

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ КАРСКОГО МОРЯ

В. Л. Шустер¹, С. А. Пунанова¹, А. Д. Дзюбло^{1,2}, И. Г. Агаджанянц³

¹ Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Российская Федерация)

² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина (Москва, Российская Федерация)

³ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (Москва, Российская Федерация)

Для цитирования

Шустер В. Л., Пунанова С. А., Дзюбло А. Д., Агаджанянц И. Г. Пути реализации поисково-разведочных работ на нефть и газ в юго-западной части Карского моря // Арктика: экология и экономика. — 2024. — Т. 14, № 4. — С. 488—499. — DOI: 10.25283/2223-4594-2024-4-488-499.

Статья поступила в редакцию 10 июля 2024 г.

В высокоперспективном в нефтегазоносном отношении регионе России — юго-западной части Карского моря в Припайхойско-Приновоземельской моноклизе в ближней перспективе намечается переход от регионального этапа работ к поисково-разведочному. Учитывая сложные природно-климатические и геологические условия региона, при проведении работ для эффективных поисков и освоения нефтегазовых ресурсов потребуются использовать новые методические решения и виды исследований. По результатам исследований с использованием метода аналогий обоснованы перспективы нефтегазоносности региона и первоочередных объектов, составлена программа поисково-разведочных работ на перспективных объектах.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, Припайхойская моноклиналь, Западно-Карская региональная ступень, юрско-меловой комплекс, палеозойский комплекс, методические решения, виды исследования, ресурсы, Арктика.

Введение

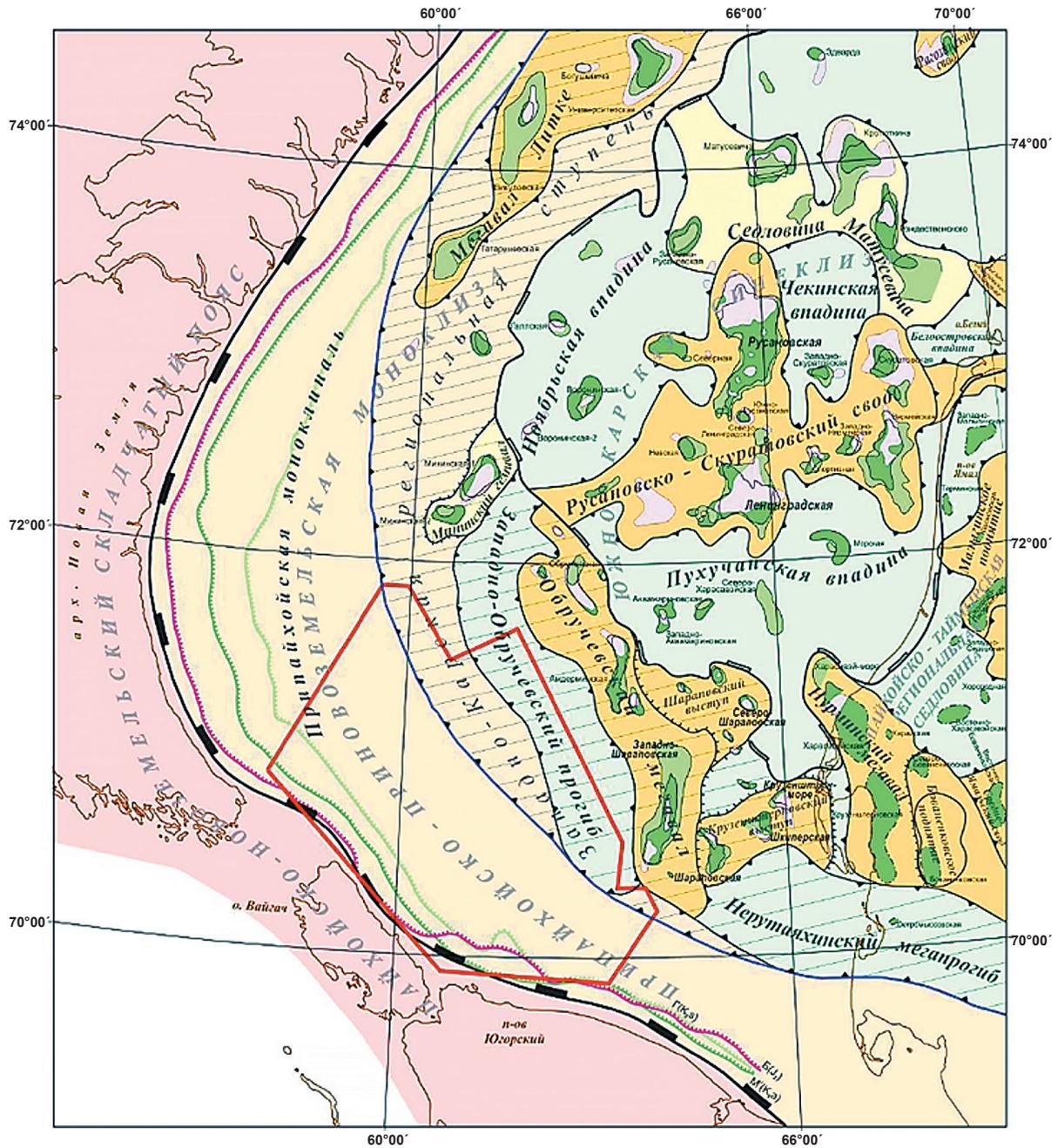
Изучаемый регион расположен в юго-западной части Карского моря в зоне сочленения Припайхойской моноклинали со структурами Западно-Карской региональной ступени [1]. В этом регионе ОАО «Севморнефтегеофизика» в 2013—2015 гг. выполнены комплексные геофизические исследования. Геологический разрез изучен до глубины 4300 м от юрских до четвертичных отложений. Были проведены сейсморазведочные (МОГТ 2Д), гравиметрические и магнитометрические работы по региональной сети профилей (20×20 км) объемом 6000 пог. км [2]. При этом выявлены региональные особенности геологического строения зоны сочленения Припайхойской моноклинали со сложными структурами Припайхойско-Приновоземельской моноклизы, на основе комплексных геофизических исследований построены геолого-геофизические разрезы и структурно-тектоническая схема изученного региона по подошве осадочного чехла — отражающий горизонт А (PZ₁₋₂?) масштаба 1:500 000 (рис. 1). Выделены 19 антиклинальных

и 23 неантиклинальных ловушки, ранжированные по степени перспектив нефтегазоносности. Изучена литолого-генетическая характеристика разреза. По сейсмическим данным проведена оценка ресурсов условного топлива по категории Д₂ по верхнеюрскому, неокомскому и альб-сеноманскому комплексам (по наиболее перспективным ловушкам). Поисково-разведочным бурением юго-западная часть акватории Карского моря не изучена.

Целью исследований являются обоснование на изучаемом участке перспектив нефтегазоносности палеозойско-мезозойской части разреза, рекомендация перспективных локальных структур и разработка программы поисково-разведочных работ. Программа должна включать методические решения и виды исследований, позволяющие обеспечить эффективные поиски и рентабельное освоение нефтегазовых ресурсов на поисковых объектах.

