

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98.061

EDN: VELHGB

Особенности масштабности скоплений углеводородов и зоны нефтегазонакопления арктических регионов Западной Сибири

С.А. Пунанова ✉, С.А. Добрынина

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Работы, проводимые в области северных арктических территорий на шельфе Карского моря, где в последние годы были открыты уникальные и крупные по запасам месторождения углеводородов, вызвали необходимость в исследованиях, основанных на личном материале авторов и критическом анализе фактических и опубликованных данных, направленных на их изучение. *Цель работы.* Обосновать и применить комплексный системный подход к оценке перспективности территории севера Западной Сибири и шельфа Карского моря на основе анализа масштабности скоплений в зонах нефтегазонакопления, а также стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород мезозойских нефтегазоносных комплексов. *Материалы и методы.* База аналитических и научных данных по геолого-геохимическим особенностям скоплений углеводородов с различными начальными геологическим запасами. Анализ результатов по стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород северных регионов Западной Сибири и фазовому состоянию залежей. *Результаты.* Подтверждается высокая масштабность скоплений углеводородов в зонах нефтегазонакопления, протягивающихся от континентальной части Западной Сибири в акваторию Карского моря, а также единообразная системная изменчивость стадийности катагенеза органического вещества, что диктует определенную и фазовую зональность углеводородных скоплений. *Выводы.* Типизация углеводородных флюидов месторождений юрских и мелового нефтегазоносных комплексов северных областей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с выделением зон преобразованности органического вещества по стадийности катагенеза и соответственно по фазовому состоянию, а также по масштабности скоплений способствует более эффективной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, а также совершенствованию методов раздельного прогноза, что является необходимым условием при выработке методики разработки и эксплуатации залежей углеводородов.

Ключевые слова: арктические регионы Западной Сибири, месторождения нефти и газа, зоны нефтегазонакопления, фазовое состояние углеводородных скоплений, катагенез органического вещества, нефтегазоносные комплексы

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

✉ Пунанова Светлана Александровна, s_punanova@ipng.ru

© Пунанова С.А., Добрынина С.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Пуланова С.А., Добрынина С.А. Особенности масштабности скоплений углеводородов и зоны нефтегазонакопления арктических регионов Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 372–390. EDN: VELHGB

Введение

Несмотря на то, что Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является до настоящего времени основным регионом главного нефтегазового потенциала России, проблема поддержания промышленных запасов столь высокого уровня добычи остается приоритетной, но и весьма сложной. Проведенные исследования, изложенные в статье, направлены на обобщение и критический анализ геолого-геохимических материалов по северным регионам Западно-Сибирского НГБ с охватом данных в область арктических территорий на шельфе Карского моря. Здесь открыты уникальные и крупные по запасам месторождения углеводородов (УВ) в мезозойских нефтегазоносных комплексах (НГК). Выявление общих тенденций процессов нефтегазогенерации этой обширной территории с выделением зон нефтегазонакопления является актуальной и востребованной задачей, которая имеет большое научное и практическое значение.

Целью работы является обоснование и применение комплексного системного подхода к оценке перспективности территории севера Западной Сибири и шельфа Карского моря на основе анализа масштабности скоплений в зонах нефтегазонакопления, а также стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород мезозойских НГК.

Материалы и методы

База аналитических и научных данных по геолого-геохимическим особенностям скоплений углеводородов с различными

начальными геологическим запасами. Анализ результатов по стадийности катагенетических преобразований органического вещества пород северных регионов Западной Сибири и фазовому состоянию залежей.

Результаты и обсуждение

Общие сведения о регионе

Опираясь на тектонические схемы, стратиграфические построения, сейсмические профили, В.А. Конторовичем с соавторами [1] часть арктической территории Западно-Сибирского НГБ выделена как Южно-Карская нефтегазоносная область (НГО), продолжающая и собственно входящая в состав северной части Западно-Сибирского НГБ. В Южно-Карской НГО перспективен широкий диапазон осадочных отложений, также как и в граничащих с ней Ямальской и Гыданской. Основная нефтегазоносность связана с мезозойскими, в первую очередь с меловыми отложениями, а перспективен весь комплекс отложений, включая и палеозойские.

В Карском море в мезозойских НГК открыты уникальные газоконденсатные месторождения (ГКМ) – Русановское (1987) и Ленинградское (1989), нефтегазовое месторождение (НГМ) «Победа» (2020), газовое (ГМ) им. В.А. Динкова (2019), газовое им. Маршала Рокоссовского (2020) [2]. НГМ «Победа» имеет суммарные извлекаемые запасы нефти – 130 млн т, газа – 499,2 млрд м³. Запасы газа обнаружены в меловых отложениях сеномана и апт-альба, нефти – в юрских отложениях.

