

## СТРУКТУРА И ЭВОЛЮЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ОКРАИННЫХ МОРЕЙ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА (ВОСТОЧНАЯ АРКТИКА)

В. Ю. Керимов, Е. А. Лавренова, Р. Н. Мустаев, Р. А. Мамедов  
Российский государственный геологоразведочный университет имени  
Серго Орджоникидзе (Москва, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 23 августа 2023 г.

### Для цитирования

Керимов В. Ю., Лавренова Е. А., Мустаев Р. Н., Мамедов Р. А. Структура и эволюция углеводородных систем окраинных морей Северного Ледовитого океана (Восточная Арктика) // Арктика: экология и экономика. — 2023. — Т. 13, № 4. — С. 488—500. — DOI: 10.25283/2223-4594-2023-4-488-500.

Приведены результаты изучения структуры и эволюции углеводородных систем окраинных морей Восточной Арктики — Чукотского, Восточно-Сибирского и моря Лаптевых. Оценка углеводородного потенциала изучаемых акваторий выполнена на основании результатов проведенного бассейнового анализа и численного моделирования. В составе осадочного чехла прогнозируются три перспективных осадочных комплекса: апт-верхнемеловой, палеоцен-эоценовый и олигоцен-нижнемиоценовый. Показано, что развитие углеводородных систем определяется преимущественно скоростью погружения бассейнов и мощностью формируемых комплексов перекрывающих пород. Основные очаги генерации углеводородов апт-верхнемелового перспективного комплекса располагаются в Северо-Чукотском прогибе, палеоцен-эоценового и олигоцен-нижнемиоценового — в Лаптевоморском бассейне. Наиболее вероятными областями аккумуляции углеводородов в резервуарах апт-верхнемелового комплекса являются прибортовые части Северо-Чукотского и Восточно-Сибирского бассейнов, где залежи ожидаются на глубине ~ 5 км. В бассейне моря Лаптевых кроме прибортовых зон выделяется крупная область аккумуляции в его центральной части с залежами, прогнозируемыми на глубине  $\geq 5$  км. В палеогеновом (палеоцен-эоцен) комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени в прибортовых частях. Глубины залегания перспективных объектов от 5–6 км в центральных частях до 2–3 км в прибортовых.

В олигоцен-нижнемиоценовом комплексе скопления углеводородов ожидаются преимущественно в пределах Лаптевоморского бассейна на глубинах 3–5 км. Значительный углеводородный потенциал может быть связан с клиноформными отложениями палеогена.

**Ключевые слова:** восточно-арктические моря, математическое моделирование, очаги генерации, области аккумуляции, углеводороды, резервуары, структурно-тектонический этап.

## Введение

Арктические акватории являются важным объектом исследования, так как их недра могут содержать значительный углеводородный потенциал. По некоторым оценкам, на шельфах окраинных морей приполярной Арктики с глубинами, не превышающими 500 м, может находиться 30% мировых неразведанных запасов газа и 13% — нефти [1]. До сих пор эти акватории остаются наименее изученными, что затрудняет оценку их потенциала.

Современный нефтегазогеологический прогноз опирается на концепцию генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. Основой технологии является бассейновый анализ, предусматривающий реконструкцию последовательного развития осадочных бассейнов с целью выяснения возможности формирования и локализации необходимых элементов углеводородных систем. В составе развивающихся бассейнов именно особенности эволюции этих систем определяют перспективы нефтегазоносности изучаемой акватории [2].

Основная проблема при проведении бассейнового анализа изучаемой акватории Восточной Арктики состоит в отсутствии скважин глубокого бурения. Эффективным решением проблемы является комплексный подход, предполагающий вовлечение в анализ всей доступной геолого-геофизической и геохимической информации.

Приведенные в статье представления о структурно-тектонических этапах и формационном составе разреза изучаемой территории интегрируют взгляды исследовательских групп, а также отдельных специалистов, изложенные в многочисленных публикациях и основанные на большом объеме новой информации, появившейся в 2000-х годах [3—26].

Целью настоящей работы является изучение структуры и эволюции углеводородных систем осадочных бассейнов Чукотского и Восточно-Сибирского морей, а также моря Лаптевых в рамках оценки их перспектив нефтегазоносности.

## Материалы и методы

Основными инструментами изучения геологической информации в настоящей работе являлись комплексный бассейновый анализ, выполненный с позиций концепции углеводородных систем, а также численное моделирование эволюции осадочных бассейнов и входящих в их состав гипотетических углеводородных систем.

В качестве основы структурно-тектонического каркаса разработанной цифровой модели осадочных бассейнов Восточной Арктики использованы карты масштаба 1:5 000 000, подготовленные ВСЕГЕИ (Санкт-Петербург, Россия) в 2014 г. [13].

Ввиду отсутствия данных бурения в пределах изучаемых акваторий учитывались результаты исследования геологического разреза на сопредельной суше [27].

В качестве палеогеографической основы для бассейнового анализа использована модель, разработанная «Equinor ASA» (Stavanger, Norway), которая охватывает временной период с триаса по палеоген включительно и учитывает плитотектонические реконструкции, выполненные в 2015 г. [28].

В процессе подготовки входных данных для бассейнового моделирования были проанализированы граничные условия: изменения глубины и температуры на поверхности дна палеобассейнов в течение их эволюции. Батиметрические карты палеобассейнов сформированы на основании анализа палеогеографических условий, расчет температуры у поверхности дна проведен с использованием автоматического тренда, предусмотренного программным пакетом PetroMod для 74° с. ш. [29].

Для расчета теплового режима осадочных бассейнов построена карта теплового потока в основании осадочного чехла, учитывающая результаты измерения данного параметра на поверхности.

Анализ палеогеографических условий формирования отложений позволяет предполагать их присутствие в составе всех основных комплексов осадочного чехла. На основании данного подхода нами сконструированы гипотетические углеводородные системы упрощенного строения в основании каждого комплекса созданной цифровой модели.

Свойства керогена описываются кинетической реакцией, отражающей выход углеводородов различного состава по мере созревания органического вещества [30].

## Результаты исследований

### Бассейновый анализ

*Структурные этажи осадочного чехла.* Проведенное обобщение опубликованных и фондовых геологических материалов показало, что плитный чехол в пределах моря Лаптевых, сложенный предположительно меловыми и кайнозойскими отложениями, включает два структурных этажа.

- Нижний структурный этаж, определяемый как синрифтовый и представленный меловыми, вероятно, континентальными отложениями, развит не повсеместно. Его присутствие в основании осадочного чехла обосновывается на основании результатов новейших исследований в акватории и на сопредельной суше [7; 16].
- Верхний пострифтовый структурный этаж, сложенный породами прибрежно-морского и морского происхождения, разделенный на части, которые представлены:
  - дислоцированными мел-палеогеновыми отложениями (нижняя часть);
  - олигоцен-миоценовой толщей аккумулятивного выравнивания (средняя часть);
  - плащеобразно залегающими плиоцен-четвертичными образованиями (верхняя часть).

