

УДК 553.98.061

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-4-84-93

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Светлана Александровна Пунанова✉Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; s_punanova@ipng.ru✉, <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>

Аннотация. Имеющиеся на данный момент фактические данные, анализ существующей нефтегазоносности окружающих территорий свидетельствуют о высокой перспективности на нефть и газ арктических регионов Западной Сибири и в частности Южно-Карского бассейна. Общее выклинивание мезо-кайнозойских, а возможно и палеозойских отложений, и уменьшение толщин осадочного выполнения в юго-западной части Карского моря, и в связи с этим тенденция к снижению палеотемператур и стадийности катагенеза, привели к иным границам глубин обнаружения углеводородных (УВ) скоплений относительно месторождений северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Нефтегазоносные комплексы (НГК) севера Западной Сибири продуцируют как нефтяные, так и газовые скопления, характеризуются различной катагенной преобразованием, связаны с различными литофациальными и тектоническими обстановками. Рассмотрены перспективность и возможная генерационная активность доюрского, юрского и мелового НГК юго-западной части Карского моря.

Ключевые слова: поиск, разведка и освоение нефтегазовых ресурсов, фундаментальные исследования, шельф Карского моря, нефтегазоносные комплексы, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

Для цитирования: Пунанова С.А. К вопросу о перспективности добычи нефти и газа арктических регионов Западной Сибири // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 4. С. 84–93.

ON THE ISSUE OF OIL AND GAS PROSPECTS IN THE ARCTIC REGIONS OF WESTERN SIBERIA

Svetlana A. Punanova✉

Oil and Gas Research Institute of the RAS, Moscow, Russia; s_punanova@ipng.ru✉

Abstract. The currently available factual data, analysis of the existing oil and gas potential of the surrounding territories indicate high oil and gas prospects in the Arctic regions of Western Siberia and in particular the South Kara Basin. The general wedging out of the Mesozoic-Cenozoic and possibly Paleozoic deposits and the decrease in the thickness of the sedimentary fill in the southwestern part of the Kara Sea, and in connection with this, the tendency to decrease paleotemperatures and stages of catagenesis, led to other boundaries of the depths of detection of hydrocarbon (HC) accumulations relative to the fields of the northern part of the West Siberian oil and gas basin (OGB). The oil and gas complexes (OGC) of the north of Western Siberia produce both oil and gas accumulations, are characterized by different catagenic transformations, and are associated with different lithofacies and tectonic settings. The prospects and possible generation activity of the pre-Jurassic, Jurassic and Cretaceous oil and gas fields of the southwestern part of the Kara Sea are considered.

Keywords: search, exploration and development of oil and gas resources, fundamental research, shelf of the Kara Sea, oil and gas complexes, West Siberian oil and gas basin

For citation: Punanova S.A. On the issue of oil and gas prospects in the Arctic regions of Western Siberia. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 4: 84–93. (In Russ.).

Введение. Шельф Карского моря по результатам исследований ПАО «НК «Роснефть» представляет высокоперспективный район для поисков и добычи жидких и газообразных УВ, особенно это относится к южной части Карского моря. В настоящее время компания ведет стратиграфическое бурение для оценки перспективности процессов нефтегазогенерации Северо-Карского бассейна. Запасы на шельфе в Карском море оцениваются в 4,9 млрд т нефти и 8,3 трлн м³ газа.

Исследователями, внесшими огромный вклад фундаментальными разработками в изучение не-

фтегазоносности Западно-Сибирского НГБ, неоднократно подчеркивается выдающаяся роль добычи УВ этого региона в развитие нефтяной и газовой промышленности России [Богоявленский, Полякова, 2012; Борисова и др., 2024; Брехунцов и др., 2020; Дзюбло и др., 2021; Дмитриевский и др., 2012; Конторович, 2018; Конторович, Конторович, 2019; Лобусев, 2023; Скоробогатов, Кабалин, 2019; Ступакова и др., 2021; Шустер, Дзюбло, 2023 и многие другие]. Данные табл. 1 [Рыбьяков и др., 2023] наглядно демонстрируют этот тезис.

Таблица 1

Доля Западной Сибири и Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в структуре начальных разведанных запасов свободного газа России, суша и шельф (данные на 01.01.2020), трлн м³ [Рыбьяков и др., 2023]

Регион	Накопленная добыча	Запасы категорий А+В ₁ +С ₁	Сумма начальных разведанных запасов
Россия	24,3	49,1	73,4
В том числе Западно-Сибирский мегабассейн (суша и шельф)	20,7	33,4	54,1
В том числе северные и арктические обл.*	19,9	32,6	52,5
В том числе ЯНАО (суша)	19,5	28,1	47,6
В том числе Южно-Карская нефтегазоносная область (НГО)**	0,4	4,1	4,5

Примечания. * С учетом Енисей-Хатангской НГО. ** Открытый шельф + Обская и Тазовская губы.

На шельфе Карского моря некоторые месторождения по средним и глубоким горизонтам до сих пор не доразведаны, за счет чего крупность и масштабность скоплений по мере опоискования и разведки более глубоких горизонтов может значительно увеличиваться.

Исследователями Припайхойско-Приновоземельской моноклизы Южно-Карского бассейна [Долгунов, Мартиросян, 2014] отмечается, что по нефтегазогеологическому районированию она относится к Предновоземельской НГО. Характеризует этот регион сокращенная мощность осадочного чехла из-за выклинивания триасовых, юрских и меловых отложений и развитие дизъюнктивных нарушений. К настоящему времени в северной части Предновоземельской НГО открыты несколько месторождений УВ. Это нефтегазовое месторождение Победа в юрско-меловых отложениях, им. Маршала Жукова — газовое в юрско-меловых отложениях, им. Маршала Рокоссовского — газоконденсатное в юрских отложениях. Приводятся следующие характеристики фильтрационно емкостных свойств: на газовом месторождении им. Маршала Жукова нижнеальбские продуктивные пласты характеризуются открытой пористостью (в долях единиц) 0,29, аптские 0,34, верхнеюрские 0,22, среднеюрские 0,33. Все пласты терригенные, залегают на глубине 700–1330 м; на месторождении им. Маршала Рокоссовского верхнеюрские продуктивные пласты характеризуются открытой пористостью 0,18, нижнеюрские 0,13–0,16, все пласты терригенные, залегают на глубинах 2678–3546 м. Извлекаемые запасы газа от 600 до 800 млрд м³, нефти более 100 млн т [Долгунов, Мартиросян, 2014].

