейтральных» — при одном или двух — «сомнительном» или «нейтральном».

Таблица 10. Результаты оценки вероятности геологического успеха изученных ГАУС восточно-арктических акваторий

Table 10. The results of estimating the probability of geological success of the studied petroleum system of Eastern Arctic water areas

Фактор риска	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Оценка риска
I. Оценка НГМТ						0,7
Способность насыщения УВ					0,7	
Зрелость					0,8	
II. Оценка резервуара						0,6
Наличие					0,8	
Качество				0,6		
III. Оценка ловушки						0,5
Достоверность определения ловушки					0,8	
Качество покрышки			0,5			
IV. Геохронология						0,9
Генерация					0,9	
Миграция					0,9	
Аккумуляция					0,9	
Вероятность геологического успеха						0,187

Как отмечалось ранее, в отсутствие признаков нефтегазоносности осадочного чехла в пределах акваториальной части Восточной Арктики все рассматриваемые углеводородные системы относятся к разряду гипотетических.

Существенные неопределенности в части вещественного состава отложений, обусловленные отсутствием скважин в пределах изучаемой территории, не позволили закартировать и надежно охарактеризовать необходимые элементы углеводородных систем. Вместе с тем анализ палеогеографических условий формирования отложений позволяет предполагать их присутствие в составе всех основных комплексов осадочного чехла.

С учетом изложенного признак наличия в разрезе резервуаров всех трех изученных комплексов оценен как «обнадеживающий» со значением вероятности 0,6.

Несмотря на отсутствие информации о качестве и количестве органического вещества в составе осадочного чехла, результаты выполненного моделирования с применением вариативного подхода показали, что вне зависимости от типа керогена, при средних величинах $C_{орг.}$ в отложениях, потенциальные НГМТ способны к насыщению УВ перспективных объектов. Поэтому фактор «Оценка НГМТ» описан как «обнадеживающий» (0,7).

Активный геодинамический режим, проявление нескольких фаз складчатости в пределах

изучаемой территории обеспечили благоприятные условия для формирования ловушек антиклинального типа в осадочных бассейнах, которые хорошо фиксируются даже на структурных картах в региональном масштабе. Однако в отсутствие информации о вещественном составе отложений оценка качества покрышки не может быть оценена выше 0,5 («нейтральный»). Соответственно, общий риск по фактору «Оценка ловушки» соответствует минимальному признаку — 0,5.

Учитывая полученные результаты моделирования, изученные ГАУС существенно различаются в части оценки фактора «Геохронология». Неблагоприятное соотношение времени критического момента и формирования ловушек для аптских ГАУС обусловило высокие риски в части сохранности залежей, поэтому фактор «Геохронология» оценен как «неблагоприятный» со значением 0,3 для всех углеводородных систем апт-верхнемелового комплекса. Для ГАУС кайнозойской части разреза в зависимости от соотношения времени критического момента и установленных фаз складчатости в осадочных бассейнах фактор «Геохронология» оценен как «благоприятный» со значениями $0,6 \div 0,7$ (рис. 7).

Таким образом, вероятность геологического успеха для меловых отложений сопряжена с высокими рисками ($P_g = 0,063$). Вероятность открытия месторождений в кайнозойской

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



Рис. 7. Геологические риски: а — Лаптевоморской аптской ГАУС, б — Новосибирской аптской ГАУС, в — Восточно-Сибирской аптской ГАУС, г — Дремехедской аптской ГАУС, д — Северо-Чукотской аптской ГАУС, е — Лаптевоморской палеоцен-эоценовой ГАУС, ж — Восточно-Сибирской палеоцен-эоценовой ГАУС, з — Северо-Чукотской палеоцен-эоценовой ГАУС, и — Лаптевоморской олигоцен-миоценовой ГАУС

Fig. 7. Geological risks: а — part on the Laptev sea Aptian petroleum system, б — Novosibirsk Aptian petroleum system, в — East Siberian Aptian petroleum system, г — Drmedsci Aptian petroleum system, д — Severodonetsky Aptian petroleum system, е — part on the Laptev sea the Paleocene-Eocene petroleum system, ж — of the East Siberian paleocean-Eocene petroleum system, з — North Chukchi Paleocene-Eocene of petroleum system, и — Laptevmorsk Oligocene-Miocene GAUS petroleum system

части разреза — выше (от 0,126 до 0,147), что соответствует умеренному риску.