На основании сейсмических данных, материалов геологической съемки на прилегающей островной

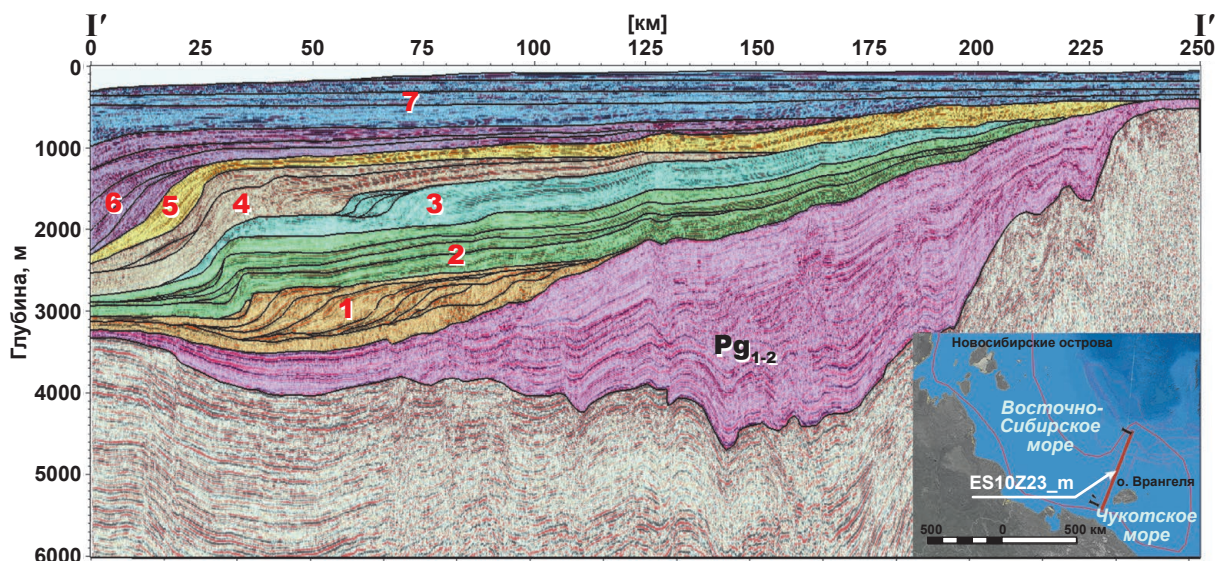


Рис. 1. Модель строения клиноформного комплекса по линии сейсмического профиля ES10Z23\_m. На врезке: I—I' — профиль ES10Z23\_m. Обозначены (цифры) пакки: 1 — эоценовая, 2 — нижнеолигоценная, 3 — верхнеолигоцен-нижнемиоценовая, 4 — верхнемиоценовая, 5 — плиоценовая, 6 — плейстоценовая, 7 — голоценовая  
 Fig. 1. Model of the structure of the clinoform complex along the line of the seismic profile ES10Z23\_m. Inset: I—I' — profile ES10Z23\_m. Members are designated (numbers): 1 — Eocene, 2 — Lower Oligocene, 3 — Upper Oligocene-Lower Miocene, 4 — Upper Miocene, 5 — Pliocene, 6 — Pleistocene, 7 — Holocene

и континентальной суше, результатов бурения на шельфе Аляски в акваториях Восточно-Сибирского и Чукотского морей в составе осадочного чехла выделяют три структурных этажа:

- Бофортский (или рифтовый);
- Нижнебрукский;
- Верхнебрукский.

**Сейсмостратиграфические комплексы (ССК).**

Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых характеризуется сложным блоковым строением, обусловленным рифтогенной природой бассейна, что затрудняет выделение и корреляцию опорных сейсмических горизонтов.

В разрезе наиболее уверенно идентифицируются три основных сейсмокомплекса, принадлежащих верхнему (пострифтовому) структурному этажу [9; 26]:

- нижний ССК (A—L2) сложен апт-верхнемеловой-палеоценовой толщей;
- средний ССК (L2—L4) представлен палеоцен-среднемиоценовыми отложениями;
- верхний ССК (L4 — дно моря), включающий среднемиоцен-плейстоценовый интервал разреза.

В сейсмическом волновом поле осадочный чехол Восточно-Сибирского моря и Северо-Чукотского прогиба в зависимости от условий осадконакопления представлен осями синфазности от плоско-параллельных до косослоистых (клиноформных) (рис. 1).

В разрезе осадочного чехла здесь выделяют три основных сейсмокомплекса [11; 21].

В основании осадочного чехла располагается (синрифтовый) ССК, ограниченный в кровле отра-

жающим горизонтом BU. В составе среднего структурного этажа выделяют ССК, ограниченный горизонтами BU в подошве и mBU в кровле. Комплекс предположительно включает отложения апта, альба и верхнего мела. Нижняя часть комплекса представлена сигмовидными косослоистыми отражениями, которые отражают клиноформное строение этой части разреза [19; 21].

Исследуемые поверхности несогласий вместе с подошвой осадочного чехла и современным рельефом дна составляют структурный каркас сформированной в рамках настоящего исследования единой цифровой модели, которая охватывает акватории морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского и включает пять осадочных комплексов регионального уровня:

- доаптский;
- апт-верхнемеловой;
- палеогеновый (палеоцен-эоцен);
- олигоцен-миоценовый;
- плиоцен-четвертичный.

*Результаты численного моделирования*

**Зрелость нефтегазоматеринских толщ (НГМТ).** Основной задачей моделирования являлась оценка влияния установленных различий эволюции осадочных бассейнов (Лаптевоморского, Восточно-Сибирского и Северо-Чукотского) на развитие входящих в их состав углеводородных систем и как следствие — на формирования углеводородного потенциала изучаемых акваторий.

В рамках реконструкции геодинамического развития углеводородных систем рассчитаны 3D моде-

ли соответствующих оценочных параметров (рис. 2).

Численное моделирование показало, что апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды к началу палеогена в следующих частях этого интервала разреза:

- газ — в нижней части;
- нефть — в средней части.

На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в море Лаптевых и Северо-Чукотском прогибе, где на большей части территории они перегреты. Палеогеновые (палеоцен-эоцен) породы всех изученных бассейнов в настоящее время способны генерировать как жидкие, так и газообразные углеводороды. Максимальная зрелость отложений этого возраста отмечается в Лаптевоморском бассейне. Зрелость органического вещества палеогена Северо-Чукотского и Восточно-Сибирского бассейнов соответствует главной зоне нефтеобразования. Органическое вещество нижней части олигоцен-нижнемиоценового комплекса прогрето до уровня «нефтяного окна» в Лаптевоморском бассейне, где генерация углеводородов началась в конце неогена.

Индекс TR отражает степень реализации материнской толщи ее начального генерационного потенциала. Показанное распределение этого показателя в пределах области моделирования отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, в частности, скоростей их погружения (рис. 3).

В Северо-Чукотском прогибе замедление скорости погружения в палеогене-неогене по сравнению с рифтовым бассейном моря Лаптевых обусловило меньшие объемы накопленных осадков и, как следствие, меньшую зрелость органического вещества и способность нефтегазоматеринских толщ к генерации и эмиграции углеводородов.