Восточнее Предновоземельской НГО на Русановско-Скуратовском своде открыты три газоконденсатных гиганта — месторождения Ленинградское, Русановское и им. В.А. Динкова, южнее расположены крупные газовые месторождения 75 лет Победы и Нямеysкое в меловых отложениях.

На севере Западно-Сибирского НГБ основными продуктивными комплексами являются нижнесреднеюрский, верхнеюрский, неомский, баррем-аптский и альб-сеноманский. Отложения характери-

зуются переслаиванием песчаников (коллекторов) и глин (флюидоупоров). Аналогичное строение по сейсмическим данным наблюдается и в разрезе Пайхойской моноклинали, их возможная нефтегазоносность прогнозируется и по результатам открытий на севере Предновоземельской НГО [Дзюбло и др., 2021; Шустер, Дзюбло, 2023 и др.].

Геологические особенности территории. Акватория Карского моря в тектоническом отношении является северной частью Западно-Сибирской эпигерцинской плиты. Непосредственно на акватории пробурено только 4 поисково-разведочных скважины на Русановской и Ленинградской площадях, которые вскрыли отложения до баремского яруса нижнего мела. В пределах акватории и прилегающей суши выделяются тектонические элементы более низкого порядка — Припайхойско-Приновоземельская моноклиза, Южно-Карская синеклиза и северо-восточная часть Пайхой-Таймырской седловины.

Провести оценку перспективности нефтегазоносности территории и выдвинуть стратегию поисково-разведочных работ — довольно сложные задачи ввиду плохой изученности региона. Возможную связь с регионами севера Западной Сибири, а также определенные особенности этой части региона демонстрируют сейсмические профили. На основании анализа региональных временных сейсмических разрезов и данных глубокого бурения [Конторович, 2018; Конторович, Конторович, 2019] можно составить четкие представления о структурных предпосылках, необходимых для оценки перспективности территорий.

1. Южно-Карский и Северо-Карский осадочные бассейны, которые разделены Северо-Сибирским порогом-барьером, представляющим собой крупный, контрастный эрозионно-тектонический выступ фундамента, имеют различное строение.

2. Палеозойские и мезозойско-кайнозойские отложения в континентальной части севера Западной Сибири и в южной части Карского моря имеют аналогичное строение (рис. 1).

Осадочные сейсмогеологические мегакомплексы, получившие развитие на севере Западной Сибири, продолжают в южную часть акватории Карского

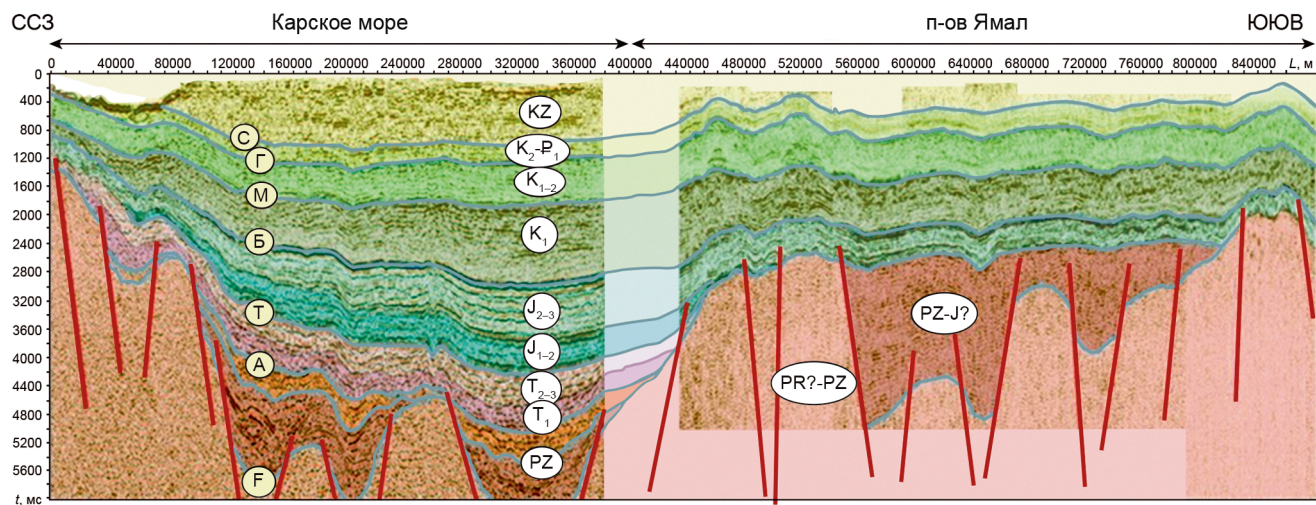


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_II-II (Карское море — п-ов Ямал) (протяженность 890 км, через Татариновское и Западно-Маточкинское поднятия, расположенные в Карском море, Крузенштернское месторождение, которое находится на границе «море-континент», а также Бованенковское, Среднеямальское и Новопортовское месторождения, расположенные на полуострове Ямал) [Конторович, 2018]