Методы исследований

Проведены комплексный анализ и обобщение фондовых геолого-геофизических данных и опубликованных материалов по изучаемому и со-



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

-  участок отчетных работ
- Границы тектонических элементов**
 -  Западно-Сибирской плиты
 -  Структур I порядка (моноклизы, синеклизы, гемиянтеклизы, региональные седловины, складчатые области и пояса)
 -  Структур II порядка (мегавалы, мегапрогибы, своды, седловины, впадины, моноклинали, прогибы)
 -  Западно-Карская региональная ступень (терраса) (по материалам ФГУНПП «Севморгео», ФГУП «ВНИГРИ»)
 -  Структур III порядка (валы, гемивалы, выступы)
- Контуры локальных структур по ОГ**
 -  Г(K₂s)
 -  М'(K₁a)
 -  Б(J₃)
- Линии прекращения прослеживания ОГ**
 -  Г(K₂s)
 -  М'(K₁a)
 -  Б(J₃)

Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования осадочного чехла южной части шельфа Карского моря (ОАО «Севморнефтегеофизика», 2006)

Fig. 1. Scheme segment of the sedimentary cover tectonic zoning on the southern part of the Kara Sea shelf (OJSC Sevmorneftegeofizika, 2006)

Научные исследования в Арктике

седним регионам. Сопоставлены результаты интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 2Д, гравиметрии и магнитометрии юго-западной части Карского моря с материалами бурения скважин и геохимических исследований по близлежащим участкам территории суши и акватории с региональными геофизическими работами на шельфе Карского моря, проведенными ВНИИМоргео, АО «МАГЭ», АО «Севморнефтегеофизика»/«СМНГ», ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», а также буровыми работами АО «Арктикморнефтегазразведка», ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром».

Результаты исследований, обсуждение

Особенности геологического строения территории

В тектоническом отношении акватория Южно-Карской впадины представляет собой северную часть Западно-Сибирской эпигерцинской плиты, а Южно-Карская нефтегазоносная область (НГО) является составной частью Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) [3—8].

Строение бассейнов севера Западной Сибири, включая южную часть Карского моря, формировалось в два главных этапа — рифейско-палеозойский и поздне триасовый. Современная структура осадочного чехла образовалась на месте верхнепалеозойского рифтогенного прогиба. На изучаемом участке и сопредельных территориях в фундаменте выявлены крупные разломы [9]. В юрско-меловой период сформировался надрифтовый бассейн, завершилось формирование структурного плана в неоген-четвертичное время. Согласно схеме тектонического районирования [2] район исследований расположен в пределах Припайхойско-Приновоземельской моноклизы в зоне сочленения Припайхойской моноклинали со структурами Западно-Карской региональной ступени (см. рис. 1).

В пределах Припайхойской моноклинали вверх по восстанию сокращается мощность осадочного чехла от 2,5—3,0 км до полного выклинивания и выхода на поверхность палеозойских складчатых образований у побережья. Вдоль Припайхойской моноклинали с востока протягивается Западно-Карская региональная ступень, осложненная мегавалами. В свою очередь, мегавалы осложнены локальными структурами.

По материалам МОГТ 2Д на изучаемом участке выделено 9 сейсмокомплексов и прослежено 12 отражающих горизонтов (ОГ). Построены структурные карты по 9 ОГ и карты мощностей юрского комплекса, клиноформ неокома, баррем-апта, альб-сеномана, ряда свит и всего осадочного чехла. В юрских, неоконских и альб-сеноманских отложениях закартированы антиклинальные и неантиклинальные ловушки, часть которых значительной площади и амплитуды.

К настоящему времени на акватории Карского моря пробурено 18 поисково-разведочных скважин на Русановской, Ленинградской и других площадях, вскрывших разрез в меловых отложениях только до барремского яруса, а на месторождениях Победа,

им. Маршала Жукова и им. Маршала Рокоссовского вскрыты ниже-среднеюрские отложения.

В связи с отсутствием непосредственно на изучаемом участке акватории пробуренных скважин характеристика разреза приведена по материалам скважин, пробуренных в Южно-Карской области, на полуострове Ямал, островах Белый, Свердруп, и описания обнажений на прилегающей суше (острова Новая Земля, Вайгач, Югорский полуостров).

В строении складчатого фундамента региона принимают участие отложения от протерозоя до среднего палеозоя включительно. Глубины поверхности фундамента определены по результатам работ с применением корреляционного метода преломленных волн — глубинного сейсмического зондирования (КМПВ-ГСЗ) от 18—22 км в центральной части Южно-Карской впадины до 12—14 км в Западно-Карской структурной зоне. На образованиях фундамента залегают платформенные верхнепалеозой-триасовые отложения, характеризующиеся значительной изменчивостью состава, степени дислоцированности и мощности. Осадочный чехол сложен толщей терригенных осадков мезо-кайнозойского возраста.

Юрско-меловые отложения представлены переслаиванием песчаных и глинистых пород. В конце юрского времени на обширных пространствах юга Карского моря формировались доманикоидные формации, аналогичные баженовским отложениям Западной Сибири.

На рубеже юры и мела Пайхой-Новоземельский пояс испытывает воздымание. Это событие фиксируется перерывом в осадконакоплении и последующим формированием клиноформной толщи берриас-валанжинских и готеривских глин.

Нефтегазогеологическое районирование, нефтегазоносность и оценка возможностей нефтегазообразования на изучаемой акватории

В пределах изучаемой части шельфа и прилегающей суши выделяются Южно-Карская НГО, Предновоземельская НГО, Ямальская НГО и Южно-Ямальский нефтегазоносный район (НГР) (рис. 2) [10].

ПАО «НК «Роснефть» рассматривает Карское море как регион стратегической важности. Компания серьезно нацелена на освоение запасов южной части Карского моря, а также ведет исследования в северной части, включая стратиграфическое бурение для оценки нефтегазового потенциала Южно-Карского бассейна.

Изучаемый участок — Припайхойско-Приновоземельская моноклиза, по нефтегазогеологическому районированию входит в Предновоземельскую НГО (см. рис. 2), отличительными особенностями которой являются сокращенная мощность осадочного чехла за счет выклинивания триасовых, затем юрских и меловых отложений и развитие дизъюнктивных нарушений.

В северной части Предновоземельской НГО, на мегавале Литке, открыты месторождения: нефтегазовое Победа (в юрско-меловых отложениях),

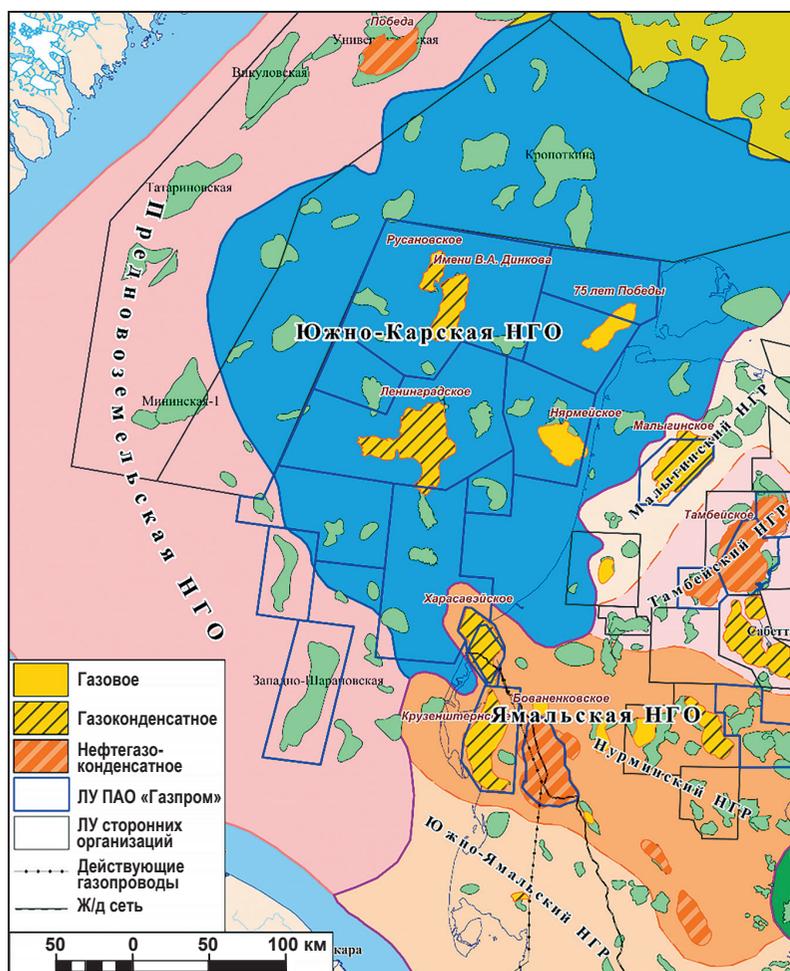


Рис. 2. Схема нефтегазгеологического районирования и лицензионных участков (ЛУ) континентального шельфа Карского моря [10]
 Fig. 2. Scheme of oil and gas geological zoning and license areas of the Kara Sea continental shelf [10]