Схемы нефтегеологического районирования региона работ и оценка потенциала наиболее перспективных зон нефтегазоаккумуляции и поисковых объектов

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием, выполненным ФГБУ «ВНИГНИ»

в 2012 г., территория исследования располагается в пределах двух потенциально нефтегазоносных провинций — Восточно-Арктической и Новосибирско-Чукотской и включает Лаптевоморскую самостоятельную нефтегазоносную область (рис. 8).

В соответствии с районированием 2012 г. большая часть изучаемой территории характеризуется невысокими перспективами и относится к землям низшей категории. Перспективы севера моря

Лаптевых и крайнего северо-запада Восточно-Сибирского моря оценены на качественном уровне. Только Северо-Чукотский бассейн, соответствующий Северо-Чукотской ПНГО, отнесен к землям IV категории.

Проведенные в рамках настоящего проекта бассейновый анализ и моделирование основаны на всей наиболее современной и доступной геолого-геофизической информации. Это позволило существенно уточнить оценку углеводородного потенциала акваторий Восточной Арктики и выполнить нефтегазогеологическое районирование на качественно новом уровне.

В частности, уточнены границы потенциально нефтегазоносных провинций и областей в соответствии с установленными границами осадочных бассейнов и генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (рис. 9). С учетом выполненной по результатам моделирования оценки углеводородного потенциала увеличена категория перспективности земель на большей части рассматриваемой территории. Центральные области Северо-Чукотского, Восточно-Сибирского и Лаптевоморского бассейнов отнесены к землям третьей категории, их прибрежные части — к четвертой. Площадь земель низшей категории существенно сократилась (рис. 9).

Лаптевоморская самостоятельная нефтегазоносная область включает единственный одноименный бассейн. В пределах описываемой СНГО прогнозируются три этажа нефтегазоносности: апт-верхнемеловой, палеоцен-эоценовый

и олигоцен-миоценовый, удельные плотности ресурсов которых составляют 8,17, 34,27 и 62,44 тыс. т УТ/кв. км соответственно. Территория Лаптевоморской СНГО относится к землям III и IV категорий. В составе скоплений прогнозируется значительная доля газообразных углеводородов.

Восточно-Арктическая ПНГП включает ПНГО Де-Лонга и Северо-Чукотскую.

Восточно-Сибирский осадочный бассейн принадлежит ПНГО Де-Лонга. В пределах изученной части ПНГО прогнозируются два этажа нефтегазоносности: апт-верхнемеловой и палеоцен-эоценовый. Удельные плотности ресурсов мелового и палеогенового комплексов могут составить 25,87 и 34,4 тыс. т УТ/кв. км соответственно. Территория Восточно-Сибирского бассейна относится к перспективным землям III и IV категорий. Прогноз фазового состава скоплений связан со значительными неопределенностями и будет контролироваться типом керогена в нефтегазоматеринских толщах.

Северо-Чукотская ПНГО включает два осадочных бассейна: Дремехедскую впадину и Северо-Чукотский прогиб.

В Дремехедской впадине скопления УВ прогнозируются только в апт-верхнемеловой части разреза с удельными плотностями ресурсов 20,03 тыс. т УТ/кв. км, что соответствует землям IV категории.

Область в пределах Северо-Чукотского прогиба практически полностью отнесена к перспективным землям III категории. Значительный ресурсный