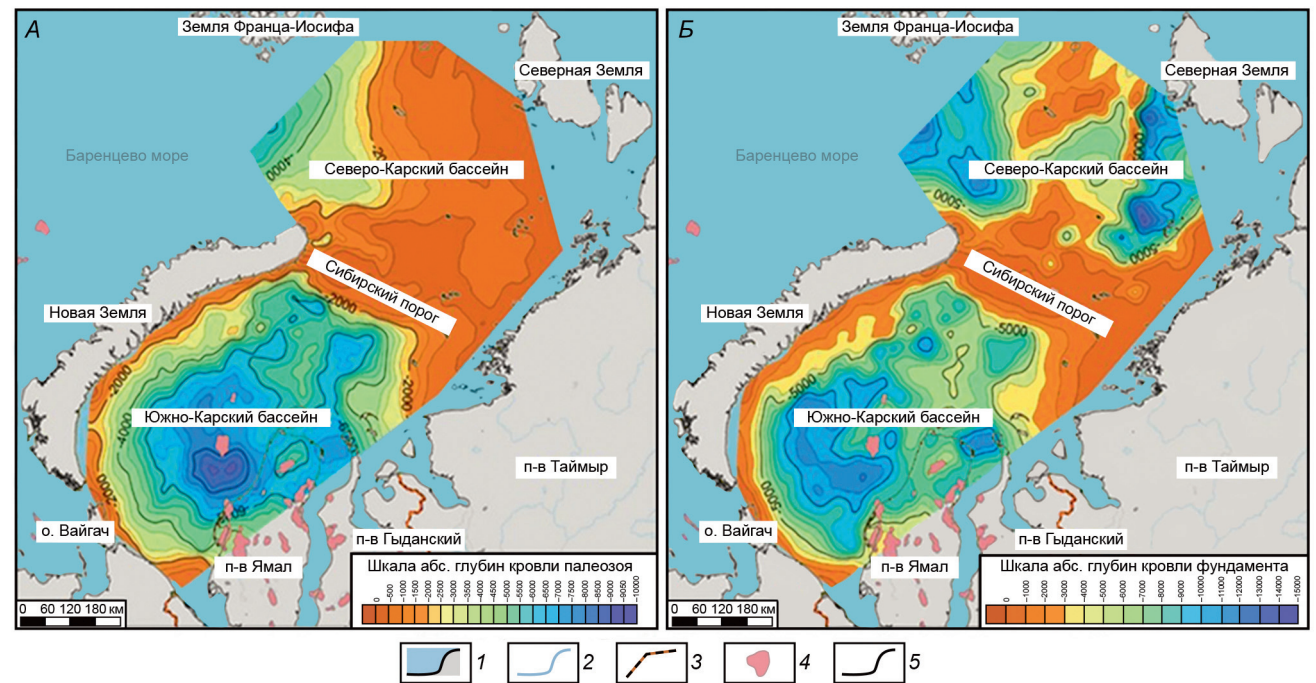


Рис. 2. Структурные карты по кровлям палеозоя (А) и фундамента (Б) [Конторович, 2018]. 1 — береговая линия; 2 — реки; 3 — административные границы; 4 — нефтегазовые месторождения; 5 — изогипсы

моря. На севере Западной Сибири в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений выделяется пять сейсмогеологических мегакомплексов: триас-юрский (Т), неомский (берриас-нижнеаптский) (Б), апт-альб-сеноманский (М), турон-маастрихтский (Г) и кайнозойский (С). Все мезозойско-кайнозойские осадочные мегакомплексы контролируются в кровле регионально развитыми морскими глинистыми пачками — мегарегиональными флюидопорами, которые характеризуются аномально низкими акустическими характеристиками, к которым приурочены выраженные отражающие сейсмические горизонты [Конторович, 2018].

3. Оценка толщин палеозойских и мезозойских отложений в Южно-Карском и Северо-Карском осадочных бассейнах свидетельствует об их различии и особенностях (рис. 2). По данным [Конторович, 2018], в Южно-Карском бассейне поверхности кровли палеозоя и фундамента в значительной мере подобны, тогда как в Северо-Карском кровли палеозоя и фундамента различаются. В западной части Южно-Карского бассейна выделяется крупная депрессионная зона — Южно-Карская мегасинеклиза, на востоке — крупная вытянутая в широтном направлении полузамкнутая положительная структура — Се-

верный мегавыступ, осложненный более мелкими замкнутыми поднятиями. Значительны различия по площади, осадочному выполнению и доли палеозойских платформенных отложений. Соответственно Южно-Карский бассейн — $410\,000\text{ км}^2$, $2\,300\,000\text{ км}^3$, 23 %, а Северо-Карский — $335\,000\text{ км}^2$, $1\,550\,000\text{ км}^3$, 71 %. При больших значениях площади и объема осадочного выполнения доля осадочного палеозойского наполнения Южно-Карского бассейна существенно ниже, относительно Северо-Карского.

Таким образом, отличительной особенностью южной части Западно-Карской НГО является малая мощность осадочной толщи за счет сокращения толщин осадочного чехла в результате выклинивания триасовых и юрских отложений (см. рис. 1 и 2), что в некоторой мере может служить сдерживающим фактором при оценке перспективности региона. Однако благоприятным показателем являются зоны выклинивания юрских отложений, с которыми могут быть связаны литологические залежи. Исходя из карт толщин, в зоне Припайхойско-Новоземельской моноклизы кровля палеозоя залегает на глубине менее 1500 м, а кровля фундамента менее 3000 м.

Перспективы нефтегазоносности. Рассмотрим перспективность нефтегазообразования на изучаемой и близлежащих территориях Западно-Сибирского НГБ. Нефтегазоносные бассейны Арктического шельфа обладают высоким углеводородным потенциалом за счет значительного количества нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в широком стратиграфическом интервале [Скоробогатов, Кабалин, 2019; Брехунцов и др., 2020; Ступакова и др., 2021; Борисова и др., 2024].

Доюрский НГК. Оценка нефте- и газогенерационных возможностей доюрских отложений детально исследована автором и опубликована в ряде работ [Дмитриевский и др., 2014; Шустер, Пунанова, 2016; Пунанова, Шустер, 2012 и др.]. Геохимические работы, проведенные по нижнему структурному этажу на севере Западной Сибири, свидетельствуют о хороших генерационных свойствах палеозойских отложений. Так, в терригенно-карбонатных породах палеозоя, по данным [Кирюхина и др., 2011], содержание $C_{\text{орг}}$ колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3,0 %. Концентрация хлороформенного битумоида составляет 0,3 %. Катагенез органического вещества (ОВ) соответствует градации $МК_2$ – $МК_4$.