газовое им. Маршала Жукова (в юрско-меловых отложениях), газоконденсатное им. Маршала Рокоссовского (в юрских отложениях). На месторождении им. Маршала Жукова нижнеальбские продуктивные пласты характеризуются открытой пористостью 29%, аптские — 34%, верхнеюрские — 22%, среднеюрские — 22%. Все пласты терригенные, залегают на глубине 700—1330 м. На месторождении им. Маршала Рокоссовского верхнеюрские продуктивные пласты характеризуются открытой пористостью 18%, нижнеюрские — 13—16%, все пласты терригенные, залегают на глубинах 2678—3546 м. Извлекаемые запасы газа от 600 до 800 млрд м³, нефти — более 100 млн т.

Нефтегазоносные бассейны Арктического шельфа обладают высоким углеводородным потенциалом за счет значительного количества нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), выделяемых здесь в широком стратиграфическом интервале.

Рассмотрим особенности нефтегазоносных комплексов (НГК) на сопредельных территориях на основе геохимических методов исследования. Ис-

пользованы как собственные исследования авторов, проведенные по северу Западной Сибири, так и литературные материалы. Геолого-геохимические оценки газо-, битумо- и нефтегазообразования рассматриваемой и окружающих территорий описаны в ряде фундаментальных исследований [3—12].

Дююрский НГК

Основываясь на различной интенсивности протекания процессов палеопрогрева осадочных толщ Западно-Сибирского НГБ в зависимости от глубины и возраста консолидации фундамента, изученных в [8; 11; 13; 14], авторы прогнозируют глубины протекания процессов генерации углеводородов (УВ) в соответствии с палеотемпературами (показатель отражательной способности витринита R°). Для области распространения добайкалит, к которой относятся Приенисейская часть мегабассейна, участки Мансийской синеклизы, Сургутского и Нижневартовского сводов и для которой характерны низкий температурный градиент и медленное нарастание катагенеза органического вещества (ОВ) с глубиной, нижние границы генерации нефти составляют 4200 м, а легкой нефти и конденсатов — 5200 м. Для области рас-

пространения герцинид и каледонид, широко развитых на территории региона, глубины генерации нефти 3650 м, а конденсатов 4400 м [15; 16]. Исходя из этих данных, в дююрских НГК на территории исследования, т. е. в юго-западной части Южно-Карского бассейна, можно прогнозировать нижние границы генерации нефти на 4200 м, а легкой нефти и конденсатов на 5200 м в связи с относительно невысокими величинами температурного градиента и незначительным возрастанием палеотемператур с глубиной.

Приведем результаты изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских дююрских осадочных толщ, полученные на основе пиролиза керогена по методу Rock-Eval [17—19] с оценкой керогенов разных типов (I, II, III) и их различной катагенетической эволюции. Отложения триаса в скважине СГ-6 находятся в зонах различной степени преобразования: в зоне незрелого керогена ($T_{max} = 410—430^{\circ}C$, стадия протокатагенеза ПК), в главной зоне нефтеобразования ($T_{max} = 430—465^{\circ}C$, градации катагенеза МК₁-МК₃), а отложения витютинской свиты — в зоне конденсато- и газообразования ($T_{max} > 465^{\circ}C$, гра-

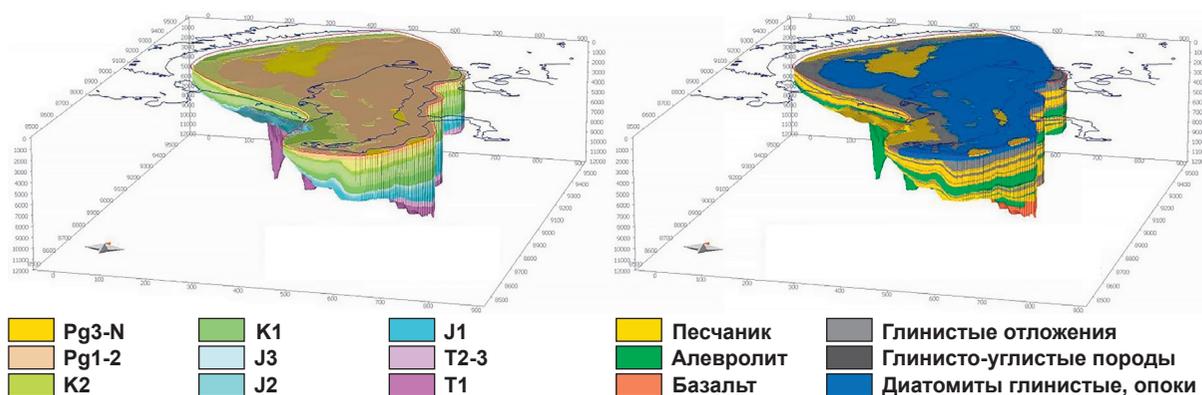


Рис. 3. Стратиграфическая и литофациальная 3D модели Южно-Карского бассейна [23]
 Fig. 3. Stratigraphic and lithofacies 3D models of the South Kara basin [23]

дации катагенеза MK_4 -AK) с невысоким водородным индексом HI (до 80 мг УВ/г $C_{орг}$).

Отложения палеозоя по обрамлению бассейна, на Щучинском выступе и на Таймыре (обнажения) [20; 21] характеризуются высоким водородным индексом (HI = 215—275 мг УВ/г $C_{орг}$), а по температуре $T_{max} = 435—438^\circ C$ попадают в начало главной зоны нефтеобразования. Тип ОВ характеризуется как смешанный гумусово-сапропелевый. Пиролитические исследования керогена палеозойских пород по всей территории Западной Сибири [22] показывают большой разброс данных. Например, водородный индекс колеблется от 2 до 444 мг УВ/г $C_{орг}$, что свидетельствует о высоких генерационных возможностях этих отложений, развитых на определенных локальных площадях.

Таким образом, к северу региона по направлению к Карскому морю (пробы ОВ изучены по обнажениям) отмечается уменьшение стадийности катагенеза ОВ доюрских НГК, которые попадают в начальную фазу главной зоны нефтегазонакопления. И тип ОВ меняется с гумусового на сапропелево-гумусовый. Вероятно, севернее, непосредственно в Припайхойско-Новоземельской моноклизе, тенденция к снижению палеотемператур будет превалировать, а тип ОВ становится более мористым.

Юрский НГК

Детальные исследования с применением метода бассейнового моделирования проведены по изучению перспективности нижнесреднеюрских отложений Южно-Карского бассейна [23]. На рис. 3 показан осадочный разрез Южно-Карского бассейна, сложенный терригенными отложениями мезо-кайнозойского возраста. Отмечается, что по результатам керновых исследований скважин Ямало-Гыданского региона нижнеюрские коллекторские горизонты плинсбахского возраста представлены мелкозернистыми песчаниками с глинистым и кварцевым регенерационным цементом. Модели подтверждают значительное уменьшение толщин осадочного выполнения бассейна в юго-западном направлении.