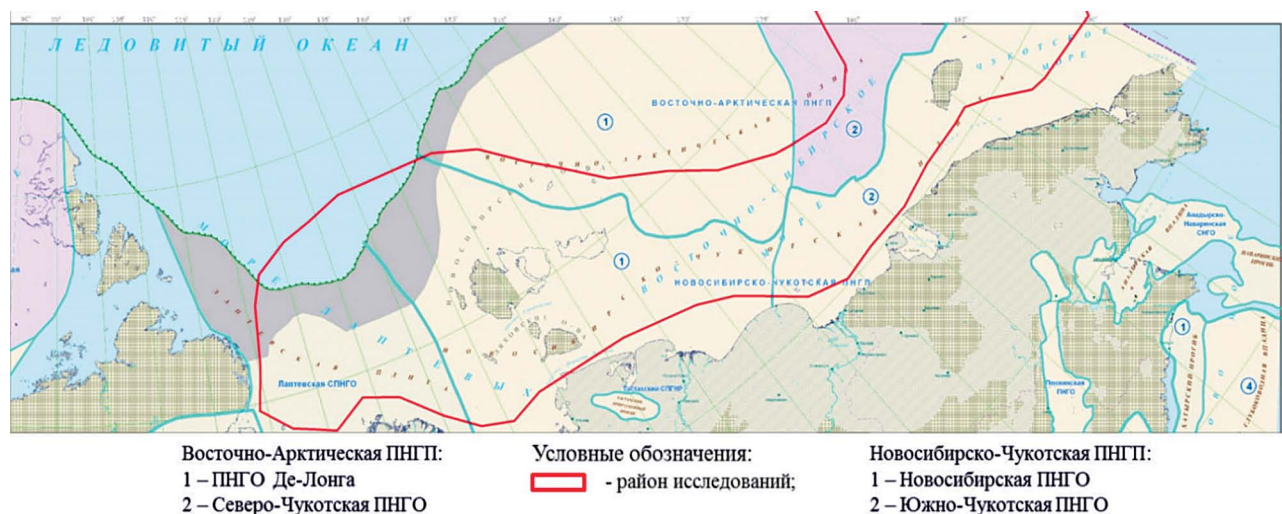


Рис. 8. Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования Восточной Арктики (карта нефтегазогеологического районирования Российской Федерации и сопредельных стран СНГ [1])

Fig. 8. Fragment of the map of the oil and gas geological zoning of the Eastern Arctic (map of the oil and gas geological zoning of the Russian Federation and neighboring CIS countries [1])