Анализ нефти, проведенный в ТомскНИПИнефть на современном оборудовании методом газовой хроматографии, изотопии и молекулярной масс-спектрометрии, показал уникальные свойства добываемой нефти – она легкая (плотность 0,808–0,814 г/см³), практически бессернистая (меньше 0,02%), малосмолистая (1,5%) с высоким выходом светлых фракций (до 60–70%)¹.

По данным Газпрома извлекаемые запасы газа категорий C₁+C₂ в ГМ им. В.А. Динкова составляют 390 млрд м³. Газовые и газоконденсатные залежи Ленинградского ГKM связаны с меловыми (альб-сеноманскими) отложениями. Начальные запасы газа – 3 трлн м³. Разведанные и предварительно оцененные запасы (категории ABC₁+C₂): газа – 1,05 трлн м³, газового конденсата – 3 млн т. По запасам Ленинградское ГKM относится к уникальным². ГМ им. Маршала Рокоссовского, открытое компанией Роснефть, имеет суммарные запасы газа – 514 млрд м³ и конденсата – 53 млн т и также относится к уникальным. Русановское ГKM содержит 779 млрд м³ газа и 7,8 млн тонн газового конденсата (категории ABC₁+C₂).

Открыты крупные газовые месторождения – Нямейское (2019), «75 лет Победы» (2020). Извлекаемые запасы газа (категории C₁+C₂) на месторождении Нямейское составляют 120,8 млрд м³.

¹ Высокое качество нефти месторождения Победа подтверждено лабораторными исследованиями. URL: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/236777-vysokoe-kachestvo-nefti-mestorozhdeniya-pobeda-podtverzhdeno-laboratornymi-issledovaniyami/> (дата обращения: 01.11.2025).

² Ленинградское газоконденсатное месторождение. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142140-leningradskoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie/> (дата обращения: 01.11.2025).

Прогнозные ресурсы газа категории D₁ – больше 1,4 трлн м³, ресурсы газового конденсата – больше 82,2 млн т (геологические) и больше 12,7 млн т (извлекаемые). Месторождение «75 лет Победы» располагается в пределах Скуратовской перспективной площади. Извлекаемые запасы газа категорий C₁+C₂ составляют 202,4 млрд м³³.

В табл. 1 [3] приведены обобщающие данные по нефтегазоносности Южно-Карской НГО со стратиграфической привязкой и количеством продуктивных пластов с данными по месторождениям Харасавэйское и Крузенштернское, расположенным в Ямальской НГО, граничащей с Южно-Карской НГО.

При проведении научных исследований по прогнозным оценкам перспективности территорий на нефть и газ необходим последовательный системный подход, включающий выделение на территории бассейна зон нефтегазонакопления. Это эффективное звено методических направлений исследований, обеспечивающее современное решение задач отрасли. По мнению ряда исследователей [1, 4, 5] «выделение зон аккумуляции и нефтегазонакопления путем выбора генетически и морфологически однотипных объектов поисковых работ в пределах (мега-) нефтегазоносных комплексов и количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа нескольких (мега-) комплексов в совокупности позволяют формировать целенаправленные и эффективные программы геологического изучения нефтегазоперспективных земель» [4].

³ На шельфе Карского моря открыта газовая залежь. URL: https://rosnedra.gov.ru/press/news/na_shelfe_karskogo_morya_otkryta_gazovaya_zalezhi/ (дата обращения: 01.11.2025).

Табл. 1. Распределение залежей УВ по фазовому состоянию и продуктивным горизонтам в Южно-Карской НГО**Table 1.** Distribution of hydrocarbon deposits by phase state and productive horizons in the South Kara Oil and Gas Region

Система	Отдел	Ярус	Количество продуктивных пластов							
			НГМ «Победа»	ГКМ Русановское	ГКМ им. В.А. Динкова	ГКМ Ленинградское	ГМ Нягмейское	ГМ «75 лет Победы»	ГКМ Харасавэйское	ГКМ Крузенштерское
МЕЛОВАЯ	Верхний (K ₂)	Сеноманский (K _{2s})	1		4	2	1	1	1	1
		Альбский (K _{1al})	1	3	2	5		5	1	3
	Нижний (K ₁)	Аптский (K _{1a})	1	4	4	6			3	3
		Барремский (K _{1br})							11	
		Готеривский (K _{1g})							6	1
		Валанжинский (K _{1v})								
		Берриасский (K _{1b})								
ЮРСКАЯ	Верхний (J ₃)	Титонский (J _{3tt})								
		Кимериджский (J _{3km})								
		Оксфордский (J _{3o})								
	Средний (J ₂)	Келловейский (J _{2k})								
		Батский (J _{2bt})	1						2	
		Байосский (J _{2b})								
		Ааленский (J _{2a})								
	Нижний (J ₁)	Тоарский (J _{1t})								
		Плинсбахский (J _{1p})	1							
		Синемюрский (J _{1s})								
		Геттангский (J _{1h})								