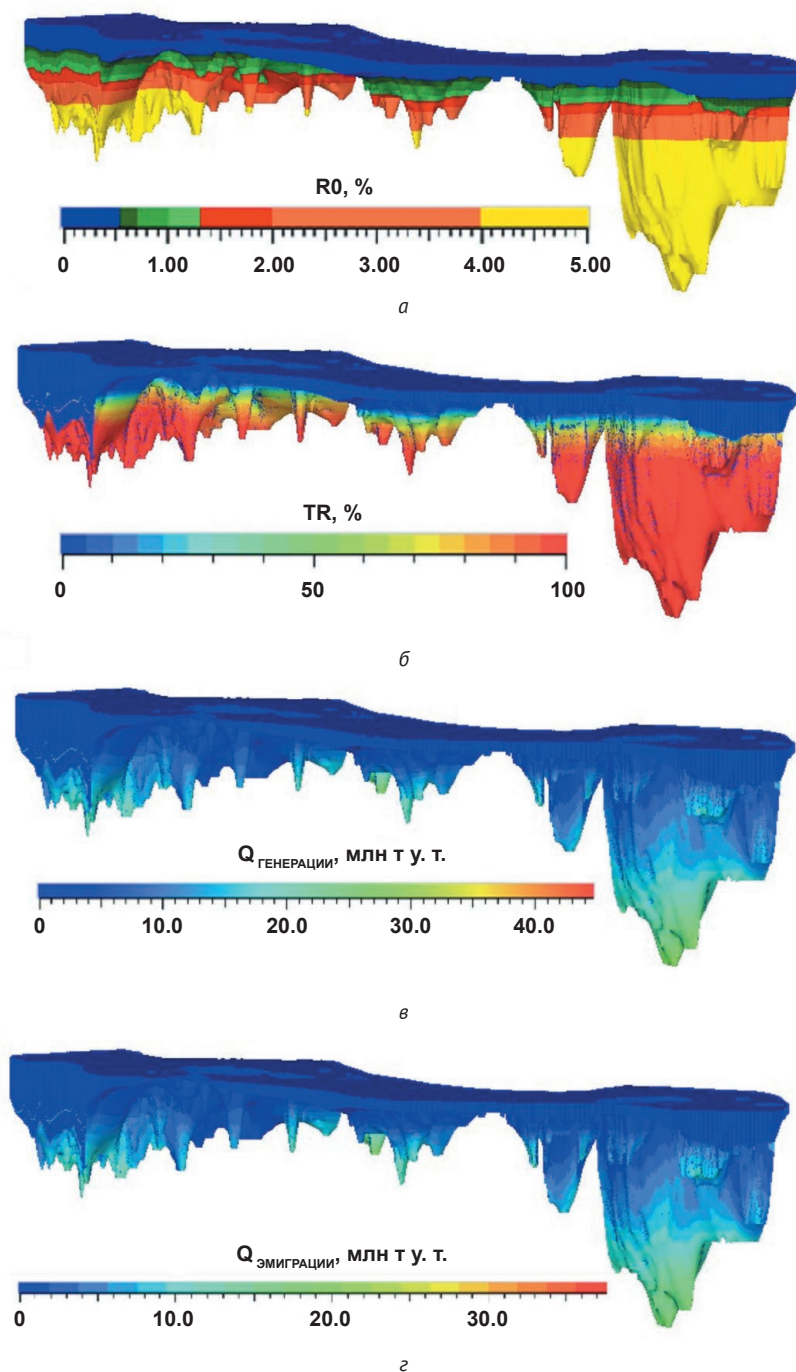


Рис. 2. Моделирование оценочных параметров Восточной Арктики: а — отражательная способность витринита, б — степень преобразованности органического вещества, в — удельные плотности генерации углеводородов, г — удельные плотности эмиграции углеводородов

Fig. 2. Modeling of estimated parameters of the Eastern Arctic: а — vitrinite reflectivity, б — degree of transformation of organic matter, в — specific densities of hydrocarbon generation, г — specific densities of hydrocarbon emigration

При сравнении карт распределения индекса TR, рассчитанных для НГМТ с разным типом керогена, видно, что в одинаковых термобарических условиях степень реализации потенциала толщ, содержащих гумусовое органическое вещество, ниже, чем содержащих сапропелевое вещество (см. рис. 3). Эти различия особенно заметны при анализе

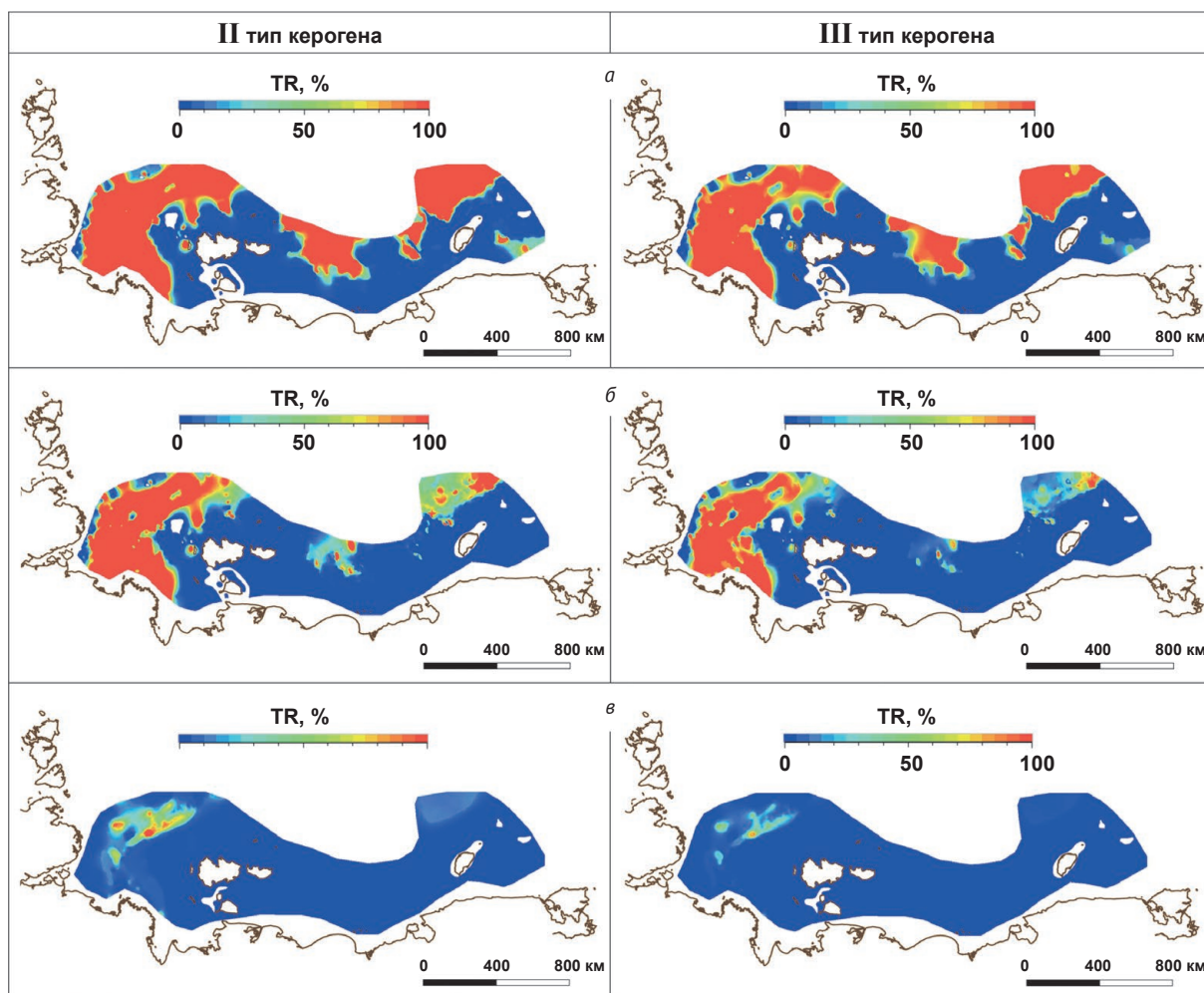


Рис. 3. Распределение степени преобразованности ОВ (TR, %). Возраст нефтегазоматеринской толщи: а – мел, б – палеоген, в – неоген (современный этап развития углеводородной системы)  
 Fig. 3. Distribution of the degree of OM conversion (TR, %). Age of the oil and gas source strata: а – chalk, б – Paleogene, в – Neogene (modern stage of development of the hydrocarbon system)

карт индекса наименее зрелой неогеновой НГМТ (см. рис. 3в).

Таким образом, прогноз формирования скопленений углеводородов в олигоцен-нижнемиоценовом комплексе Северо-Чукотского прогиба очень чувствителен к типу органического вещества. В случае присутствия в отложениях керогена III типа сингенетических залежей здесь ожидать не приходится, несмотря на достаточно высокую современную зрелость нефтегазоматеринской породы.

**Генерационно-эмиграционный углеводородный потенциал НГМТ.** Уровень реализации генерационного потенциала определяет удельные плотности генерации и эмиграции углеводородов моделируемых нефтегазоматеринских толщ НГМТ.

Наиболее высокие удельные плотности в аптско-верхнемеловом комплексе прогнозируются в пределах Северо-Чукотского бассейна, и для НГМТ эти показатели составляют:

• ~20—30 млн т у. т. для II типа керогена;

• ~10—15 млн т у. т. для III типа керогена.