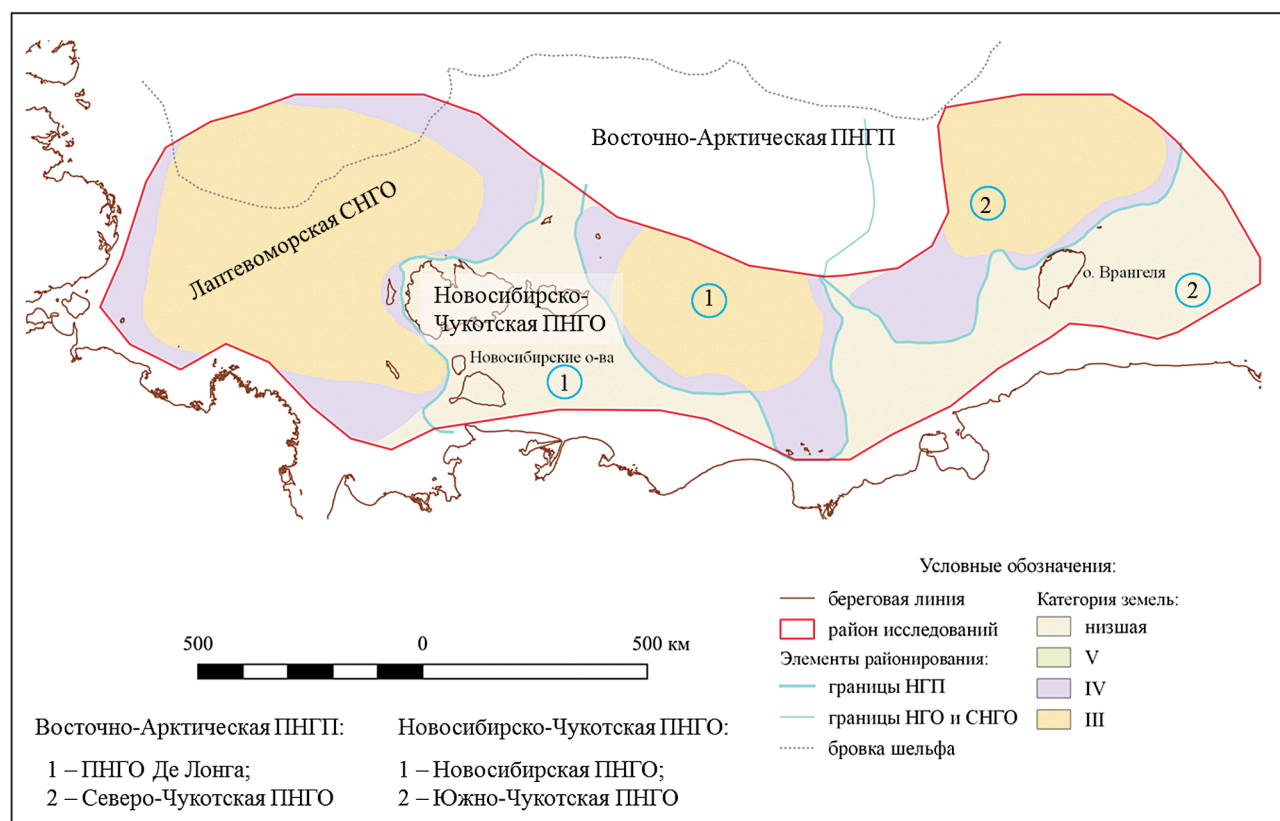


Рис. 9. Нефтегазгеологическое районирование восточно-арктических акваторий по результатам моделирования

Fig. 9. Oil and gas geological zoning of the Eastern Arctic water areas based on the results of modeling

потенциал ожидается в меловой и особенно в палеогеновых частях разреза, удельные плотности ресурсов которых, по нашей оценке, могут составить 27,55 и 77,71 тыс. т УТ/кв. км соответственно. Фазовый состав залежей будет зависеть

от типа органического вещества потенциальных НГМТ.

С учетом изложенного в пределах изучаемой территории наиболее перспективными являются Лаптеворская СНО и Северо-Чукотская ПНГО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас геологических карт России, стран СНГ и сопредельных государств м-ба 1:2 500 000. Прогнозно-минералогическая карта на углеводородное сырье. СПб., 2008.
2. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация земли: масштабы и последствия // Горный журнал, 2018 №11 с. 38—42
3. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020;1(1):19—29. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-1-19-29>
4. 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;(3):46—59. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-3-46-59>
5. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Условия формирования и генерационный потенциал углеводородных систем Восточной Арктики. // Недропользование XXI век. 2020. № 4 (87). С. 28—37.
6. Ким Б.И., Рейнин И.В. Эволюция Восточно-Арктического шельфа и палеошельфа в плейстоцене: Проблемы кайнозойской палеоэкологии и палеогеографии морей Северного Ледовитого океана // Тез. докл. 3-й Всес. конф. КНЦ АН СССР. Апатиты, 1989. С. 44—45.
7. Косыко М.К., Бондаренко Н.С., Непомилуев В.Ф. Государственная геологическая карта СССР. М-6 1: 200 000 (серия Новосибирские острова). Листы Т-54 — XXXI, XXXII, XXXIII; S-53 — IV,

- V, VI; S-53 — XI, XII; S-54 — I, II, III; S-54 — VII, VIII, XIX, XIII, XIV, XV. Объясн. Записка. М.: ПГО «Севморгеология», 1985. 162 с.
8. Щербина Ю.В., Керимов В.Ю., Касьянова Н.А. Основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в акватории Лаптево моря // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020 (в печати).
9. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust SOCAR Proceedings. 2017. No 1. P. 4—16.
10. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust Doklady Earth Sciences. 2018. No 483(1). P. 1413—1417.
11. Kerimov V.Yu., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Generation and Accumulation Hydrocarbon Systems in the Eastern Arctic Waters IOP Conference Series: Earth and Environmental Science this link is disabled. 2021. No 666(5).
12. Kuramshin R.M., Osipov A.V., Serov S.G. Classification of hydrocarbons. The results of the first year of implementation. Geomodel 2017 — 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Vol. 2017, September. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702238>
13. Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Mamedov R.A., Shcherbina Yu.V. East Arctic Offshore Petroleum Systems Analysis Geomodel 2021 — 23th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Volume 2021, p. 1—5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157011>
14. Otis R., Schneiderman N. A Process for Evaluating Exploration Process. AAPG Bulletin. 1997. No 81(7). P. 1087—1109.
15. Shcherbina Yu.V. Sources, Conditions of Generation and Accumulation of Hydrocarbons in Sedimentary Basins of the Laptev Sea Based on The Results of Basin Modeling. Tyumen. Mar 2021., Vol. 2021. P. 1—5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150037>