Фазовое состояние УВ: ■ газ; ■ газовый конденсат; ■ нефть

Источник: [3] / Source: [3]

В настоящее время существует много геолого-геохимических позиций, по которым происходит вычленение на территории бассейна зон нефтегазонакопления. Это и «месторождения, приуроченные к одному и тому же относительно крупному линейно-вытянутому структурному элементу» [6], и «ассоциация (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению

местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой ловушек» [7], и обособленная часть осадочного чехла, заключающая залежи нефти и газа, характеризующаяся как одинаковым возрастом и литологическим составом коллекторов, так и схожим химическим составом УВ.

Очень часто зонами нефтегазо-накопления являются крупные положительные либо отрицательные структуры, в которых и происходят процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а относительно небольшие по размерам поднятия являются локальными объектами [1]. Более сложная проблема выделения зон нефтегазонакопления возникает при прогнозировании глубоких палеозойских выступов фундамента. В таком случае источниками генерации могут являться высокообогащенные осадочные отложения, облекающие эрозионные выступы фундамента (например, Краснотенский свод Западно-Сибирского НГБ). При такой модели, по мнению [5], при прогнозе зон нефтегазонакопления и поиске месторождений нефти и газа необходимо ориентироваться на близость с глубинными сейсмическими и гравимагнитными аномалиями, которые и приводят к процессам раскristаллизации и разуплотнения блоков глубинных кристаллических пород.

Таким образом, необходим комплексный подход с учетом всех предлагаемых критериев для трассирования зон нефтегазонакопления в осадочном НГБ и оценки перспективности территории на нефть и газ.

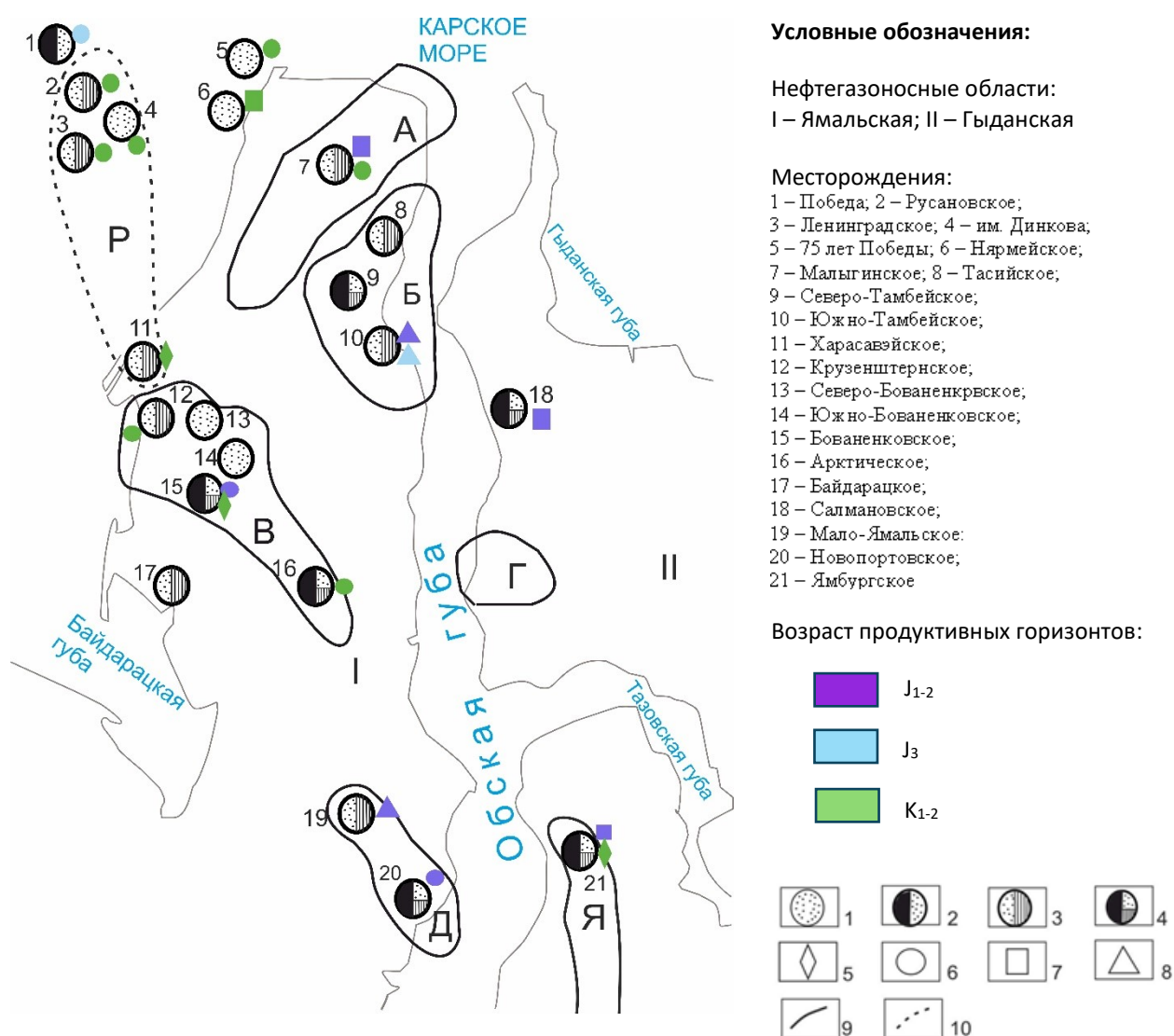
**Масштабность скоплений
мезозойских отложений в связи
с тектоническим строением и
зонами нефтегазонакопления**