Оценка катагенетических особенностей верхнеюрских отложений

Оценка катагенетических особенностей верхнеюрских отложений детально охарактеризована в [24; 25]. Верхнеюрские НГМТ распространены как на большей части Баренцевоморского шельфа, на Печорском шельфе и в Тимано-Печорском бассейне, так и в западной и юго-восточной частях Северо-Карского бассейна (прогиб Уединения), в Южно-Карском бассейне, продолжаясь в Западно-Сибирский бассейн и Енисей-Хатангский прогиб.

В Южно-Карской впадине верхнеюрские отложения (баженовская свита) на основе исследований керна Харасавэйского и Бованенковского месторождений [17; 18] характеризуются следующими параметрами. Среднее содержание $C_{орг}$ уменьшается в южном направлении от 4,8% на Харасавэйском месторождении до 0,9% на Бованенковском, отмечается и падение водородного индекса и соответственно генерационного потенциала — до 6,85 мг УВ/г $C_{орг}$ породы, в среднем составляя 2,5—2,9 мг УВ/г $C_{орг}$ породы; также снижается и степень зрелости от MK_4 до MK_2 . Тип ОВ преимущественно сапропелевый, что подтверждается преобладанием низкомолекулярных гомологов на хроматограммах. В отличие от этих показателей степень зрелости верхнеюрских отложений по результатам геохимических исследований на большей части шельфа Баренцева моря значительно ниже и не превышает PK_3 .

О подобных тенденциях, т. е. об уменьшении палеопрогрева юрских отложений в западном и южном направлениях, свидетельствуют данные о степени преобразованности юрских отложений [17]. За основу построения карты катагенетической зональности (рис. 4) принят анализ геотермического режима и тектонического развития бассейна по скважинам Крузенштернского, Харасавэйского, Северо-Тамбейского, Новопортовского, Арктического, Бованенковского, Ямбургского, Харвутинского и других месторождений севера Западной Сибири. В кровле юрских отложений большая часть Южно-Карской НГО находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), а в подошве юрского комплекса

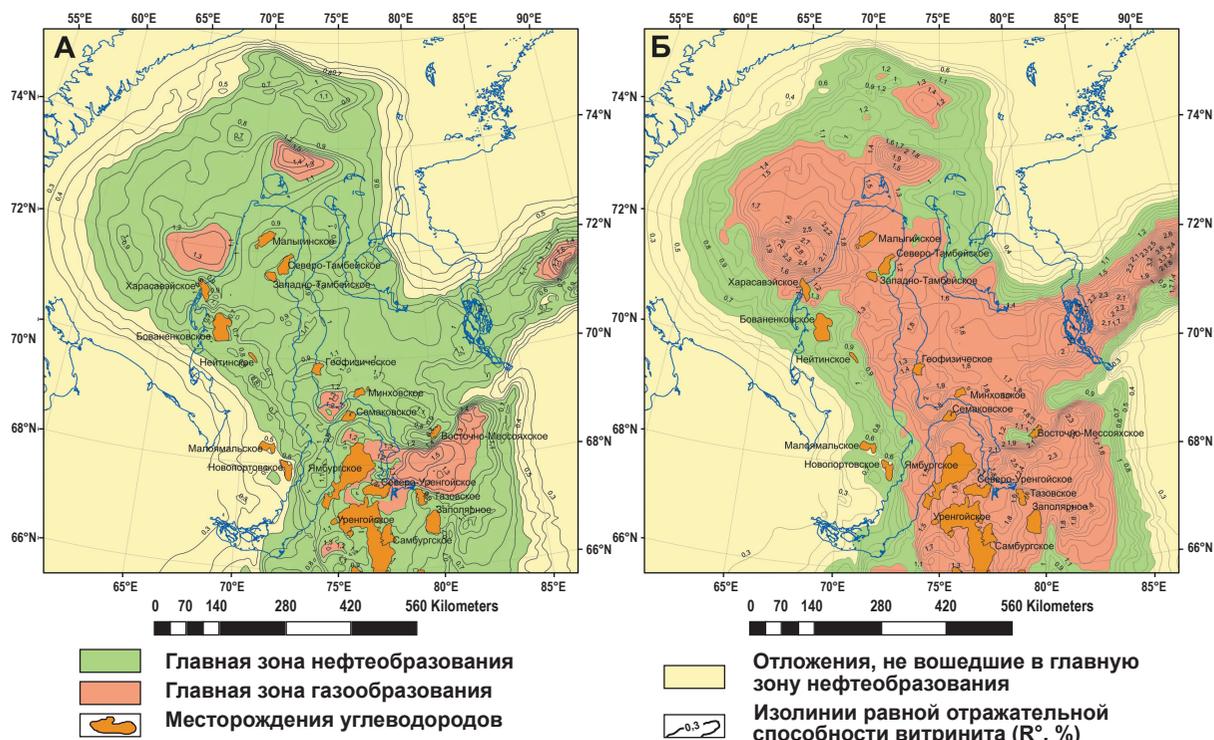


Рис. 4. Карты катагенетической преобразованности в кровле (А) и подошве (Б) юрского комплекса [17]
 Fig. 4. Maps of catagenetic transformation in the top (А) and base (Б) of the Jurassic complex [17]

в главной зоне газообразования (ГЗГ). Отложения, расположенные в Припайхойско-Новоземельской моноклизе, находятся вне ГЗН, вероятно, в области протокатагенеза или раннего мезокатагенеза.

За счет изменения палеопрогрева и предполагаемого различия типов ОВ в центральной и северной территориях Ямала большая часть ниже-среднеюрских отложений находится в зоне газообразования. Отмечается «облагораживание» состава ОВ ниже-среднеюрских отложений в сторону акватории Карского моря, что, по всей видимости, связано с увеличением сапропелевого состава ОВ. Важно, что в юго-западном направлении для кровли и подошвы юрских отложений характерны существенное ослабление прогретости и переход в зону более слабого катагенеза, возможно, начальной стадии мезокатагенеза.

По данным работы [26], где использовался объемно-генетический метод, рассчитаны масштабы нефтегазообразования по Южно-Карскому региону. Максимальные плотности эмиграции УВ приурочены к ниже-среднеюрскому комплексу (глинистые отложения) — суммарно до 11 млн т/км² нефти и 7 млрд м³ газа. Несколько меньшие значения связаны с неокомом. Однако эти данные относятся к центральной части Южно-Карской впадины, а в юго-западной части при приближении к Припайхойско-Новоземельской части региона в связи с уменьшением стадийности катагенеза они будут другими. Также, вероятно, масштабы нефтегазообразования будут несколько ниже.

Верхний продуктивный комплекс (апт-альб-сеноман)

Процессы генерации нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе изучены достаточно подробно. Рассеянное ОВ этих пород сапропелево-гумусового и гумусового типов. Содержание $C_{орг}$ значительно и составляет в среднем 1,2—2,0%. В глинистых и алевролитовых разностях сеномана-альба содержание $C_{орг}$ снижается с запада на восток соответственно от 2,7% и 1,12% на Ямале, 2,55% и 1,20% на Гыдане до 1,50—2,40% и 1,10—1,50% в центральных районах Надым-Тазовской области. Степень метаморфизма ОВ отвечает буругольной стадии ПК ($R^o = 0,3—0,5\%$). Количественная оценка содержания битумоидов породами альб-сеноманского комплекса показала [27], что только в породах альба и сеномана северных районов бассейна были генерированы грандиозные объемы УВ газов — около 1490 трлн м³ и существенно меньшие объемы битумоидов, особенно легких, около 132 млрд т, т. е. альб-сеноманская толща севера Западной Сибири явилась мощным газоматеринским комплексом, генерировавшим газ протокатагенетического генезиса (т. е. на низких стадиях катагенеза). Свободные газы верхнего продуктивного комплекса исключительно метановые, бесконденсатные или низкоконденсатные с очень низким содержанием тяжелых УВ (обычно не более 2—3%, но чаще всего менее 1%), бессернистые. Для отложений верхнего продуктивного комплекса Западной Сибири характерен своеобразный вид конденсатов и нефтей, свидетельствующий об их ранней генерации в зоне слабого мезокатагенеза [28—30].