В палеогеновом (палеоцен-эоцен) комплексе максимальные удельные плотности генерации и эмиграции ожидаются в Лаптевоморском бассейне на уровне:

• ~25—40 млн т у. т. для II типа керогена;

• ~15—25 млн т у. т. для III типа керогена.

Северо-Чукотский и Восточно-Сибирский бассейны ему существенно уступают как по показателям удельных плотностей, так и по объемам генерации в целом.

Значительная генерация и эмиграция углеводородов прогнозируется олигоцен-нижнемиоценовой части разреза в северной части бассейна моря Лаптевых.

Объемные характеристики генерационно-эмиграционного потенциала изученных нефтегазоматеринских толщ для двух типов керогена представлены в табл. 1 и 2. Поскольку для всех изучаемых комплексов задавались НГМТ с одинаковыми со-

**Таблица 1. Углеводородный потенциал нефтегазоматеринских толщ бассейнов Восточной Арктики — кероген II типа, млн т у. т.**

**Table 1. Hydrocarbon potential of oil and gas source strata (OGFS) of Eastern Arctic basins — type II kerogen, million tons of conventional fuel**

НГМТ	Остаточный потенциал	Генерационный баланс	Аккумулировано в НГМТ	Эмиграционный баланс
Апт-верхний мел	256 609,29	888 439,72	65 930,666	822 509,06
Палеогеновая	743 554,49	1 023 843,86	151 544,36	872 299,51
Неогеновая	1 452 778,2	138 850,42	93 551,74	45 498,69
<i>Итого</i>	<i>2 452 741,98</i>	<i>2 051 136</i>	<i>310 826,746</i>	<i>174 0307,26</i>

**Таблица 2. Углеводородный потенциал нефтегазоматеринских толщ бассейнов Восточной Арктики — кероген III типа, млн т у. т.**

**Table 2. Hydrocarbon potential of oil and gas source strata (OGFS) of the Eastern Arctic basins — type III kerogen, million tons of conventional fuel**

НГМТ	Остаточный потенциал	Генерационный баланс	Аккумулировано в НГМТ	Эмиграционный баланс
Апт-верхний мел	154 184,2	362 576,59	772,3	361 804,16
Палеогеновая	431 117,5	363 835,7	1 781,99	362 051,71
Неогеновая	687 549,12	17 966,36	2 515,16	15 451,18
<i>Итого</i>	<i>1 272 850,82</i>	<i>744 376,63</i>	<i>5 069,45</i>	<i>739 307,05</i>

держанием органического углерода, полученные генерационные и эмиграционные свойства определяются в значительной степени тепловым режимом и особенностями тектонической эволюции бассейнов.

Генерационно-эмиграционные свойства апт-верхнемеловой и палеогеновой (палеоцен-эоцен) НГМТ высокие, значения их генерационного и эмиграционного балансов находятся примерно на одном уровне. Аналогичные показатели олигоцен-миоценовой НГМТ на порядок ниже, что обусловлено невысокой зрелостью органического вещества.

Отображены прогнозируемые по результатам моделирования скопления углеводородов в резервуарах апт-верхнемелового, палеогенового (палеоцен-эоцен) и олигоцен-миоценового возрастов для II и III типов керогена (рис. 4). Показано, что области наиболее вероятной аккумуляции углеводородов сохраняются независимо от типа органического вещества.

**Прогноз аккумуляции углеводородов.** Результаты прогноза аккумуляции в двух вариантах моделирования отличаются в части соотношения жидких и газообразных углеводородов в прогнозируемых залежах, так как в случае III типа керогена количество газовой составляющей увеличивается. При этом объемы прогнозируемых скоплений углеводородов

и степень заполнения ловушек значительно ниже, чем в модели со II типом керогена.

Наиболее вероятные области аккумуляции углеводородов в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Северо-Чукотского и Восточно-Сибирского бассейнов располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах около 5 км (см. рис. 4а). В Лаптевоморском бассейне кроме прибортовых зон выделяется крупная область в центральной части бассейна, где залежи углеводородов ожидаются на глубинах более 5 км.

Для комплекса доля газообразных углеводородов в резервуарах составляет:

- ~ 25% при II типе керогена;
- ~ 62% при III типе керогена.

В палеогеновом (палеоцен-эоцен) комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени в прибортовых частях. Глубины залегания перспективных объектов — от 5—6 км в центральных частях до 2—3 км в прибортовых частях. Доля газовой составляющей в прогнозируемых скоплениях составляет (см. рис. 4б):

- 17% для II типа керогена;
- 64% для III типа керогена.

В олигоцен-нижнемиоценовом комплексе скопления углеводородов ожидаются в пределах