На схематической карте-схеме (рис. 1) показана масштабность скоплений УВ мезозойских комплексов. На карте-схеме указана соответствующим знаком крупность скоплений УВ в нижне-среднеюрском, верхнеюрском и меловом

(верхний продуктивный комплекс) НГК с учетом тектонических элементов и зон нефтегазонакопления. Выделены гиганты, уникальные и крупные месторождения⁴. Велика роль тектонических критериев, формирующих зоны нефтегазонакопления, в распределении класса запасов УВ севера Западно-Сибирского НГБ. При выделении тектонических зон были использованы материалы [8] и др.

Как было нами показано ранее в исследованиях [9, 10], результаты которых соответствуют, подтверждают и дополняют выводы других авторов, можно констатировать автономность, оригинальность скоплений УВ в каждом НГК как юрского возраста (нижнесреднеюрского и верхнеюрского), так и мелового (апт, альб, сеноман). В юрских НГК крупные и уникальные по геологическим запасам месторождения локализованы на положительных структурах 1-го порядка (мегавалы) и 2-го порядка (мезовалы). Эти тектонические структуры и являются зонами нефтегазонакопления, определяющими общность процессов нефтегазогенерации в их пределах.

⁴ В соответствии с классификацией запасов, (Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 № 30943, вступил в силу 01.01.2016) по величине начальных запасов (тыс. т) месторождения расчленяются на 4 группы: I – мелкие (от менее 5000 до 15000), II – средние (15000–60000), III – крупные (60000–300000) и IV – уникальные (более 300000). Залежи с запасами более 1 млрд т условного топлива относятся к гигантским скоплениям (Классификация ОАО «Газпром», использована в исследовании только для месторождений верхнего мела на суше).



Месторождения по фазовому состоянию (по данным гос. балансов за 2022 г. без указания возраста продуктивных горизонтов): 1 – газовые; 2 – нефтегазовые; 3 – газоконденсатные; 4 – нефтегазоконденсатные; по масштабности скоплений юрских и мелового НГК (геологические запасы): 5 – гиганты; 6 – уникальные; 7 – крупные; 8 – средние

Зоны нефтегазоаккумуляции (структурные элементы) и границы зон: 9 – установленные; 10 – прогнозируемые: А – Северо-Ямальский мегавал; Б – Средне-Ямальский мегавал; В – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал; Я – Ямбургский мезовал (Уренгойско-Ямбургская зона нефтегазоаккумуляции); Р – Русановский мегавал (прогнозируемая Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградская зона нефтегазоаккумуляции)

Рис. 1. Масштабность скоплений нефтегазоносных комплексов (юрских и мелового) северных территорий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Fig. 1. The scale of accumulations of oil and gas complexes (Jurassic and Cretaceous) in the northern territories of the West Siberian Oil and Gas Basin

Так, Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) (уникальное по запасам в J_{1-2}) находится на Новопортовском поднятии Южно-Ямального мезовала (зона нефтегазонакопления); Бованенковское НГКМ (уникальное по запасам в J_{1-2}) приурочено к Бованенско-Нурминскому наклонному мегавалу (одноименная зона нефтегазонакопления); крупные по запасам месторождения в J_{1-2} открыты: Ямбургское НГКМ – на Ямбургском мезовалу (Ямбургско-Уренгойская зона нефтегазонакопления), а Малыгинское ГК – на Северо-Ямальском мегавалу.