Перспективы нефтегазоносности района работ

Хорошие перспективы нефтегазоносности изучаемого участка акватории Карского моря обосновываются благоприятным сочетанием основных геологических факторов. Район исследования входит в северную часть Западно-Сибирского НГБ с высоким нефтегазогенерационным потенциалом, а в Предновоземельской НГО, где располагается изучаемый участок, в северной ее части открыты три крупных по запасам месторождения нефти и газа.

Исходя из фактических данных по Предновоземельской НГО и условий нефтегазогенерации севера Западной Сибири, можно прогнозировать на изучаемом участке высокий углеводородный потенциал за счет значительного количества потенциальных нефтегазоматеринских толщ в юрско-меловом разрезе. В юрских НГК прогнозируется преобладание нефтяных залежей, частично газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных (особенно в нижнесреднеюрских отложениях), в меловых НГК — газовых, газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных, в том числе крупных и уникальных.

Благоприятным фактором для формирования нефтегазовых скоплений, в том числе крупных по запасам, является строение юрско-мелового разреза изучаемого региона. Это переслаивание песчаников и глин, потенциальных коллекторов и флюидоупоров. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов на соседних с изучаемым участком месторождениях в северной части Предновоземельской НГО достаточно высоки — открытая пористость юрских отложений от 22% до 23%, меловых — от 29% до 34% (месторождение им. Маршала Жукова). Продуктивные пласты залегают на глубинах от 700 до 1330 м. На месторождении им. Маршала Рокосовского пористость несколько ниже, глубина залегания продуктивных пластов от 2600 до 3500 м.

По материалам МОГТ 2Д на изучаемой акватории закартировано порядка 40 неантиклинальных и антиклинальных структур, площади отдельных ловушек достаточно значительные (до 300—400 км²). Это позволяет прогнозировать (при прочих благоприятных условиях) крупные по запасам месторождения УВ [30]. Основываясь на этом материале, рекомендуем для оценки нефтегазоносности и детализации строения Припайхойской моноклинали как первоочередные следующие объекты: неантиклинальные ловушки № 12г в неокосских отложениях (площадь 440 км², высота 55 м) и № 16б в юрском комплексе (площадь 350 км², высота 70 м).

Согласно исследованиям стадийности катагенеза ОВ в кровле юрских отложений Южно-Карского региона [8; 11], структуры 12г и 16б в этой части разреза попадают в зону протокатагенеза (ПК) и начального мезокатагенеза (МК₁). Глубина фундамента в данном районе составляет всего 1,1—1,3 км (рис. 5). Эти данные согласуются с результатами, изложенными авторами ранее по оценке перспектив юрских НГК региона (см. рис. 4). Ловушки, расположенные северо-восточнее, входят в кровле юрских отложений

в зоны более катагенно преобразованного ОВ — раннего и среднего мезокатагенеза (зоны МК₁ и МК₂ на карте), однако имеют меньшие размеры.

Инженерно-геологические условия верхней части разреза Припайхойской моноклинали

Шельфу арктических морей присуще наличие ряда геологических опасностей в верхней части разреза (ВЧР) [31—35]. Среди них особое место занимают многолетние мерзлые породы, залежи мелкозалегающего газа и газовые гидраты. Эти факторы существенно влияют на освоение морских нефтегазовых месторождений и должны учитываться как на стадии поисково-разведочных работ, так и при обустройстве и разработке месторождений. При проведении сейсморазведочных работ мелкозалегающий газ в ВЧР на шельфе Арктики выявлен в разных районах на глубинах от дна моря до 500—900 м. Присутствие газа приводит к искажениям волновой картины, неоднозначности корреляций отражающих горизонтов и картопостроений, неточной оценке ресурсов УВ.

Максимальная глубина дна моря в центральной и западной частях изучаемого участка работ в основном составляет 100—200 м. В восточной части глубина моря не превышает 50 м. Минимальная глубина составляет 10—20 м вдоль побережья острова Вайгач и Югорского полуострова.

Наличие мерзлых толщ на шельфе арктических морей подтверждено результатами бурения инженерно-геологических скважин, электроразведкой и специальными технологиями обработки полевых данных сейсморазведки МОГТ [31; 32; 35]. При изучении распространения реликтовых и деградировавших многолетнемерзлых пород (ММП) успешно используются записи первых вступлений преломленных волн, регистрирующихся на сейсмограммах общего пункта взрыва при проведении стандартных сейсморазведочных работ МОГТ [32; 33; 35]. Эта методика позволяет в слабо консолидированных породах ВЧР по регистрации высокоскоростных преломленных волн, связанных с ММП, выделять наличие или отсутствие ММП или газовых гидратов, имеющих схожие физические характеристики. В Карском море ММП выявлены в разных районах на глубинах моря от 0 до 50—100 м и более.

Программа рекомендуемых работ и виды исследования

На шельфе Карского моря в районах с разведанными запасами и перспективными ресурсами УВ выявлены геологические опасности, связанные с деградирующей криолитозоной, скоплениями мелкозалегающего газа и газовыми гидратами.

Для изучаемого региона предлагается расширенная программа региональных поисково-разведочных работ, дополненная специальными видами исследований для выявления и картирования мелкозалегающего газа различной природы.

Первый этап:

- С целью идентификации вероятных очагов (островов) распространения ММП и потенциальной

газоносности ВЧР выполнить специализированную обработку архивных полевых материалов, содержащих записи преломленных волн в первых вступлениях, и временных разрезов ОГТ. При необходимости можно провести морскую электроразведку.

- В случае выявления зон распространения ММП выполнить проверку и при необходимости коррекцию ранее выполненных структурных построений.
- Создание геологической модели строения зоны сочленения Припахойской моноклинали с структурами Южно-Карской нефтегазоносной области (Приямальский шельф) для выявления зон и объектов потенциального углеводородонакопления.
- Проведение бассейнового анализа УВ системы для определения условий седиментации и последовательности геологических событий, связанных с формированием залежей УВ.
- Оценка нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на основе бассейнового моделирования.

Второй этап:

- Выполнить детальные сейсморазведочные работы МОГТ 2Д и 3Д для уточнения строения и типа ловушек.
- По результатам интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3Д определить местоположение и проектную глубину первой поисковой скважины с обязательной проходкой по палеозойским отложениям и комплексной обработкой геолого-геофизических данных.

Заключение

Проведен анализ и даны предложения по реализации поисково-разведочных работ на нефть и газ по Припахойско-Приновоземельской моноклине.

В результате проведенных исследований в юго-западной части Карского моря дана благоприятная оценка перспектив нефтегазоносности региона в целом и по тектоническим, литолого-фациальным и геохимическим факторам.