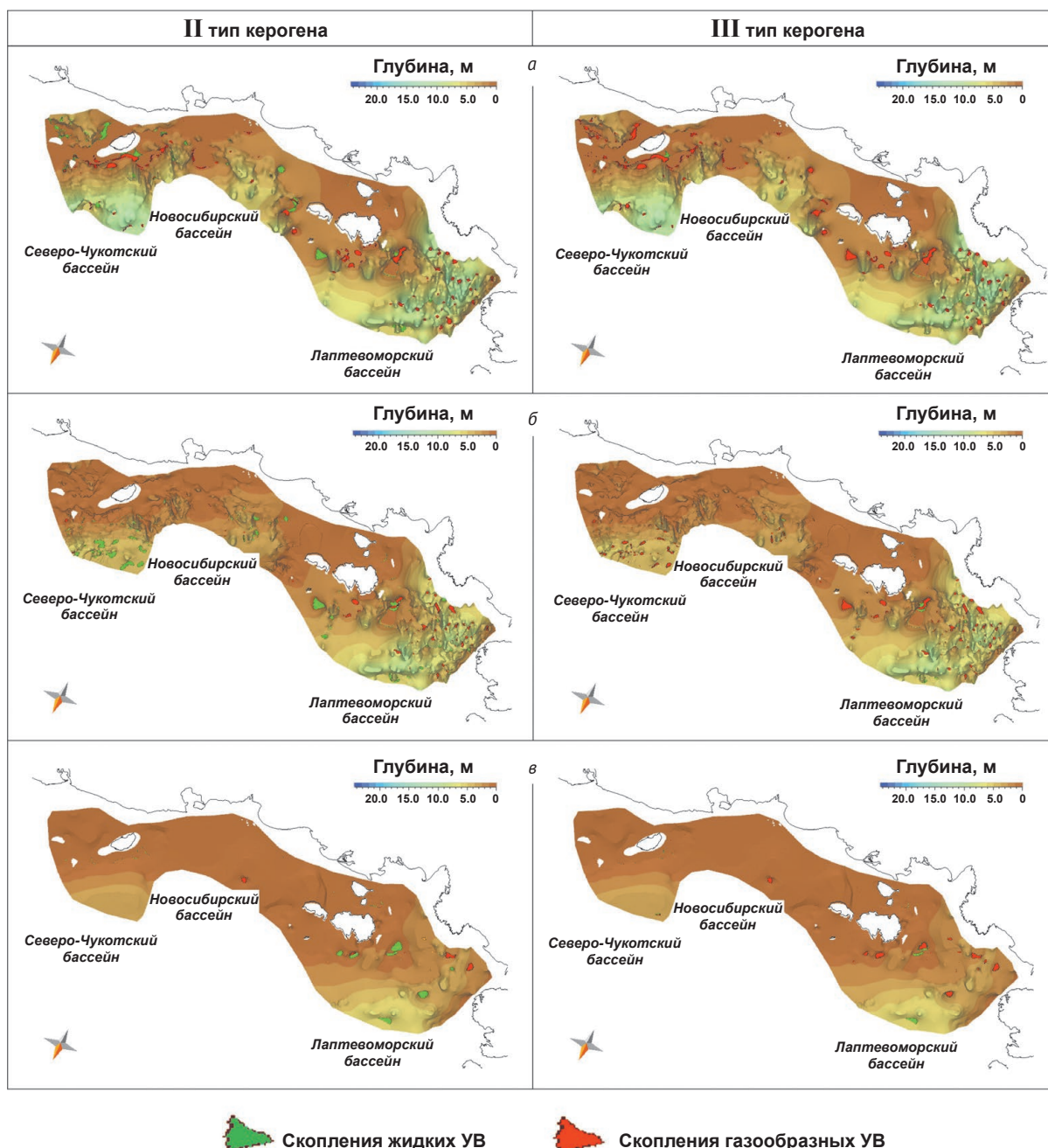


Рис. 4. Расположение прогнозируемых скопления углеводородов (УВ) в резервуарах. Скопления УВ: а – апт-верхнемеловые, б – палеогеновые (палеоцен-эоцен), в – олигоцен-нижнемiocеновые  
 Fig. 4. Location of predicted accumulations of hydrocarbons (HC) in reservoirs. HC accumulations: а – Aptian-Upper Cretaceous, б – Paleogene (Paleocene-Eocene), в – Oligocene-Lower Miocene

Лаптевоморского бассейна, это в основном нефтяные залежи с растворенным газом, доля которого не превышает 15%. В случае III типа керогена можно ожидать газовых и газонефтяных залежей. Соотношение жидких и газообразных углеводородов для комплекса почти одинаковое (см. рис. 4в).

В центральной и южной частях Лаптевоморского бассейна во всех комплексах независимо от

типа керогена ожидаются газовые залежи, что обусловлено повышенным тепловым потоком и, как следствие, высокой степенью преобразованности органического вещества нефтегазоматеринских пород.

Профиль ГАУС Восточной Арктики отражает установленные по результатам моделирования существенные различия в строении анализируемых углеводородных систем, включая зрелость орга-

нического вещества пород и степень проявления структурного фактора.

**Углеводородные системы клиноформной части разреза.** Результаты моделирования показали, что максимальной зрелостью характеризуются нефтегазоматеринские толщи НГМТ-1 и НГМТ-2 в наиболее погруженной части осадочного чехла (рис. 5а). При этом НГМТ-1 в большей части реализовала свой генерационный потенциал. Индекс TR НГМТ-2 не превышает 50% (см. рис. 5б).

Анализ профилей удельных плотностей, а также графиков генерации и эмиграции углеводородов показывает, что основным источником углеводородов кайнозойских отложений является НГМТ-1 предположительного эоценового возраста, в значительно меньшей степени — НГМТ-2, а вкладом остальных можно пренебречь. Наиболее высокий уровень зрелости нефтегазоматеринских толщ НГМТ-3, НГМТ-4 и НГМТ-5 не превышает стадии ранней генерации нефти. При этом показатель в наиболее зрелой части этих нефтегазоматеринских толщ крайне низкий (см. рис. 5а).

В настоящее время, судя по полученным результатам моделирования, все залежи могут содержать углеводороды (см. рис. 5в). В соответствии с прогнозом ловушки содержат жидкие углеводороды с растворенным газом. Залежи в перспективных объектах, расположенных на небольших глубинах ~ 2 км, могут содержать газовую шапку.

### Обсуждение результатов

Оценка ресурсного потенциала окраинных морей Восточной Арктики традиционно выполняется на основе метода геологических аналогий, и в качестве ближайшего аналога рассматриваются месторождения Северного склона Аляски, принадлежащие бассейну Колвилл [2]. При этом основным, а зачастую единственным критерием подбора аналога является возраст отложений. Это объясняет повышенное внимание исследователей к возрастной привязке сейсмических горизонтов и в отсутствие скважин в акваториях привело к существованию более десятка вариантов их стратификации. В зависимости от принимаемой геологической модели оценка ресурсного потенциала существенно варьирует.

Нами показано, что крупные осадочно-породные Лаптевоморский, Восточно-Сибирский и Северо-Чукотский бассейны существенно различаются историей развития, строением и тепловым режимом. Это не позволяет проводить аналогии между ними и тем более с бассейном Колвилл, который, в частности, испытал в кайнозойское время несколько фаз поднятий, сопровождавшихся глубоким размывом отложений, что оказало критическое влияние на углеводородные системы всех стратиграфических уровней от кайнозоя до палеозоя. Изучаемые бассейны Восточной Арктики в этот же период (кайнозой) испытывали последовательное погружение разной степени интенсивности.

Соответственно и углеводородные системы этих бассейнов развивались и формировали свой потенциал иначе.

Результаты исследований позволили прояснить некоторые важные аспекты формирования углеводородного потенциала изученных бассейнов.

В соответствии с полученными оценками генерационного и эмиграционного балансов наиболее перспективным является апт-верхнемеловой комплекс. Однако поскольку все углеводородные системы этого комплекса преодолели критический момент до основных периодов складчатости (66—45 и 36—20 млн лет), это могло привести как к разрушению ранее сформированных скоплений углеводородов, так и к рискам заполнения ловушек, образованных на более поздних стадиях тектонической активизации. Отмеченные риски существенно снижают перспективы апт-верхнемелового комплекса.

По объемам генерированных и эмигрировавших углеводородов в палеогеновом (палеоцен-эоцен) комплексе Лаптевоморский бассейн более перспективен по сравнению с Северо-Чукотским.

Наличие углеводородной системы на пике генерации, благоприятные условия для формирования структурных ловушек, относительно небольшие (3—5 км) глубины их залегания позволяют рассматривать олигоцен-нижнемеловый комплекс Лаптевоморского осадочного бассейна в качестве наиболее перспективного для поисков углеводородов.

Использованный в ходе исследований подход, основанный на изучении углеводородных систем и учитывающий особенности развития каждого бассейна, достаточно эффективен даже на текущем уровне изученности окраинных морей Восточной Арктики. Очевидно, что полученные характеристики углеводородного потенциала рассматривать в качестве ресурсной оценки преждевременно, но они вполне информативны для сравнительной характеристики бассейнов и перспективных комплексов.

Таким образом, анализ результатов моделирования углеводородных систем даже высокой степени неопределенности (гипотетических) позволяет получить практические результаты, которые могут использоваться для оптимизации дальнейших геологоразведочных работ.

### Выводы

1. Проведенные исследования показали, что ключевым фактором, контролирующим развитие углеводородных систем, является тектонический режим осадочных бассейнов, который определяет скорость их погружения и мощность формируемых комплексов перекрывающих пород.

2. Основными очагами генерации углеводородов являются: в меловом комплексе — Северо-Чукотский бассейн, в палеогене и неогене — Лаптевоморский бассейн.