На южной территории Западно-Сибирского НГБ крупные по масштабам месторождения установлены на структурах первого порядка – в зонах нефтегазонакопления: Новогднее НГМ (крупное по запасам в J_3) – Вынгапуровском мегавалу, Уренгойское ГКМ (среднее по запасам в J_{1-2} и J_3) – на Центрально-Уренгойском мезовалу. Харампурское НГКМ (крупное по запасам в J_3) размещается в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Таким образом, анализ связи масштабности месторождений со структурными элементами выявил приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к зонам нефтегазонакопления, связанным с крупными положительными структурными элементами – мега- и мезовалами.

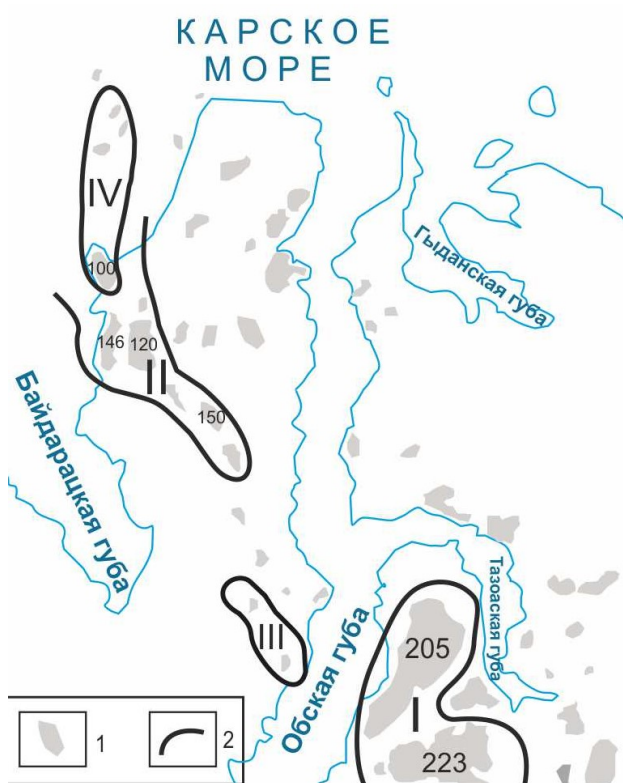
Месторождения-гиганты мелового возраста (верхний продуктивный комплекс, включающий апт-альб-сеноманские отложения) также приурочены к зонам нефтегазонакопления, одна из которых – Уренгойско-Ямбургская – расположена в осевой части Надым-Тазовской НГО (Уренгойское ГКМ, Ямбургское НГКМ, Медвежье НГКМ), а другая – на Ямале (Бованенковское НГКМ, Крузенштернское

ГКМ), приуроченная к Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу, – она протягивается в регион Южно-Карской впадины, образуя одноименную зону нефтегазонакопления, связанную с гигантскими меловыми месторождениями на континенте и на шельфе. Русановский мегавал с гигантскими и уникальными месторождениями меридионального простирания с Русановским, Ленинградским и Северо-Харасавэйским поднятиями, которые, по данным [1], отчетливо проявляются в рельефе меловых горизонтов, вероятно, можно считать Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградской зоной нефтегазонакопления. По данным [1], эта зона нефтегазонакопления возможно трассируется только по меловым отложениям, поскольку в рельефе кровли юры Русановское куполовидное поднятие находится к северу от Южно-Карской синеклизы, оконтурено на отметке -3420 м, а на расположенной южнее Ленинградской площади в рельефе кровли юры поднятие не выделяется и месторождению в плане отвечает северный моноклиальный борт депрессии. Также иная трактовка истории развития и строения Ленинградского и Русановского месторождений высказана в работе [11]. В ней автор отмечает различия в их «структурной выраженности» и говорит о различном генезисе образования газовых гигантов в этой части региона.

В вопросе о вычленении нефтегазоносных комплексов в регионе нет единства мнений, но тем не менее стоит привести данные результатов большого труда группы исследователей, охватывающие объем геолого-геохимических и геофизических изысканий, накопившихся за более вековой период истории изучения Западно-Сибирской Арктики [12].

Авторы выделяют не только зоны нефтегазонакопления, но и узлы нефтегазонакопления, что является более крупной иерархией в системе понятий о процессах нефтегазообразования, о процессах, выраженных в планетарном масштабе. Выделено пять узлов газонефтенаскопления: Бованенковско-Харасавэйский газоконденсатный, Тамбейский газоконденсатнонефтяной, Новопортовский нефтегазоконденсатный, Центрально-Обский газоконденсатный и Русановско-Ленинградский газоконденсатный. По мнению авторов, вне этих узлов масштабность залежей УВ значительно снижается.