Для оценки катагенетической стадийности осадочных отложений Западно-Сибирского НГБ была составлена схематическая карта областей нефтегазогенерации осадочных комплексов, вероятно контактирующих с выступами фундамента [Дмитриевский и др., 2014; Шустер, Пунанова, 2016; Пунанова, Шустер, 2012]. При составлении схемы использовались данные палеотемператур ОВ триасовых отложений [Фомин, 2010]. Были получены следующие выводы. На востоке и северо-востоке уровень зрелости ОВ составляет $МК_1^1$. Аналогичная катагенетическая интенсивность была зафиксирована для ОВ пород

на Шеркалинской (Зауральская мегамоноклиза) и Южно-Мокроусовской (Курганская область) площадях. Уровень зрелости ОВ на Омской площади Краснотинской мегамоноклизы отвечает середине градации $МК_1$. В северных районах Западно-Сибирского бассейна (юг Большехетской мегасинеклизы, Средне-Пурский мегапрогиб) нижнесреднеюрские отложения достигли более высокой зрелости — $АК_{1-2}$. Таким образом, на значительной территории Западной Сибири, в частности, на ее западных границах, достаточно мощный доюрский пермо-триасовый осадочно-эффузивный комплекс отложений, по мнению многих исследователей, прошедший главную фазу нефтегазообразования и залегающий на глубинах от 1700 до 2700 м, может рассматриваться в качестве источника УВ. Это значительно повышает перспективы нефтегазоносности как терригенно-эффузивных отложений, так и образований фундамента (выступы кристаллического фундамента могут являться хорошими коллекторами).

Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири, включая палеозойские отложения Ямальского полуострова с прилегающими территориями и акваторией Карского моря, были автором охарактеризованы на основе многокритериальной оценки [Шустер, Пунанова, 2014; 2021]. Для выбора первоочередных объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ в доюрских отложениях нами применялась геолого-математическая программа «Выбор». Используя эту программу, и разработанный и внедренный в программу ряд геолого-геохимических параметров, проведен выбор наиболее перспективных локальных объектов и их ранжирование по степени, так называемой, «благоприятности» (рис. 3). В наиболее перспективную зону вошли месторождения южной акватории Карского моря, Северо-Ямальского мегавала, Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала и Южно-Ямальского мезовала.

Юрские НГК. Изучение перспективности нижнесреднеюрских отложений Южно-Карского бассейна с использованием большого геолого-геофизического и геохимического материала было проведено сотрудниками геологического факультета МГУ методом бассейнового моделирования (рис. 4) [Санникова и др., 2018].

Результаты керновых исследований скважин Ямало-Гыданского региона [Санникова и др., 2018] показали, что нижнеюрские коллекторские горизонты плинсбахского возраста представлены мелкозернистыми песчаниками с глинистым и кварцевым регенерационным цементом. Песчаник аллювиально-континентальных обстановок относится к группе кварцевых граувакков с эффективной пористостью от 9,3 до 20 %. Среднеюрские байосс-батские преимущественно мелководно-морские отложения представлены мелкозернистыми в основном кварцевыми песчаниками и относятся к полевошпат-



Рис. 3. Локализация наиболее перспективных зон и месторождений по результатам модельных расчетов [Шустер, Пуанова, 2021]. Желтые точки — месторождения первой очереди из наиболее перспективного «первого слоя»: Южно-Карская НГО: 1 — Победа; 2 — Ленинградское; 3 — Русановское; Ямальская НГО: 4 — Малыгинское; 11 — Крузенштернское; 12 — Южно-Крузенштернское; 13 — Северо-Бованенковское; 14 — Восточно-Бованенковское; 16 — Бованенковское; 20 — Арктическое; 22 — Новопортовское. Зеленые точки — месторождения второй очереди: Ямальская НГО: 5 — Тасийское; 6 — Северо-Тамбейское; 9 — Южно-Тамбейское; 10 — Харасавэйское; 21 — Мало-Ямальское; Гыданская НГО: 25 — Геофизическое (на основе: «Обзорной карты нефтегазогеологического районирования северных районов Западной Сибири»). Границы: 1 — Западно-Сибирской плиты; 2 — Западно-Сибирского НГБ; 3 — НГО; 4 — НГР; 5 — месторождения углеводородов; 6 — сейсмические профили (а), по которым приведены сейсмогеологические разрезы (б) [Конторович, 2018]

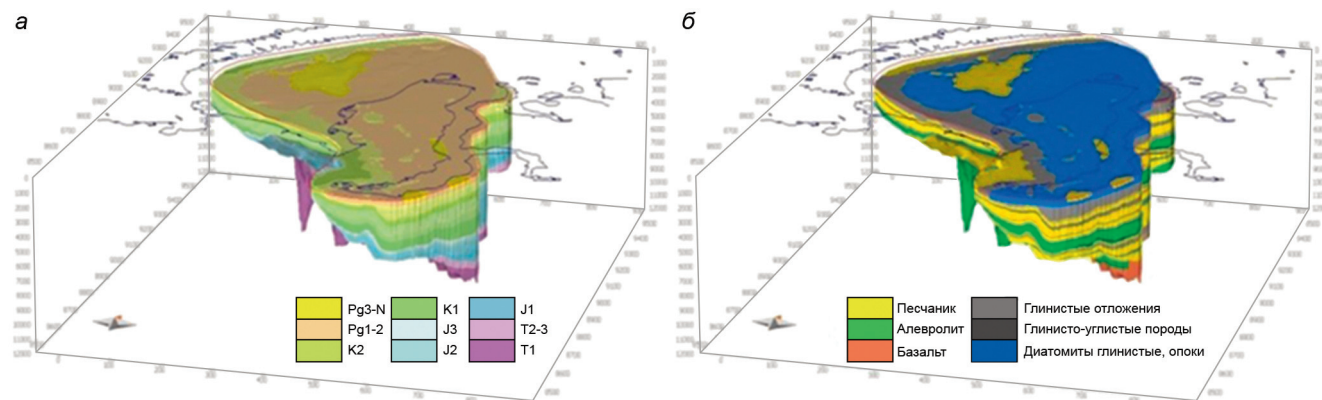


Рис. 4. Стратиграфическая (а) и литофациальная (б) 3D модели Южно-Карского бассейна [Санникова и др., 2018]