REFERENCES

1. Atlas of geological maps of Russia, CIS countries and neighboring countries m-ba 1:2,500,000. Forecast-mineragenic map for hydrocarbon raw materials St. Petersburg, 2008 (In Russian).
2. Guliev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: Scale and implications // Gornyi Zhurnal. 2018. No 11. P. 38—42.
3. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Structural-tectonic model of the basement and sedimentary cover of east Arctic water areas. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2020. No 1(1). P. 19—29 (In Russian). <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-1-19-29>
4. 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. No 3. P. 46—59 (In Russian). <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-3-46-59>
5. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Mustaev R.N., Shcherbina Yu.V., Mammadov R.A. Conditions of formation and generation potential of hydrocarbon systems of the Eastern Arctic // Nedropolzovanie XXI vek. 2020. No. 4 (87). P. 28—37 (In Russian).
6. Kim B.I., Rejnin I.V. The evolution of the East Arctic shelf and the paleoshelf in the Pleistocene: Problems of the Cenozoic paleoecology and paleogeography of the seas of the Arctic Ocean. Theses of the report of the 3rd allUnion conference — KSC of the Academy of Sciences of the USSR — Apatity, 1989. P. 44—45 (In Russian).
7. Kos'ko M.K., Bondarenko N.S., Nepomiluev V.F. State geological map of the USSR. M-b 1:200 000 (series Novosibirsk Islands). Sheets T-54 — XXXI XXXII XXXIII; S-53 — IV, V, VI; S-53 — XI, XII; S-54 — I, II, III; S-54 — VII, VIII, XIX, XIII, XIV, XV. Explained Note. Moscow: PGO "Sevmorgeologiya", 1985. 162 p. (In Russian).
8. Shcherbina Yu.V., Kerimov V.Yu., Kasyanova N.A. The main directions of geological exploration for oil and gas in the Laptev Sea // Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2020. (in print) (In Russian).
9. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust SOCAR Proceedings. 2017. No 1. P. 4—16.
10. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust Doklady Earth Sciences. 2018. No 483(1). P. 1413—1417.
11. Kerimov V.Yu., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Generation and Accumulation Hydrocarbon Systems in the Eastern Arctic Waters IOP Conference Series: Earth and Environmental Science this link is disabled. 2021. No 666(5).
12. Kuramshin R.M., Osipov A.V., Serov S.G. Classification of hydrocarbons. The results of the first year of implementation. Geomodel 2017 — 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Vol. 2017, September. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702238>
13. Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Mamedov R.A., Shcherbina Yu.V. East Arctic Offshore Petroleum Systems Analysis Geomodel 2021 — 23th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Volume 2021, P. 1—5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157011>

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

14. Otis R., Schneiderman N. A Process for Evaluating Exploration Process. AAPG Bulletin. 1997. No 81(7). P. 1087—1109.
15. Shcherbina Yu.V. Sources, Conditions of Generation and Accumulation of Hydrocarbons in Sedimentary Basins of The Laptev Sea Based on The Results of Basin Modeling. Tyumen Mar 2021., Vol. 2021. P. 1—5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150037>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Лавренова Е.А. — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, окончательно утвердила 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.

Мамедов Р.А. — присоединился к подготовке текста статьи, оформил рисунки статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elena A. Lavrenova — 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.

Julia 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.

Rustam A. Mamedov — joined the preparation of the text of the article, designed figures of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лавренова Елена Александровна — кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор ООО АСАП «Сервис», отдел нефтегазовой геологии и бассейнового моделирования. 39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru
тел.: +7 (903) 452-45-94
SPIN-код: 1859-8634
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geol.-Min.), General Director of ASAP Service LLC, Department of Oil and Gas Geology and Basin Modeling. 39, Krasnogvardeyskaya str., Gelendzhik 353460, Russia
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru
tel.: +7 (903) 452-45-94
SPIN: 1859-8634
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

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-код: 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>

Мамедов Рустам Ахмедович — заведующий лабораторией, 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>

Rustam A. Mamedov — head of the laboratory, 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: 1694-6435
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8365-7993>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author