3. Наиболее вероятные области аккумуляции углеводородов в резервуарах апт-верхнемелового



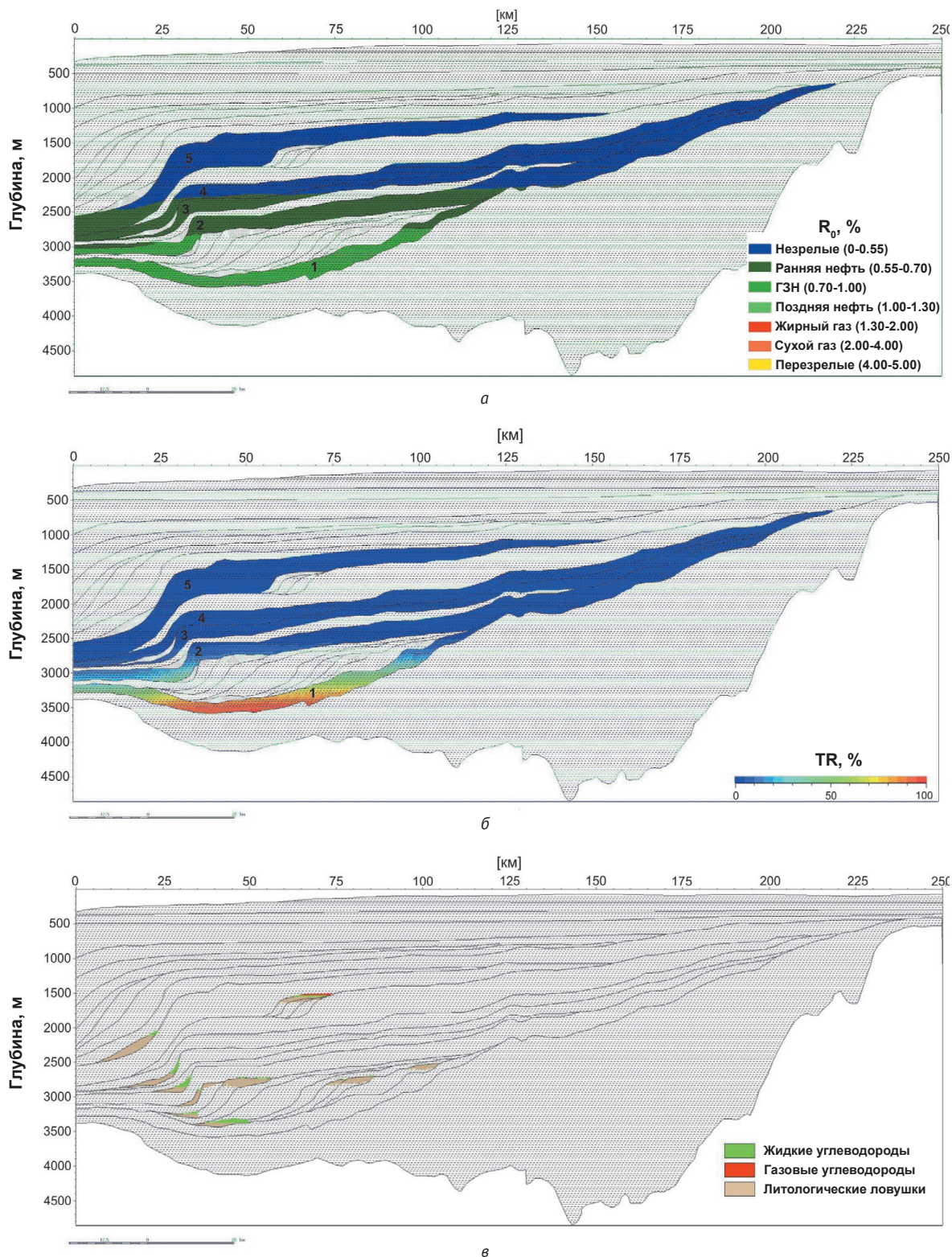


Рис. 5. Результаты моделирования углеводородных систем кайнозойских клиноформных отложений: *а* – отражательная способность витринита нефтегазоматеринских толщ, *б* – степень преобразования органического вещества нефтегазоматеринских толщ, *в* – прогноз заполнения углеводородами перспективных неантиклинальных объектов. Обозначены цифрами нефтегазоматеринские толщи: 1 – ниже-эоценовая, 2 – ниже-олигоценовая, 3 – верхне-олигоценовая, 4 – ниже-миоценовая, 5 – верхне-миоценовая

Fig. 5. Results of modeling hydrocarbon systems in Cenozoic clinoform deposits: *a* – reflectivity of vitrinite from oil and gas source strata, *b* – degree of transformation of organic matter of oil and gas source strata, *v* – forecast of filling of promising non-anticline objects with hydrocarbons. Oil and gas source strata are indicated (by numbers): 1 – Lower Eocene, 2 – Lower Oligocene, 3 – Upper Oligocene, 4 – Lower Miocene, 5 – Upper Miocene

комплекса Северо-Чукотского и Восточно-Сибирского бассейнов располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах примерно 5 км. В Лаптевоморском бассейне кроме прибортовых зон выделяется крупная область в центральной части бассейна, где залежи углеводородов ожидаются на глубинах более 5 км.

4. В палеогеновом (палеоцен-эоцен) комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени — в прибортовых частях. Глубины залегания перспективных объектов от 5—6 км в центральных частях до 2—3 в прибортовых частях.

5. В олигоцен-нижнемиоценовом комплексе скопления углеводорода ожидаются преимущественно в пределах Лаптевоморского бассейна на глубинах 3—5 км.

6. Тип керогена органического вещества нефтегазоматеринских толщ оказывает существенное влияние на прогноз в части соотношения жидких и газообразных углеводородов в прогнозируемых залежах и объемах углеводородов. Исключением являются центральная и южная части Лаптевоморского бассейна, где во всех комплексах независимо от типа керогена ожидаются газовые залежи, что обусловлено повышенным тепловым потоком и, как следствие, высокой степенью преобразованности органического вещества нефтегазоматеринских пород.

7. Анализ полученных результатов показывает, что наиболее перспективным для поисков углеводородов является Лаптевоморский бассейн. Значительный углеводородный потенциал ожидается в клиноформах палеогена Восточной Арктики.

### Литература/References

1. Киселев Е. А., Морозов А. Ф., Казьмин Ю. Б. и др. Тектоностратиграфический атлас Восточной Арктики / Под ред. О. В. Петрова, М. Смелрор. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2020. — 152 с.  
*Kiselev E. A., Morozov A. F., Kazmin Yu. B., Kaminsky V. D., Fedonkin M. A. Tectonostratigraphic atlas of the Eastern Arctic. Ed. by O. V. Petrova, M. Smelror. St. Petersburg, VSEGEI, 2020, 152 p. (In Russian).*
2. Сенин Б. В., Керимов В. Ю., Богоявленский В. И. и др. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий // Нефтегазоносные провинции морей Восточной Арктики и Дальнего Востока. — Кн. 3. — М.: РГГИ, 2022. — 359 с.  
*Senin B. V., Kerimov V. Yu., Bogoyavlensky V. I., Leonchik M. I., Mustaev R. N. Oil and gas bearing provinces of the seas of Russia and adjacent water areas. Oil and Gas Provinces of the Seas of the Eastern Arctic and the Far East. Book 3. Moscow, RGGI, 2022, 359 p. (In Russian).*
3. Афанасенков А. П., Бордюг А. В., Никишин А. М. и др. Уточнение палеогеографии Севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. — 2018. — № 2. — С. 5—23.

*Afanasenkov A. P., Bordyug A. V., Nikishin A. M., Taninskaya N. V., Shimansky V. V., Bordunov S. I. Refinement of the paleogeography of the North of the Siberian Platform taking into account new data. Geology of Oil and Gas, 2018, no. 2, pp. 5—23. (In Russian).*

4. Васильева Е. А. Геологическое строение зоны сочленения Лаптевоморского шельфа и Сибирской плиты // Разведка и охрана недр. — 2016. — № 2. — С. 12—17.

*Vasilyeva E. A. Geological structure of the junction zone of the Laptev Sea shelf and the Siberian Plate. Exploration and protection of mineral resources, 2016, no. 2, pp. 12—17. (In Russian).*

5. Виноградов В. А., Горячев Ю. В., Гусев Е. А. Промежуточный структурный этаж на шельфе Восточной Арктики — миф или реальность? // Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2012. — С. 150—156. — (Тр. ВНИИОкеангеологии, т. 223, вып. 8).

*Vinogradov V. A., Goryachev Yu. V., Gusev E. A. Intermediate structural stage on the shelf of the Eastern Arctic — myth or reality? Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region. St. Petersburg, VNIIOkeangeologiya, 2012, pp. 150—156. (Trudy VNIIOkeangeologiya, vol. 223, iss. 8). (In Russian).*

6. Григорьев М. Н. Морфология и динамика преобразования подводной мерзлоты в прибрежно-шельфовой зоне морей Лаптевых и Восточно-Сибирского // Наука и образование. — 2006. — № 4. — С. 104—109.