кварцевым грауваккам с пористостью 10,4–24 %. Результаты проведенного 3D бассейнового моделирования [Санникова и др., 2018] дали возможность прогнозировать новые перспективные скопления нефти и газа в песчаных коллекторах джангодской, вымской и малышевской свитах. Перспективные площади возможны на территории Восточно-Приновоземельского поднятия, в пределах локальных валов Южно-Карского и Восточно-Приуральских прогибов, а также на территории Щучинского и Южно-Ямальского выступов.

Верхнеюрские НГМТ широко распространены в северных регионах и на шельфах Арктических морей. Сюда относятся территории большей части Баренцевоморского и Печорского шельфа, Тимано-Печорского НГБ, западной и юго-восточной частей Северо-Карского и Южно-Карского бассейнов [Ступакова и др., 2021]. В Южно-Карской впадине верхнеюрские отложения (баженовская свита) на

основе исследований керна Харасавэйского и Бованенковского месторождений [Кирюхина и др., 2011] характеризуются следующими параметрами: среднее содержание $C_{орг}$ увеличивается в северном направлении от 0,9 % на Бованенковском месторождении до 4,8 % на Харасавэйском. В этом же направлении отмечается и рост водородного индекса и, соответственно, генерационного потенциала — до 6,85 мг УВ/г $C_{орг}$ породы, в среднем составляя 2,0–2,9 мг УВ/г $C_{орг}$ породы. Тип ОВ преимущественно сапропелевый. Степень зрелости также увеличивается на север от МК₁ до МК₄ [Кирюхина и др., 2011]. Однако, по данным [Ступакова и др., 2021], степень зрелости верхнеюрской НГМТ (баженовской свиты и ее возрастных аналогов) в Южно-Карской впадине и в северной части Западно-Сибирского бассейна и Енисей-Хатангском региональном прогибе изменяется в более широких пределах, включая стадию протокатагенеза (ПК) (рис. 5).

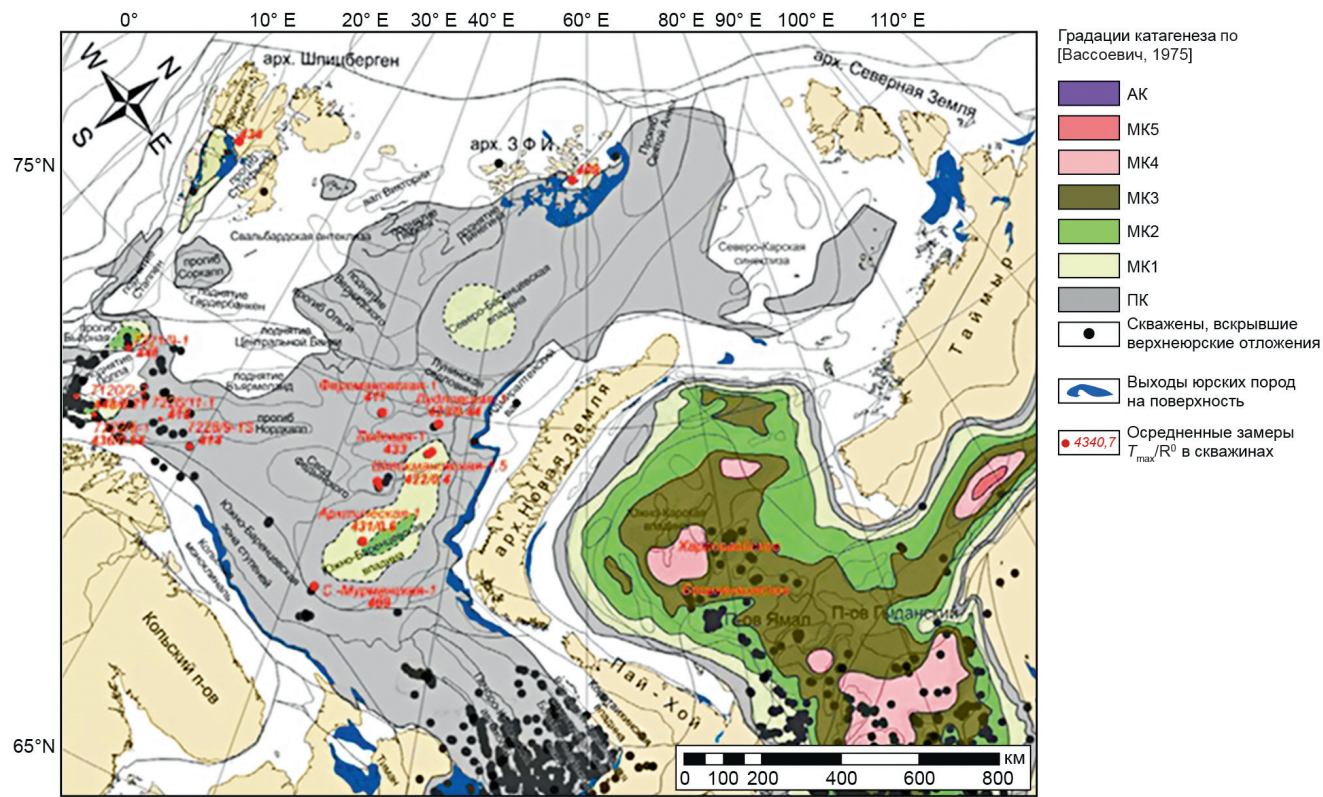


Рис. 5. Карта катагенетической зрелости верхнеюрской НГМТ Баренцева и Карского морей [Ступакова и др., 2021]