Рекомендуемые к поисковому бурению локальные объекты характеризуются геологическими параметрами, по которым возможно прогнозировать крупные скопления УВ, как одно из условий эффективности работ и рентабельности проектов. Значи-

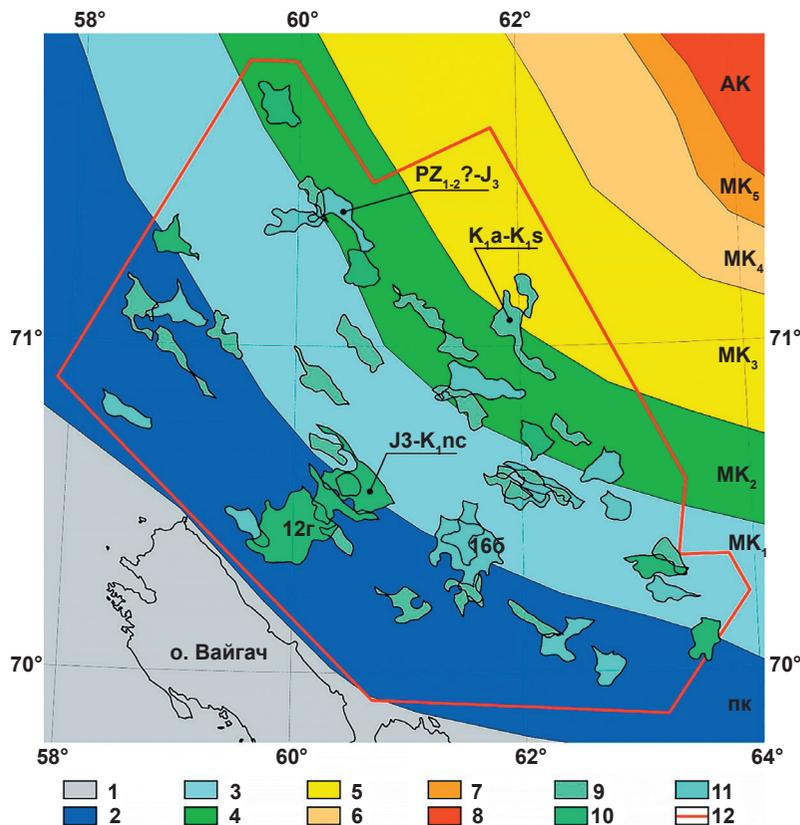


Рис. 5. Схема расположения локальных ловушек Припахойско-Приновоземельской моноклинали Карского моря [2] и катагенеза ОВ в кровле юрских отложений Южно-Карского региона [8; 11] с дополнениями авторов. Условные обозначения: 1 – прилегающая суша; 2–8 – стадии катагенеза: 2 – ПК, 3 – МК₁, 4 – МК₂, 5 – МК₃, 6 – МК₄, 7 – МК₅, 8 – АК; 9–11 – возраст структур: 9 – K_{1a}-K_{1s}, 10 – J₃-K_{1nc}, 11 – PZ_{1,2?}-J₃; 12 – граница района исследований.

Градации катагенеза: МК1 ($R^\circ = 0,5-0,85\%$) – слабого мезокатагенеза; МК2 ($R^\circ = 0,85-1,15\%$) – умеренного мезокатагенеза; МК3 ($R^\circ = 1,15-2,0\%$) – сильного мезокатагенеза

Fig. 5. The layout of local traps of the Pripaykhoye-Prinovozemelskaya monocline of the Kara Sea [2] and the organic matter (OM) catagenesis in the top of the Jurassic deposits of the South Kara region [8; 11] added by the authors. Legend: 1 – adjacent land; 2–8 – catagenesis stages: 2 – PK, 3 – MK₁, 4 – MK₂, 5 – MK₃, 6 – MK₄, 7 – MK₅, 8 – AK; 9–11 – geological age of the structures: 9 – K_{1a}-K_{1s}; 10 – J₃-K_{1nc}; 11 – PZ_{1,2?}-J₃; 12 – border of the studied region.

Catagenesis gradations: MK1 ($R^\circ = 0.5-0.85\%$) – weak mesocatagenesis; MK2 ($R^\circ = 0.85-1.15\%$) – moderate mesocatagenesis; MK3 ($R^\circ = 1.15-2.0\%$) – strong mesocatagenesis

тельные площади рекомендованных ловушек при успешных поисках могут быть расширены за счет непосредственно примыкающих к поисковому объекту локальных структур и впоследствии при расширении фронта работ на близлежащих локальных структурах. По аналогии с месторождениями в северной части Предновоземельской НГО на рекомендуемых локальных объектах можно прогнозировать высокие ФЕС юрско-меловых пород-коллекторов – фактор, благоприятный для формирования крупных скоплений УВ. Высокий углеводородный потенциал региона, фактически подтвержденный открытыми крупными нефтяным и газовыми месторождениями в Предновоземельской НГО, также повышает вероятность открытия крупных залежей УВ.

Для повышения эффективности поисково-разведочных работ и в дальнейшем освоения морских нефтегазовых месторождений необходимо исследовать толщи ММП и газовых гидратов как потенциальный источник мелкозалегающего газа, учитывать его распространение уже на этапе поисково-разведочных работ.

Финансирование

Статья подготовлена в рамках государственного задания по бюджетной теме «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла» (№ 122022800253-3) и теме «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата» (№ 122022800264-9).

Литература/References

1. Ступакова А. В., Демидов А. Н., Карнаухов С. М. и др. Атлас геологических и гидрометеорологических условий арктических и дальневосточных морей Российской Федерации / Под ред. В. В. Черепанова. — М., 2020. — 204 с.
Stupakova A. V., Demidov A. N., Karnaukhov S. M. et al. Atlas of geological and hydrometeorological conditions of the Arctic and Far Eastern seas of the Russian Federation. Ed. by V. V. Cherepanov. Moscow, 2020, 204 p. (In Russian).
2. Долгунов К. А. Мартirosyan В. Н. Информационный геологический отчет о результатах и объемах работ, выполненных ОАО «Севморнефтегеофизика» «Комплексные геофизические исследования зоны сочленения Припайхойской моноклинали со структурами Западно-Карской региональной ступени», 2014. (Государственный контракт № 04/04/70-34 от 22 июля 2013 г., дополнительные соглашения № 1, 2, 3 и 4 к контракту).
Dolgunov K. A. Martirosyan V. N. Information geological report on the results and scope of work performed by OJSC "Sevmorneftegeofizika" "Comprehensive geophysical studies of the junction zone of the Pripaykhai monoclinal with the structures of the West Kara regional stage", 2014. (State contract no. 04/04/70-34 dated July 22, 2013, Additional agreements no. 1, 2, 3 and 4 to the contract). (In Russian).
3. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 99—115.
Stupakova A. V. Structure and oil and gas content of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. Geology of oil and gas, 2011, no. 6, pp. 99—115. (In Russian).
4. Конторович В. А. Нефтегазоносность Карского моря // Neftegaz.ru. — 2018. — № 11. — С. 34—43.
Kontorovich V. A. Oil and gas potential of the Kara Sea. Neftegaz.ru, 2018, no. 11, pp. 34—43. (In Russian).
5. Шустер В. Л., Дзюбло А. Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной

6. Сибири // Экспозиция Нефть Газ. — 2012. — № 2 (20). — С. 26—29.
Shuster V. L., Dzyublo A. D. Geological prerequisites for the oil and gas potential of deep Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2012, no. 2 (20), pp. 26—29. (In Russian).
6. Шустер В. Л., Дзюбло А. Д. Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря // Георесурсы. — 2023. — 25 (1). — С. 67—74. — URL: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8>.
Shuster V. L., Dzyublo A. D. Justification of the prospects for the discovery of large oil and gas accumulations in Jurassic and pre-Jurassic deposits on the shelf of the Kara Sea. Georesursy, 2023, 25 (1), pp. 67—74. Available at: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8>. (In Russian).
7. Дзюбло А. Д., Маслов В. В., Сидоров В. В., Шнип О. А. Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ // SOCAR Proceedings Special/SSNE. — 2021. — № 2. — С. 141—148.
Dzyublo A. D., Maslov V. V., Sidorov V. V., Shnip O. A. Forecast and assessment of the hydrocarbon potential of Cretaceous and Jurassic sediments of the Kara Sea shelf based on the results of geological exploration. SOCAR Proceedings Special/SSNE, 2021, no. 2, pp. 141—148. (In Russian).
8. Богоявленский В. И., Полякова И. Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. — 2012. — № 3 (7). — С. 92—103.
Bogoyavlensky V. I., Polyakova I. D. Prospects for oil and gas potential in the deep South Kara region. Arctic: Ecology and Economy, 2012, no. 3 (7), pp. 92—103. (In Russian).
9. Конторович В. А., Аюнова Д. В., Губин И. А. и др. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. — 2017. — 58 (3-4). — С. 423—444.
Kontorovich V. A., Ayunova D. V., Gubin I. A. et al. History of tectonic development of Arctic territories and water areas of the West Siberian oil and gas province. Geology and Geophysics, 2017, 58 (3-4), pp. 423—444. (In Russian).
10. Хоштария В. Н., Гуляев В. И. Акватория Приямальского шельфа Карского моря: нефтегазоносность и реализация геологоразведочных работ // Вестн. Ассоциации буровых подрядчиков. — 2021. — № 2. — С. 16—22.
Khoshtaria V. N., Gulyaev V. I. Water area of the Yamal shelf of the Kara Sea: oil and gas potential and implementation of geological exploration. Bull. of the Association of Drilling Contractors, 2021, no. 2, pp. 16—22. (In Russian).
11. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В., Богоявленская О. В., Никонов Р. А. Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамен-