*Grigoriev M. N. Morphology and dynamics of the transformation of underwater permafrost in the coastal-shelf zone of the Laptev and East Siberian Seas. Science and Education, 2006, no. 4, pp. 104—109. (In Russian).*

7. Дараган-Суцова Л. А., Петров О. В., Дараган-Суцов Ю. И., Рукавишников Д. Д. Новый взгляд на геологическое строение осадочного чехла моря Лаптевых // Регион. геология и металлогения. — 2010. — № 41. — С. 5—16.

*Daragan-Sushchova L. A., Petrov O. V., Daragan-Sushchov Yu. I., Rukavishnikova D. D. A new look at the geological structure of the sedimentary cover of the Laptev Sea. Regional Geology and Metallogeny, 2010, no. 41, pp. 5—16. (In Russian).*

8. Драчев С. С. О тектонике фундамента шельфа моря Лаптевых // Геотектоника. — 2002. — № 6. — С. 60—76.  
*Drachev S. S. On the tectonics of the basement of the Laptev Sea shelf. Geotectonics, 2002, no. 6. C. 60—76. (In Russian).*

9. Драчев С. С. Тектоника рифтовой системы моря Лаптевых // Геотектоника. — 2000. — № 6. — С. 43—58.  
*Drachev S. S. Tectonics of the rift system of the Laptev Sea. Geotectonics, 2000, no. 6, pp. 43—58. (In Russian).*

10. Заварзина Г. А., Шкарубо С. И. Тектоника западной части шельфа моря Лаптевых // Нефтегаз. геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7, № 3.

- Zavarzina G. A., Shkarubo S. I. Tectonics of the western part of the Laptev Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Theory and Practice*, 2012, vol. 7, no. 3. (In Russian).
11. Заварзина Г. А., Шанабаева Д. С., Захарова О. А. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности восточной части шельфа Восточно-Сибирского моря // Геология и геофизика. — 2023. — DOI: 10.15372/GIG2023102.
- Zavarzina G. A., Sharabaeva D. S., Zakharova O. A. New data on the geological structure and prospects of oil and gas potential of the eastern part of the shelf of the East Siberian Sea. *Geology and Geophysics*, 2023. DOI: 10.15372/GIG2023102. (In Russian).
12. Захаров В. А., Rogov M. A. Стратиграфические и палеогеографические предпосылки поисков нефти и газа в верхнеюрско-нижнемеловых осадочных толщах морского генезиса обрамления моря Лаптевых // Арктика: экология и экономика. — 2014. — № 4 (16). — С. 38—47.
- Zakharov V. A., Rogov M. A. Stratigraphic and paleogeographic prerequisites for oil and gas prospecting in the Upper Jurassic-Lower Cretaceous sedimentary strata of the marine genesis framing the Laptev Sea. *Arctic: Ecology and Economy*, 2014, no. 4 (16), pp. 38—47. (In Russian).
13. Иванов В. Л., Ким Б. И., Косьюн М. К., Иванова Н. М. Лаптевский седиментационный бассейн // Геология и полезные ископаемые России. — Т. 5: Арктические и дальневосточные моря. — Кн. 1: Арктические моря / Ред. И. С. Грамберг, В. Л. Иванов, Ю. Е. Погребитский. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. — С. 274—319.
- Ivanov V. L., Kim B. I., Kosko M. K., Ivanova N. M. Laptev sedimentary basin. *Geology and Mineral Resources of Russia. Vol. 5: Arctic and Far Eastern seas. Book 1: Arctic seas*. Eds. I. S. Gramberg, V. L. Ivanov, Yu. E. Pogrebitsky. St. Petersburg, VSEGEI, 2004, pp. 274—319. (In Russian).
14. Керимов В. Ю., Леонов М. Г., Осипов А. В. и др. Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования // Геотектоника. — 2019. — № 1. — С. 44—61.
- Kerimov V. Yu., Leonov M. G., Osipov A. V., Mustaev R. N., Hai Vu Nam. Hydrocarbons in the basement of the shelf of the South China Sea (Vietnam) and structural-tectonic model of their formation. *Geotectonics*, 2019, no. 1, pp. 44—61. (In Russian).
15. Ким Б. И., Евдокимова Н. К. Геология и нефтегазоносность Лаптевоморского замыкания Евразийского бассейна // Геология нефти и газа. — 2010. — № 2. — С. 3—10.
- 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, pp. 3—10. (In Russian).
16. Кириллова-Покровская Т. А. Разработка актуализированной модели моря Лаптевых и сопредельных глубоководных зон для уточненной оценки его углеводородного потенциала // Разведка и охрана недр. — 2017. — № 10. — С. 30—38.
- Kirillova-Pokrovskaya T. A. Development of an updated model of the Laptev Sea and adjacent deep-water zones for a refined assessment of its hydrocarbon potential. *Prospect and protection of mineral resources*, 2017, no. 10, pp. 30—38. (In Russian).
17. Киселев Е. А., Морозов А. Ф., Казьмин Ю. Б. и др. Тектоностратиграфический атлас Восточной Арктики / Под ред. О. В. Петрова, М. Смелрор. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2020. — 152 с.
- Kiselev E. A., Morozov A. F., Kazmin Yu. B., Kaminsky V. D., Fedonkin M. A. Tectonostratigraphic atlas of the Eastern Arctic. Eds. O. V. Petrova, M. Smelror. St. Petersburg, VSEGEI, 2020, 152 p. (In Russian).
18. Конторович В. А., Конторович А. Э., Губин Н. А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 1253—1274.
- Kontorovich V. A., Kontorovich A. E., Gubin N. A., Zoteev A. M., Lapkovsky V. V., Malyshev N. A., Solov'ev M. V., Fradkin G. S. Structural-tectonic characteristics and model of the geological structure of the Neoproterozoic-Phanerozoic deposits of the Anabar-Lena zone. *Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1253—1274. (In Russian).
19. Скарятин М. В., Ставицкая В. Н., Мазаева И. В. и др. Применение результатов анализа траектории кромки клиноформ в пространстве для прогноза перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Северо-Чукотского мегапрогиба // Нефтегаз. хоз-во. — 2021. — № 2. — С. 40—45.
- Skaryatin M. V., Stavitskaya V. N., Mazaeva I. V., Zaitseva S. A., Batalova A. A., Moiseeva R. Kh., Vinnikovskaya E. V., Bulgakova E. A., Malyshev N. A., Verzhbitsky V. E., Obmetko V. V., Borodulin A. A. Application of the results of the analysis of the trajectory of the edge of clinoforms in space for forecasting the prospects for the oil and gas potential of the sedimentary cover of the North Chukchi megatrough. *Neftegazovoe khozyaystvo*, 2021, no. 2, pp. 40—45. (In Russian).
20. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентальное обрамление. — Под ред. В. Е. Хаина, Н. И. Филатовой, И. Д. Поляковой. — М.: Наука, 2009, 227 с. — (Тр. ГИН РАН; вып. 601).
- Tectonics, geodynamics and prospects for the oil and gas potential of the East Arctic Seas and their continental framing. Eds. V. E. Khaina, N. I. Filatova, I. D. Polyakova. Moscow, Nauka, 2009, 227 p. (Tr. GIN RAS, iss. 601). (In Russian).
21. Шкарубо С. И., Заварзина Г. А. Стратиграфия и характеристика сейсмических комплексов осадочного чехла шельфа моря Лаптевых // Нефтегаз. геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6, № 2. — С. 1—21.
- Shkarubo S. I., Zavarzina G. A. Stratigraphy and characterization of seismic complexes of the sedimentary cover of the Laptev Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Theory and practice*. 2011, vol. 6, no. 2, pp. 1—21. (In Russian).