Причина высокой масштабности залежей (мегарезервуаров) верхнего продуктивного НГК севера Западной Сибири – гигантские и уникальные запасы УВ сырья – объясняется благоприятным сочетанием как геохимических, так и геологических особенностей региона [12], при этом большое влияние оказывают геодинамические процессы. Как показано в работе [13], образование месторождений-гигантов в этом регионе обусловлено наличием крупных и гигантских структурных ловушек и значительной высотой залежей, что хорошо отражается на схеме (рис. 2).



Условные обозначения:

- 1 – месторождения;
- 2 – границы зон нефтегазонакопления

Зоны нефтегазонакопления:
 I – Уренгойско-Ямбургская, высота ловушек более 200 м;
 II – Бованенковско-Нурминская, высота ловушек от 100 до 150 м;
 III – Южно-Ямальская, высота ловушек менее 50 м;
 IV – Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградская, прогнозируемая, высота ловушек более 100 м

Рис. 2. Схема зон нефтегазонакопления УВ скоплений в сеноманских отложениях с гигантскими запасами с указанием высот ловушек

Fig. 2. Diagram of oil and gas accumulation zones of hydrocarbon accumulations in Cenomanian deposits with gigantic reserves, indicating trap heights

На схеме достаточно четко обособливается зона месторождений (I) с максимальными высотами ловушек (более 200 м), к которой приурочены месторождения УВ с гигантскими и уникальными запасами (см. рис. 1) и связанная с Уренгойско-Ямбургской зоной нефтегазонакопления. Масштабность скоплений УВ увеличивается с увеличением высоты залежи и соответственно с увеличением высоты ловушки, что подтверждает значительное влияние на процесс увеличения запасов геодинамических процессов. Как явствует из рис. 2 – зоны, выделяемые по величинам высот ловушек (I, II, III), соответствуют в основных своих очертаниях зонам нефтегазонакопления. Интересно, но и спорно возможно выделение зоны с ловушками более 100 м в область Карского моря в прогнозируемой зоне нефтегазонакопления Северо-Харасавэйско-Русановско-Ленинградской. Зона с высотами более 100 м открывается в виде расширяющегося «залива» в сторону Карского моря в западной и юго-западной частях Ямальской НГО. Это месторождения: Крузенштернское (146 м), Бованенковское (120 м) и Харасавэйское (100 м). Можно прогнозировать, что при наличии высокоамплитудных ловушек в этой части акватории Карского моря будут обнаружены залежи с $H > 150$ м, а возможно, даже и 200 м. Вероятнее всего, это будет зависеть только от наличия высокоамплитудных ловушек по кровле сеномана [13]. По данным [14], где анализируются высоты структур в Южно-Карском регионе и выделяются наиболее перспективные объекты, это предположение может иметь подтверждение, что, несомненно, увеличивает прогнозные оценки открытия дополнительных высоко-