- та циркумарктического региона // Геология нефти и газа. — 2017. — № 5. — С. 7—22.
- Vogoyavlensky V. I., Bogoyavlensky I. V., Bogoyavlenskaya O. V., Nikonov R. A.* Oil and gas occurrence prospects of the Cirmuc-Arctic sedimentation basins and basement. *Oil and gas geology*, 2017, no. 5, pp. 7—22. (In Russian).
12. *Богоявленская О. В., Малышев Н. А., Махова О. С. и др.* Геологические исследования природных битумопроявлений в осадочных и интрузивных породах мезозойского возраста на островах архипелага Земля Франца-Иосифа в рейсе научно-экспедиционного судна «Михаил Сомов» // Арктика: экология и экономика. — 2023. — Т. 13, № 3. — С. 328—340.
- Vogoyavlenskaya O. V., Malyshev N. A., Makhova O. S. et al.* Geological studies of natural bitumen manifestations in sedimentary and intrusive rocks of Mesozoic age on the islands of the Franz Josef Land archipelago during the voyage of the research expedition vessel Mikhail Somov. *Arctic: Ecology and Economy*, 2023, vol. 13, no. 3, pp. 328—340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340. (In Russian).
13. *Конторович А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О., Истомин А. В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сборник материалов / ВНИГРИ. — СПб., 2008. — С. 68—77.
- Kontorovich A. E., Fomin A. N., Krasavchikov V. O., Istomin A. V.* Catagenesis of organic matter in Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia. Lithological and geochemical basis for forecasting oil and gas potential. *Sat. Materials*. St. Petersburg, VNIGRI. 2008, pp. 68—77. (In Russian).
14. *Фомин А. Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Гор. ведомости. — 2011. — № 9. — С. 11—15.
- Fomin A. N.* Catagenesis of organic matter and prospects for oil and gas content of Triassic sedimentary deposits of the West Siberian megabasin. *Mining Vedomosti*, 2011, no. 9, pp. 11—15. (In Russian).
15. *Шустер В. Л., Пуанова С. А.* Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив их нефтегазоносности // Георесурсы. — 2014. — 4 (59). — С. 53—58.
- Shuster V. L., Punanova S. A.* Issues of development of unconventional hydrocarbon reserves in the basement of Western Siberia and multi-criteria assessment of the prospects for their oil and gas potential. *Georesursy*, 2014, 4 (59), pp. 53—58. (In Russian).
16. *Шустер В. Л., Пуанова С. А.* Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. — 2016. — 18 (4). — Ч. 1. — С. 337—341.
- Shuster V. L., Punanova S. A.* Justification of the oil and gas potential prospects of Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia. *Georesursy*, 2016, 18 (4), Pt. 1, pp. 337—341. (In Russian).
17. *Кирюхина Т. А., Ульянов Г. В., Дзюбло А. Д. и др.* Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газ. пром-сть. — 2011. — № 7 (662). — С. 66—70.
- Kiryukhina T. A., Ulyanov G. V., Dzyublo A. D., Kholodilov V. A., Tsemkalo M. L.* Geochemical aspects of gas and oil content of Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gas industry*, 2011, no. 7 (662), pp. 66—70. (In Russian).
18. *Ульянов Г. В.* Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины. Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / МГУ. — М., 2011. — 25 с.
- Ulyanov G. V.* Geological and geochemical prerequisites for the gas and oil content of the Jurassic deposits of the South Kara Basin. Abstract dis. ... PhD of Geology and Mineralogy. Moscow State University. Moscow, 2011, 25 p. (In Russian).
19. *Пуанова С. А., Шустер В. Л.* Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. — 2018. — 20 (2). — С. 67—80.
- Punanova S. A., Shuster V. L.* A new look at the prospects for oil and gas potential of deep-seated pre-Jurassic deposits in Western Siberia. *Georesursy*, 2018, 20 (2), pp. 67—80. (In Russian).
20. *Костырева Е. А., Фомин А. Н., Беляев С. Ю. и др.* Органическая геохимия палеозойских отложений Шучинского выступа Полярного Урала // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности. — Новосибирск, 2008. — С. 224—227.
- Kostyрева E. A., Fomin A. N., Belyaev S. Yu. et al.* Organic geochemistry of Paleozoic deposits of the Shchuchinsky ledge of the Polar Urals. Foundation, framing structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential. *Novosibirsk*, 2008, pp. 224—227. (In Russian).
21. *Болдушевская Л. Н., Ладыгин С. В., Назимков Г. Д. и др.* Органическое вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности. — Новосибирск, 2008. — С. 23—25.
- Boldushevskaya L. N., Ladygin S. V., Nazimkov G. D. et al.* Organic matter of Paleozoic deposits of Western Taimyr and the Western part of the Yenisei-Khatanga regional trough, paleotectonic reconstructions based on geological and geochemical data. Foundation, framing structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential. *Novosibirsk*, 2008, pp. 23—25. (In Russian).