22. Градштейн Ф. М., Огг Дж. Г., Смит А. Г. и др. Хроностратиграфия: связь времени и породы // Геологическая шкала времени. — Кембридж: Кембридж. ун-т Пресс, 2004. — С. 20—46.  
*Gradstein F. M., Ogg J. G., Smith A. G. et al.* Chronostratigraphy: linking time and rock. A Geologic Time Scale. Cambridge Univ. Press, 2004, pp. 20—46. (In Russian).
23. Хаускнехт Д. В. Нефтяные системы в рамках значительных новых открытий нефти в гигантской меловой (апт-сеноманской) клиноформе в арктической Аляске // Бюл. AAPG. — 2019. — Т. 103 (3). — С. 619—652.  
*Houseknecht D. W.* Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian-Cenomanian) clinoform in Arctic Alaska. AAPG Bull., 2019, vol. 103 (3), pp. 619—652. (In Russian).
24. Ильхан И., Кокли Б., Хаускнехт Д. В. Мезо-кайнозойская эволюция Чукотского шельфа и Северо-Чукотского бассейна, Северный Ледовитый океан // Марин. Бензин. геол. — 2018. — Т. 95. — С. 100—109.  
*Ilhan I., Coakley B., Houseknecht D. W.* Meso-Cenozoic evolution of the Chukchi Shelf and North Chukchi Basin, Arctic Ocean. Marin. Petrol. Geol., 2018, vol. 95, pp. 100—109. (In Russian).
25. Керимов В. Ю., Лавренова Е. А., Мустаев Р. Н., Щербина Ю. В. Углеводородные системы Восточной Арктики и перспективы поиска залежей нефти и газа // SOCAR Proc. — 2021. — № 2. — С. 85—92.  
*Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Mustaev R. N., Shcherbina Yu. V.* Hydrocarbon systems of the Eastern Arctic and prospects for prospecting for oil and gas accumulations. SOCAR Proc., 2021, no. 2, pp. 85—92. (In Russian).
26. Кумар Н., Гранат Дж., Эммет П. А. Стратиграфическая и тектоническая структура Чукотского шельфа США — выводы новой региональной глубинной сейсморазведки // Геол. соц. — 2011. — № 35. — С. 501—508.  
*Kumar N., Granath J., Emmet P. A.* Stratigraphic and tectonic framework of the U.S. Chukchi Shelf — exploration insights from a new regional deep-seismic reflection survey. Geol. Soc., 2011, no. 35, pp. 501—508. (In Russian).
27. Рекант П. В., Петров О. В. Формирование складчато-надвиговой структуры южной части шельфа Восточно-Сибирского моря по результатам структурного анализа сейсмических материалов // Регион. геология. — 2020. — С. 35—59.  
*Rekant P. V., Petrov O. V.* Formation of the fold-thrust structure of the southern part of the shelf of the East Siberian Sea according to the results of the structural analysis of seismic materials. Regional Geology, 2020, pp. 35—59. (In Russian).
28. Сомме Т. О., Доре А. Г., Лундин Э. Р., Торудбаккен Б. О. Триасовая палеогеография Арктики: последствия для маршрутизации отложений и заполнения бассейнов // Бюл. AAPG. — 2018. — Т. 102, № 12. — С. 2481—2517.  
*Somme T. O., Dore A. G., Lundin E. R., Torudbakken B. O.* Triassic paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill. AAPG Bull., 2018, vol. 102, no. 12, pp. 2481—2517. (In Russian).
29. Выграла Б. П. Комплексное исследование нефтяного месторождения в южной части бассейна По, Северная Италия: Дис. ... канд. наук / Кёльн. ун-т. — Кёльн, 1989.  
*Wygrala B. P.* Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy. — PhD thesis. Univ. Cologne, Germany, 1989. (In Russian).
30. Ситников В. С., Алексеев Н. Н., Аржаков Н. А. и др. О строении и перспективах нефтегазоносности пришельфовых арктических территорий Восточной Якутии // Наука и образование. — 2017. — № 4. — С. 50—59.  
*Sitnikov V. S., Alekseev N. N., Arzhakov N. A., Obolkin A. P., Pavlova K. A., Sevostyanova R. F., Sleptsova M. I.* On the structure and prospects of oil and gas potential in the offshore Arctic territories of Eastern Yakutia. Nauka i obrazovanie, 2017, no. 4, pp. 50—59. (In Russian).

### Информация об авторах

**Керимов Вагиф Юнусович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23), e-mail: vagif.kerimov@mail.ru.

**Лавренова Елена Александровна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23), e-mail: lavrenovaelena@mail.ru.

**Мустаев Рустам Наильевич**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23), e-mail: r.mustaev@mail.ru.

**Мамедов Рустам Ахмедович**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23), e-mail: mamedovra@mgru.ru.

## STRUCTURE AND EVOLUTION OF HYDROCARBON SYSTEMS OF THE MARGINAL SEAS OF THE ARCTIC OCEAN (EASTERN ARCTIC)

Kerimov, V. Yu., Lavrenova, E. A., Mustaev, R. N., Mamedov, R. A.

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (Moscow, Russian Federation)

The article was received on August 23, 2023

### For citing

Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Mustaev R. N., Mamedov R. A. Structure and evolution of hydrocarbon systems of the marginal seas of the Arctic Ocean (Eastern Arctic). *Arctic: Ecology and Economy*, 2023, vol. 13, no. 4, pp. 488—500. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-4-488-500.

### Abstract

The article presents the results of studying the structure and evolution of hydrocarbon systems in the marginal seas of the Eastern Arctic — the Chukchi, East Siberian and Laptev Seas. The authors assess the hydrocarbon potential of the studied water areas basing on the results of the basin analysis and numerical modeling. Three promising sedimentary complexes Aptian–Upper Cretaceous, Paleocene–Eocene, and Oligocene–Lower Miocene are predicted in the composition of the sedimentary cover. It is shown that the development of hydrocarbon systems is determined mainly by the rate of sinking of the basins and the thickness of the formed overburden complexes. The main centers of hydrocarbon generation of the Aptian–Upper Cretaceous perspective complex are located in the North Chukchi trough, while those of the Paleocene–Eocene and Oligocene–Lower Miocene complex are located in the Laptev Sea basin. The most likely areas of hydrocarbon accumulation in the reservoirs of the Aptian–Upper Cretaceous complex are the marginal parts of the North Chukchi and East Siberian basins, where deposits are expected at a depth of ~5 km. In the Laptev Sea basin, in addition to the marginal zones, there is a large accumulation area in its central part with deposits predicted at a depth of  $\geq 5$  km. In the Paleogene (Paleocene–Eocene) complex, hydrocarbon accumulations are predicted mainly in the central parts of the studied basins and, to a lesser extent, in the near-side parts. The occurrence depths of promising objects vary from 5–6 km in the central parts to 2–3 km in the near-side ones.

In the Oligocene–Lower Miocene complex, hydrocarbon accumulations are expected mainly within the Laptev Sea basin at depths of 3–5 km. Significant hydrocarbon potential may be associated with Paleogene clinoform deposits.

**Keywords:** *East Arctic seas, numerical modeling, generation sources, accumulation areas, hydrocarbons, reservoirs, seismostratigraphic complexes, structural-tectonic stage.*

---

### Information about the authors

**Kerimov, Vagif Yunusovich**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Head of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (117997, Russia, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23). e-mail: vagif.kerimov@mail.ru.

**Lavrenova, Elena Aleksandrovna**, PhD of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (117997, Russia, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23). e-mail: lavrenovaelena@mail.ru.

**Mustaev, Rustam Nail'evich**, PhD of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (117997, Russia, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23). e-mail: r.mustaev@mail.ru.

**Mamedov, Rustam Akhmedovich**, PhD of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (117997, Russia, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23), e-mail: mamedovra@mgri.ru.

© Kerimov V. Yu., Lavrenova E. A., Mustaev R. N., Mamedov R. A., 2023