Детальное изучение состава керогенов юрского ОВ Западно-Сибирского НГБ дополняет представленные выше данные. Так, в работе [Борисова и др., 2024] отмечено резкое различие генерационных способностей верхнеюрских отложений в зависимости от их территориальной распространенности. Область довольно высокой преобразованности пород верхнеюрских отложений ($МК_2$) протягивается на север Западно-Сибирского НГБ, однако в направлении более приподнятых частей бассейна (восточного и западного краев, а также на юг) наблюдается снижение степени катагенеза до ПК. Закономерности процессов палеопрогрева юрских отложений на Ямале приводятся в исследовании [Кирихина и др., 2011]. В основу построения карты катагенетической зональности был положен анализ геотермического режима и тектонического развития бассейна по скважинам Круженштернского, Харасавэйского, Северо-Тамбейского, Новопортовского, Арктического, Бованенковского, Ямбургского, Харвутинского и других месторождений севера Западной Сибири. В кровле юрских отложений большая часть территории находится в ГЗН, а в подошве юрского комплекса в ГЗГ. На центральной и северной территориях Ямала большая часть нижнесреднеюрских отложений приурочена к зоне газообразования, что приводит к широкому развитию процессов генерации газа. В связи с увеличением доли сапропелевого состава ОВ отмечается «облагораживание» состава ОВ нижнесреднеюрских отложений в сторону акватории Карского моря.

Верхний продуктивный комплекс (апт-альб-сеноман). Верхний продуктивный комплекс в Западно-Сибирском НГБ является преимущественно газоносным. Внутри него обычно выделяется распространенный регионально альб-сеноманский НГК, аптский подкомплекс, развитый на Ямале, Гыдане и северо-западе Надым-Тазовской НГО и продуктивная газ-салинская пачка турон-сенона, установленная в восточной части Пур-Тазовской НГО и в Мессояхском нефтегазоносном районе. Можно считать, что причины высокой продуктивности УВ-скоплений в отложениях верхнего продуктивного НГК севера Западной Сибири к настоящему детально разработаны и сводятся к наличию совокупности геолого-геохимических процессов, которые способствуют накоплению в залежах гигантских и уникальных запасов. По данным ряда авторов, к таким благоприятным факторам можно отнести развитие в разрезе значительной по мощности угленосной толщи верхнего валанжин-сеномана с высоким содержанием ОВ существенно гумусового типа; стадийность катагенеза ОВ, необходимая для активного газообразования; хорошие коллекторские свойства; наличие мощной (500–900 м) турон-олигоценной покрывки, слабо нарушенной разломами [Скоробогатов, 2003; Брехунцов и др., 2020; Лобусев, 2023; Астафьев и др., 2023]. Большое значение имеют и особенности геодинамических процессов [Карагодин, 2006; Пуланова, 2024]. Установлено, что тектоника северных регионов в неоген-четвертичное время отличалась значительной активностью,

Таблица 2

Катагенетическая зональность нефтегазоматеринских пород

Возраст нефтегазоносных комплексов	Стадийность катагенеза				Зональность нефтегазообразования
	Центральная часть Южно-Карской падины [Кирюхина и др., 2011]	Ямальная область (суша) [Астафьев и др., 2023]			
	Стадии катагенеза		Тип ОВ	R°%	
K ₁ al-cn	ПК	ПК ₂ -ПК ₃	Г; СГ	0,40–0,50	Зона ранней генерации
K ₁₋₂ al-s	МК ₁ -МК ₂	ПК ₃ ¹ -ПК ₃	Г; ЛГ	0,48–0,75	Начало главной зоны нефтеобразования
J ₃	МК ₂ -МК ₃	МК ₂	СГ; ГС	0,80–0,90	Главная зона нефтеобразования
J ₁₋₂	МК ₂ -МК ₄	МК ₂ ¹ -МК ₄	Г; СГ; ЛГ	0,85–1,35	Главная зона нефтегазообразования; главная зона газообразования

Примечания. Г — гумусовое; СГ — сапропелево-гумусовое; ГС — гумусово-сапропелевое; ЛГ — лейптинито-гумусовое. R° — показатель преломления.

в результате которой образовались поднятия с большими амплитудами (более 200 м). Сопоставление величин высот залежей с геологическими запасами свидетельствует об их явной коррелируемости [Пунанова, 2024].

На западе глубина погружения кровли комплекса в пределах северных районов Западной Сибири колеблется от 300–500 м (Ярудейская, Хейгинская площади) до 1 600 м в центральных районах. Толщины отложений изменяются от 450 м на западе до 1 600 м и более в центре и на востоке. Выявлена невысокая нарушенность недр западно-арктических морей разломами, благоприятствовавшая сохранности газа в виде скоплений [Астафьев и др., 2023]. Схема эволюции процессов нефтегазогенерации в Южно-Карском бассейне, с использованием материалов [Кирюхина и др., 2011; Астафьев и др., 2023], показана в табл. 2.

Выявленные зоны катагенеза отложений от верхнеюрских до меловых отложений соответствуют шкале эволюционной зональности. Важно, что ОВ меловых (нижне и верхнемеловых) отложений слабо преобразовано, и попадает в зону от протокатагенеза

за до раннего мезокатагенеза, тогда как отложения средней и верхней юры претерпели более высокую стадию катагенеза в зоне ГЗН. ОВ нижнеюрского комплекса возможно более сильно преобразовано в зоне усиленного мезокатагенеза.