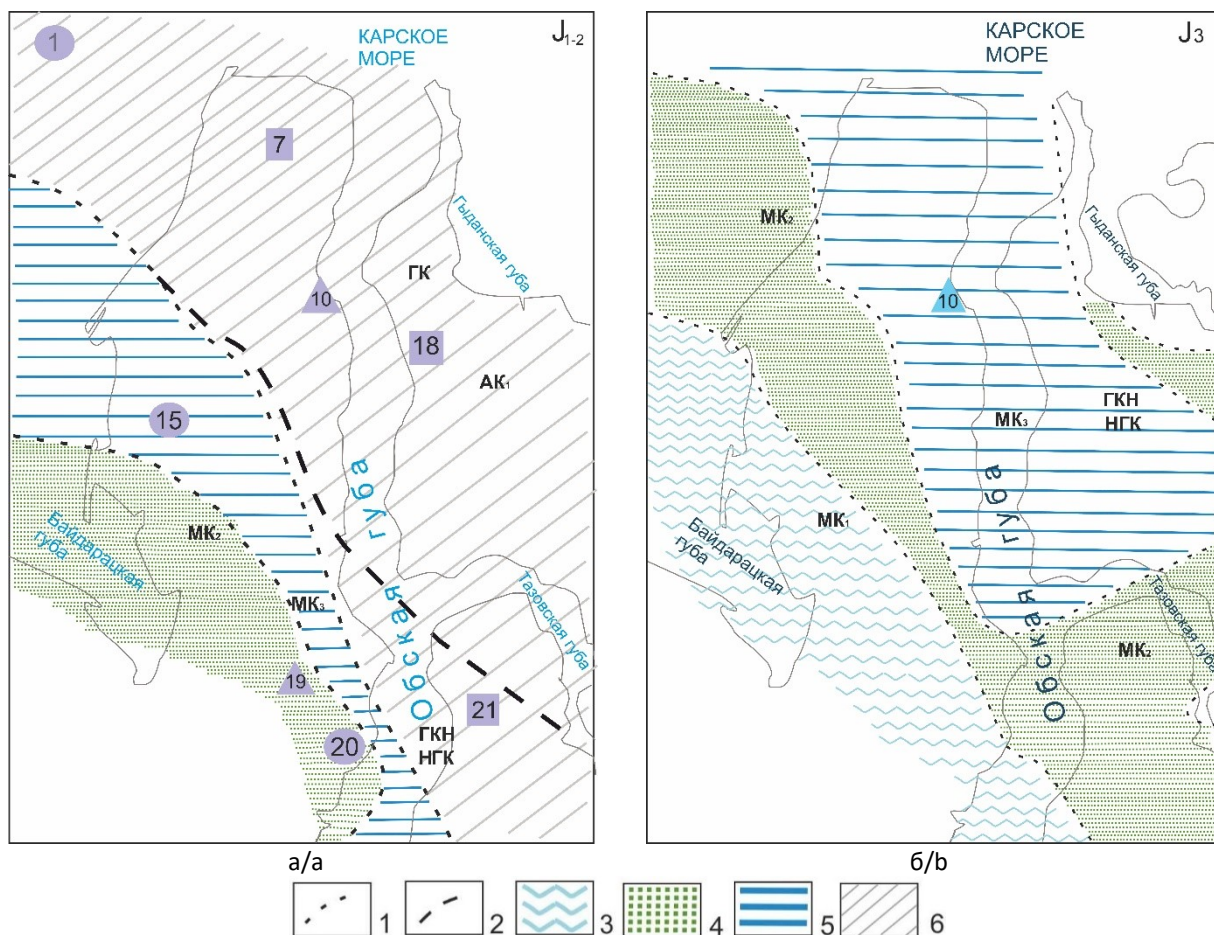
дебитных месторождений в шельфовом арктическом регионе Карского моря.

Стадийность катагенетических процессов в домеловых отложениях и фазовое состояние залежей

На рис. 3 показаны стадии катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) северных регионов Западной Сибири нижнесреднеюрского и верхнеюрского НГК. При построении схем по катагенезу ОВ за основу взята карта А.Н. Фомина и др. [15], а также результаты, опубликованные нами в предыдущих работах [9, 10, 14]. В представленном исследовании зоны различного катагенетического преобразования ОВ пород трассированы нами в область северных шельфовых месторождений.

На схемах выделены зоны распространения преобразованности ОВ различных стадий катагенеза и приведены границы зон скоплений УВ разного фазового состояния. Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ флюида – с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатнонефтяной, газоконденсатной и газовой.

В северной части Западно-Сибирского НГБ органическое вещество нижнеюрского НГК (базальных горизонтов юры) представлено тремя градациями катагенеза: стадиями $МК_2$, $МК_3$ и $АК_1$, т. е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом.



Условные обозначения:

Границы зон: 1 – градаций катагенеза; 2 – УВ скоплений различного фазового состояния

Градации катагенеза: 3 – МК₁ ($R_0=0,5-0,85\%$) – слабого мезокатагенеза; 4 – МК₂ ($R_0=0,85-1,15\%$) – умеренного мезокатагенеза; 5 – МК₃ ($R_0=1,15-2,0\%$) – сильного мезокатагенеза; 6 – АК₁ ($R_0>2,0\%$) – апокатагенеза

Месторождения: J₁₋₂: **уникальные**: 1 – Победа; 15 – Бованенковское; 20 – Новопортовское; **крупные**: 7 – Малыгинское; 18 – Салмановское; 21 – Ямбургское; **средние**: 10 – Южно-Тамбейское; 19 – Мало-Ямальское; J₃: **средние**: 10 – Южно-Тамбейское

Рис. 3. Схема стадийности катагенеза органического вещества юрских нефтегазоносных комплексов:
а – нижнесреднеюрского; б – верхнеюрского

Fig. 3. Diagram of the stages of catagenesis of organic matter in Jurassic oil and gas complexes:
а – Lower–Middle Jurassic; б – Upper Jurassic

Наибольшую площадь территории Ямальной и Гыданской НГО занимают регионы значительно преобразованного ОВ пород стадии АК₁, приуроченные к зонам нефтегазоаккумуляции с юга на север от Геофизического, Средне-Ямального и Северо-Ямального мегавалов и далее

протягивающиеся в область центральной части Карского моря в северо-западном направлении к Русановскому мегавалу. Это зона газоконденсатных месторождений. Здесь открыт целый ряд месторождений: Малыгинское, Салмановское, Южно-Тамбейское и др.