22. Запивалов Н. Н. Новые данные по нефтегазоносности «фундаментного» палеозоя Западной Сибири. Материалы Седьмой международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». — М.: ГЕОС, 2004. — С. 18.
Zapivalov N. N. New data on the oil and gas potential of the “fundamental” Paleozoic of Western Siberia. Materials of the seventh international conference “New ideas in geology and geochemistry of oil and gas”. Moscow, GEOS, 2004, p. 18. (In Russian).
23. Санникова И. А., Большакова М. А., Баранова Д. Б. и др. 3D бассейновое моделирование. Оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Южно-Карского региона // *Neftegaz.RU Offshore*. — 2018. — № 11. — С. 30—32.
Sannikova I. A., Bolshakova M. A., Baranova D. B. et al. 3D pool modeling. Assessment of the oil and gas potential of Lower-Middle Jurassic deposits in the South Kara region. *Neftegaz.RU Offshore*, 2018, no. 11, pp. 30—32. (In Russian).
24. Никитин Б. А., Дзюбло А. Д., Холодилов В. А., Цемкало М. Л. О нефтегазоносности юрских и перспективах доюрских отложений Обско-Тазовской губы и Западно-Ямальского шельфа // Газ. пром-сть. — 2011. — № 6. — С. 16—24.
Nikitin B. A., Dzyublo A. D., Kholodilov V. A., Tsemkalo M. L. On the oil and gas potential of the Jurassic and the prospects of pre-Jurassic deposits of the Ob-Taz Bay and the West Yamal shelf. *Gas Industry*, 2011, no. 6, pp. 16—24. (In Russian).
25. Ступакова А. В., Большакова М. А., Сулова А. А. и др. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. — 2021. — 23 (2). — С. 6—25.
Stupakova A. V., Bolshakova M. A., Suslova A. A. et al. Oil and gas source strata of the Barents-Kara shelf: distribution area and properties. *Georesursy*, 2021., 23 (2), pp. 6—25. Available at: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>. (In Russian).
26. Полякова И. Д., Данилина А. Н. Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Западно-Арктических акваториях России // Нефтегаз. геология. Теория и практика. — 2013. — 8 (3). — С. 1—42.
Polyakova I. D., Danilina A. N. The scale of emigration of liquid and gaseous hydrocarbons in the Western Arctic waters of Russia. *Oil and gas geology. Theory and practice*, 2013, 8 (3), pp. 1—42. Available at: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2013_. (In Russian).
27. Скоробогатов В. А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности Западно-Сибирского осадочного мегабассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 8. — С. 8—14.
Skorobogatov V. A. Genetic reasons for the unique gas and oil content of the West Siberian sedimentary megabasin. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2003, no. 8, pp. 8—14. (In Russian).
28. Пуланова С. А., Виноградова Т. Л. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири // Геохимия. — 2006. — № 9. — С. 983—995.
Pulanova S. A., Vinogradova T. L. Forecast of the phase state of hydrocarbon accumulations in Mesozoic sediments of the north of Western Siberia. *Geochemistry*, 2006, no. 9, pp. 983—995. (In Russian).
29. Пуланова С. А. Мегарезервуары углеводородов — аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // *SOCAR Proceedings*. — 2022. — № 2. — С. 039—051.
Pulanova S. A. Mega hydrocarbon reservoirs are accumulators of giant oil and gas accumulations. *SOCAR Proceedings*, 2022, no. 2, pp. 039—051. Available at: <http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI2>. (In Russian).
30. Образцов И. В., Русак И. А., Жесткова М. М. и др. Неантиклинальные ловушки углеводородов как перспективные объекты юго-западной части шельфа Карского моря // Разведка и охрана недр. — 2016. — № 9. — С. 32—37.
Obraztsov I. V., Rusak I. A., Zhestkova M. M. et al. Non-anticlinal hydrocarbon traps as promising objects in the southwestern part of the Kara Sea shelf. *Exploration and protection of subsurface resources*, 2016, no. 9, pp. 32—37. (In Russian).
31. Дзюбло А. Д., Ермолаев А. И., Гереш Г. М., Перекрестов В. Е. Влияние мелкозалегающего газа на проектные решения по освоению морских газоконденсатных месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Арктика: экология и экономика. — 2024. — Т. 14, № 2. — С. 192—204.
Dzyublo A. D., Ermolaev A. I., Geresh G. N., Perekrstov V. E. The Impact of Shallow Gas on Design Decisions for the Development of Offshore Gas Condensate Fields on the Shelf of the Arctic and Subarctic Seas. *Arctic: Ecology and Economy*, 2024, no. 2 (14), pp. 192—204. DOI: 10.25283/2223-4594-2024-2-192-204. (In Russian).
32. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В., Кишанков А. В. Геофизические методы обеспечения технологического суверенитета и национальной безопасности России в Арктике // Вестн. РАН. — 2024. — Т. 94, no. 10. — С. 895—913.
Bogoyavlensky V. I., Bogoyavlensky I. V., Kishankov A. V. Geophysical methods of ensuring technological sovereignty and national security of Russia in the Arctic. *Bull. of the Russian Academy of Sciences*, 2024, vol. 94, no. 10, pp. 895—913. (In Russian).
33. Рокос С. И. Инженерно-геологические особенности приповерхностных зон anomalously высоко-го пластового давления на шельфе Печорского и южной части Карского морей // Инженер. геология. — 2008. — № 4. — С. 22—28.
Rokos S. I. Engineering-geological features of shallow zones of anomalously high formation pressure on the shelf of the Pechora Sea and the southern part of the Kara Sea. *Engineering Geology*, 2008, no. 4, pp. 22—28. (In Russian).
34. Богоявленский В. И., Кишанков А. В., Казанин А. Г., Казанин Г. А. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Восточно-Сибирское море // Арктика: экология и экономика. — 2022. — Т. 12, № 2. — С. 158—171.
Bogoyavlensky V. I., Kishankov A. V., Kazanin A. G., Kazanin G. A. Dangerous gas-saturated objects in the

World Ocean: the East Siberian Sea. Arctic: Ecology and Economy, 2022, vol. 12, no 2, pp. 157—171. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-2-158-171. (In Russian).

35. Богоявленский В. И., Кишанков А. В., Казанин А. Г. Распространение субаквальной мерзлоты в море Лаптевых по данным сейсморазведки методом пре-

ломленных волн // Арктика: экология и экономика. — 2023. — Т. 13, № 4. — С. 501—515.

Bogoyavlensky V. I., Kishankov A. V., Kazanin A. G. Distribution of subsea permafrost (frozen ground) in the Laptev Sea based on seismic refraction data. Arctic: Ecology and Economy, 2023, vol. 13, no. 4, pp. 501—515. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-4-501-515. (In Russian).

Сведения об авторах

Шустер Владимир Львович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН (119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3), e-mail: tshuster@mail.ru.

Пунанова Светлана Александровна, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН (119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3).

Дзюбло Александр Дмитриевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа им. И. М. Губкина (119991, Россия, Москва, Ленинский просп., д. 65).

Агаджанянц Иван Григорьевич, ведущий эксперт, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (105118, Россия, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36).

IMPLEMENTATION WAYS FOR OIL AND GAS EXPLORATION IN THE SOUTHWESTERN PART OF THE KARA SEA

Shuster, V. L.¹, Punanova, S. A.¹, Dzyublo, A. D.^{1,2}, Agadzhanlyants, I. G.³

¹ Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russian Federation)

² Gubkin University (Moscow, Russian Federation)

³ VNIGRI (Moscow, Russian Federation)

The article was received on July 26, 2024

For citing

Shuster V. L., Punanova S. A., Dzyublo A. D., Agadzhanlyants I. G. Implementation ways for oil and gas exploration in the southwestern part of the Kara Sea. Arctic: Ecology and Economy, 2024, vol. 14, no. 4, pp. 488—499. DOI: 10.25283/2223-4594-2024-4-488-499. (In Russian).

Abstract

In the highly promising oil and gas regions of Russia — the southwestern part of the Kara Sea, in the Pripaykhoi-Prinovozemelskaya monocline in the near future, a transition from regional stage activity to exploration is planned. Given the complex natural, climatic and geological conditions of the region, during the effective exploration and development of oil and gas resources, it will be necessary to use new methodological solutions and research types. Based on the results of the research, and using the analogy method, the authors have substantiated the prospects for the region oil and gas potential and priority objects, and have drawn up an exploration program for promising objects.

Keywords: oil and gas potential prospects, Pripaykhoi monocline, West Kara regional stage, Jurassic-Cretaceous complex, Paleozoic complex, methodological solutions, types of research, resources, Arctic.

Funding

The article was prepared within the framework of the state assignment on the topic “Scientific and methodological foundations for prospecting and exploring of oil and gas accumulations associated with mega-reservoirs of the sedimentary cover”, no. 122022800253-3.

Information about authors

Shuster, Vladimir Lvovich, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (3, Gubkina St., Moscow, Russia, 119333), e-mail: tshuster@mail.ru.

Punanova, Svetlana Aleksandrovna, Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Researcher. Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (3, Gubkina St., Moscow, Russia, 119333).

Dzyublo, Alexander Dmitrievich, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Gubkin University (65, Leninsky Ave., Moscow, Russia, 119991).

Agadzhanlyants, Ivan Grigorievich, leading expert, VNIGRI (36, Entuziastov Highway, Moscow, Russia, 105118).