Объемно-генетическим методом определены [Полякова, Данилина, 2013] масштабы нефтегазообразования в Южно-Карском регионе. Показано, что максимальные плотности эмиграции УВ, что составляют суммарно до 11 млн т/км² нефти и 7 млрд м³ газа, связаны с глинистыми отложениями нижнесреднеюрского возраста. В отложениях неокома эти цифры несколько ниже. Подсчеты относятся только к центральной части Южно-Карской впадины, а при приближении к Припайхойско-Новоземельской впадине эти величины будут иными, вероятно ниже, что обусловлено изменением стадийности катагенеза. Поэтому и масштабы нефтегазогенерации предположительно будут также ниже. Меловой продуктивный комплекс (апт-альб-сеноман), ОВ которого характеризуется низкой катагенетической зрелостью (до стадии протокатагенеза ПК₁) и гумусовым углистым типом ОВ в этих зонах, будет генерировать газовые скопления, по аналогии с северной материковой частью Западно-Сибирского НГБ, создавая вероятно мегарезервуары с гигантскими и уникальными запасами газа.

На основе представленного материала и изучения результатов сейсмических работ с картированием в разрезе осадочных отложений локальных структур-ловушек разного уровня и размеров в работе [Шустер и др., 2024] проведен выбор перспективных объектов для проведения поисково-разведочных работ. В исследовании было отмечено, что в южной части Карского моря на территории Припайхойско-Новоземельской моноклизы наиболее перспективными для обнаружения скоплений нефти и газа являются неантиклинальные ловушки большой площади и высоты. К таковым авторами были отнесены структуры № 12г в отложениях J₃-K₁nc (площадь 440 км², высота 55 м) и в отложениях PZ₁₋₂-J₃ № 16б (площадь 350 км², высота 70 м). На рис. 6 показано расположение выбранных структур в поле границ стадийности катагенеза на основе исследований



Рис. 6. Схема расположения локальных ловушек Припайхойско-Приновоземельской моноклизы Карского моря [Долгунов, Мартиросян, 2014] и катагенеза ОВ в кровле юрских отложений Южно-Карского региона [Богоявленский, Полякова, 2012] с дополнениями. Стадии катагенеза: ПК — протокатагенез; МК₁ — слабый мезокатагенез; МК₂ — умеренный мезокатагенез; МК₃ — сильный мезокатагенез

Таблица 3

Характеристика нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского НГБ и прогнозная геохимическая оценка нефтегазоносных комплексов Припайхойско-Приновоземельской моноклизы с указанием фазового состояния залежей

Газонефтеносные комплексы	Тип ОВ и содержание C _{орг} в глинистых разностях, %	Стадии катагенеза, R°, % [Фомин, 2024]	Rock-Eval T _{max} HI мгУВ/гC _{орг}	Производящие толщи; возможные типы залежей	Толщина формации, м	Глубины залегания, м
Верхний продуктивный K _{1a} ³ –K _{2s}	Гумусовый сапропелево-гумусовый C _{орг} =1,2–2,0	1. ПК ₂ –ПК ₃ 0,30–0,40 2. ПК ₃ –МК ₁ 0,40–0,50	T _{max} =410–440	ГНПТ; Г	950–1150	500–2350
	**Гумусовый C _{орг} =0,8–2,8	ПК ₂ –ПК ₃ 0,30–0,40	н/д	ГНПТ; ГКН; Г		300–500
Ачимовский K _{1b-v} ¹	*Сапропелево-гумусовый C _{орг} =0,61–4,0	МК ₁ –МК ₂ 0,50–0,65	T _{max} =450–460	ГНПТ; Г; ГК	100–500	2500–3800
	**гумусово-сапропелевый C _{орг} =0,6–2,9	МК ₁ 0,50	ПК ₁ –МК ₁	ГНПТ; Г		
Верхнеюрский J ₃	*Сапропелевый, гумусово-сапропелевый C _{орг} =0,9–4,8	МК ₁ –МК ₃ 0,50–0,85	T _{max} =440–470 HI=70–400	НГПТ НГК; ГКН; Н	50–400	2500–3950
	**Гумусово-сапропелевый C _{орг} =1,2–2,4	ПК ₁ –МК ₁ 0,25–0,50	T _{max} =410–440	НГПТ НГК; ГКН	50–300	150–1850
Нижнесреднеюрский J ₁₋₂	*Гумусовый, сапропелево-гумусовый C _{орг} =3,0	МК ₃ 0,85–1,15	T _{max} =460–490 HI=50–150	НГПТ НГК; ГКН; Н	500–2000	2900–5500
	**Гумусовый, C _{орг} =0,8–3,4	МК ₁ –МК ₂ 0,50–0,65	T _{max} =440–465	НГПТ ГК; ГКН; Г	400–700	400–2200
Доюрские отложения	*Сапропелево-гумусовый C _{орг} =0,2–3,0	МК ₂ –МК ₄ 0,65–1,15	T _{max} =410–465 (СГ–6) HI=215–275	НГПТ НГК; ГКН; Н	>5000	>5000
	**Гумусово-сапропелевый C _{орг} =0,4–2,8	МК ₂ –МК ₃ 0,65–0,85	T _{max} =435–438	НГПТ ГК; ГКН; Г	1500–3000	1150–4300

Примечания. Подчеркнут преобладающий тип ОВ; 1 — западная часть региона, 2 — восточная; * — показаны параметры для территории Западно-Сибирского НГБ, ** — предполагаемые параметры для изучаемого региона — юго-западная часть Южно-Карского НГБ; ГНПТ — газонефтепроизводящая толща; НГПТ — нефтегазопроизводящая толща. Типы залежей: Г — газовые; Н — нефтяные; НГК — нефтегазоконденсатные; ГКН — газоконденсатнефтяные; ГК — газоконденсатные.

катагенеза ОВ в кровле юрских отложений Южно-Карского региона [Богоявленский, Полякова, 2012].

Рекомендованные структуры в этой части разреза попадают в зону протокатагенеза (ПК) и начального мезокатагенеза (МК₁). Приуроченность структур к определенным зонам катагенеза, показанная на схеме, коррелирует со схемой катагенетической зональности, опубликованной существенно позднее (см. рис. 5). Можно предположить, что ловушки, расположенные ближе к центральной части Южно-Карской впадины, но несколько меньшие по размерам, также могут быть весьма перспективны, так как ОВ, ответственное за генерацию УВ в юрских и доюрских отложениях, связано с более высоким палеопрогревом, и, вероятно, при этом находится в ГЗН. Выбор данных объектов основан на количественных и качественных прогнозных оценках основных геолого-геохимических факторов, контролирующих процессы генерации и аккумуляции углеводородов (табл. 3).

Выводы. Подводя итог исследований по проблемам нефтегазогенерации НГК северных ре-

гионов Западной Сибири, можно констатировать и прогнозировать следующие тенденции процессов онтогенеза УВ в изучаемом регионе. Нефти и конденсаты севера Западно-Сибирского НГБ, связанные с различными НГК, генерированы на разных стадиях катагенеза в различных литофациальных обстановках, характеризуются различной генерационной способностью и вероятно своеобразным УВ составом и разным фазовым состоянием. Общее выклинивание мезокайнозойских, а возможно и палеозойских отложений, и уменьшение толщин осадочного выполнения в Припайхойско-Новоземельской моноклизе, и в связи с этим тенденция к снижению палеотемператур и стадийности катагенеза, привели к иным границам глубин обнаружения различных типов залежей. Практически во всех НГК региона возможно обнаружение газовых скоплений, это действительно газовый бассейн. Доюрские НГК в регионе попадают в заключительную фазу главной зоны нефтегазообразования (МК₂₋₃). Будут преобладать газоконденсатные скопления, газовые. В Предновоземельской НГО в юрских НГК вероятна

также возможность обнаружения и частично газовых, газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скоплений, особенно в нижнесреднеюрских отложениях за счет превалирования гумусового материала. Отложения верхнего продуктивного комплекса, ОВ которого характеризуется низкой катагенетической зрелостью (до стадии протокатагенеза-мезокатагенеза ПК₁-МК₁), гумусовым углистым типом исходного ОВ, и в зонах Припайхойско-Новоземельской моноклизы способно генерировать скопления протокатагенетического газа, аналогично северной части Западно-Сибирского НГБ с уникальными газовыми, газоконденсатными и газонефтяными залежами в этих отложениях.

Предстоит дополнительно увеличить объем разведочного бурения для получения первичных данных для создания модели онтогенетических

закономерностей нефтегазообразования, характеризующей процессы миграции, аккумуляции, катагенеза ОВ и соответственно масштабов генерации, и способной привести к открытию крупных скоплений углеводородного топлива на изучаемой территории. Уже сейчас необходимо рассматривать новые перспективные направления поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений на шельфе российских морей, разрабатывать и рекомендовать научно-методические решения и виды исследований.

Финансирование. FMME-2025-0012 Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Толстиков А.В. А будет ли «большая нефть» в недрах морских осадочных бассейнов Северной Евразии? // Вести газовой науки. 2023. № 1(53). С. 253–261.
- Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3 (7). С. 92–103.
- Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ким Н.С., Ярославцева Е.С. Геохимия керогенов юрских отложений севера Западной Сибири // Георесурсы. 2024. № 4(26). С. 20–31.
- Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень: МНП «Геодата», 2020. 462 с.
- 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.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbruchen (Germany). Lambert Academic Publishing, 2012. 135 с.
- Долгунов К.А., Мартиросян В.Н. Комплексные геофизические исследования зоны сочленения Припайхойской моноклинали со структурами Западно-Карской региональной ступени. Информационный геологический отчет о результатах и объемах работ, выполненных ОАО «Севморнефтегеофизика». 2014. (Государственный контракт № 04/04/70-34 от 22 июля 2013 г., дополнительные соглашения № 1-4 к контракту).
- Карагодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный подход) // Георесурсы. 2006. Вып. 18. № 1. С. 28–30.
- Кирихина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7(662). С. 66–70.
- Конторович В.А. Нефтегазоносность Карского моря // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2018. № 11. С. 34–43.
- Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря // Доклады РАН. 2019. Т. 489, № 3. С. 272–276.
- Лобусев М.А. Арктическая газоносная провинция Западной Сибири. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2023. 323 с.
- Полякова И.Д., Данилина А.Н. Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Западно-Арктических акваториях России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Вып. 8(3). С. 1–42.
- Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. № 2(20). С. 67–80.
- Пунанова С.А. Масштабность скоплений углеводородов в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири и причины ее изменчивости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 7(391). С. 5–13.
- Пунанова С.А. К вопросу о выборе наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений углеводородов на севере Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 323–337.
- Рыбьяков А.Н., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения углеводородов Сибири и Дальнего Востока России. Сколько еще не открыто и где? // Вести газовой науки. 2023. № 1(53). С. 278–293.
- Санникова И.А., Большакова М.А., Баранова Д.Б. и др. 3D бассейновое моделирование. Оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Южно-Карского региона // Деловой журнал Neftegaz.RU Offshore. 2018. № 11. С. 30–32.
- 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.
- Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 11(95). С. 36–51.

Ступакова А.В., Большакова М.А., Сулова А.А. и др. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. Вып. № 2(23). С. 6–25.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2011. № 9(76). С. 6–11.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских и фанерозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины // Геология и геофизика. Т. 65, № 11. С. 1600–1608.

Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря // Георесурсы. 2023. № 1(25). С. 67–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8>

Шустер В.Л., Пуланова С.А. Вопросы освоения запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокри-

териальная оценка перспектив его нефтегазоносности // Георесурсы. 2014. № 4(59). С. 53–57.

Шустер В.Л., Пуланова С.А. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор» // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 16–19.

Шустер В.Л., Пуланова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. № 4(18). Ч. 1. С. 337–341.

Шустер В.Л., Пуланова С.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. № 1(23). С. 30–41.

Шустер В.Л., Пуланова 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.

Статья поступила в редакцию 20.02.2025,
одобрена после рецензирования 12.03.2025,
принята к публикации 28.08.2025