При этом можно прогнозировать в зоне апокатагенеза центральной части Карского моря по фазовому состоянию газоконденсатные скопления, возможно газовые. Зоны преобразования ОВ стадии МК₃ и МК₂ занимают меньшее пространство, располагаясь более узкой полосой к юго-западу от зоны АК₁ в районе зон нефтегазонакопления, приуроченных к Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу (стадия МК₃) и Южно-Ямальскому мезовалу (стадия МК₂). Здесь открыты газоконденсатнонефтяные скопления. В зоне МК₂ – месторождения Мало-Ямальское и Новопортовское, в зоне МК₃ – Бованенковское, Арктическое и др. На шельфе Карского моря и в зоне Байдарацкой губы прогнозируются стадии преобразования МК₁-МК₂ и возможно обнаружение газоконденсатнонефтяных и нефтегазоконденсатных скоплений.

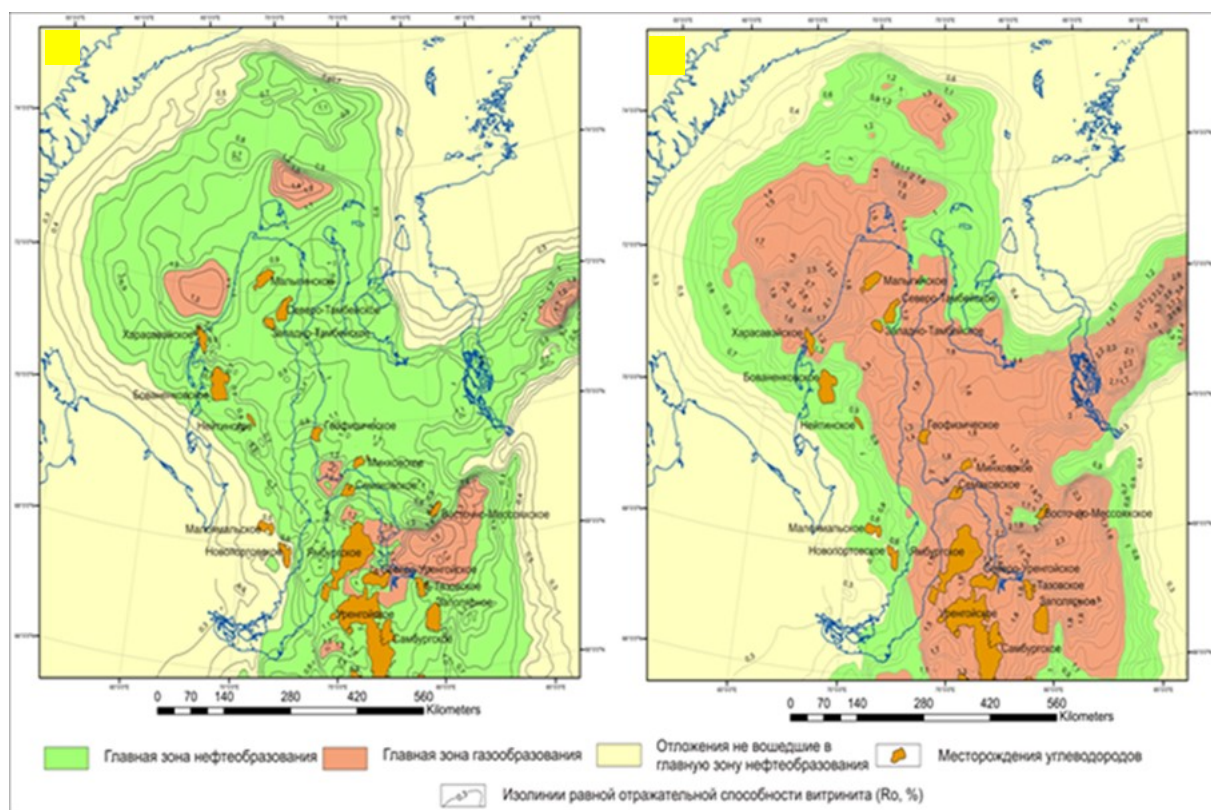
Таким образом, зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ базальных горизонтов юры отвечают определенные по фазовому состоянию типы УВ скоплений. Зоне умеренного катагенеза – нефтяные залежи (не показанные на карте – южнее исследуемой области), в зоне сильного мезокатагенеза преобладают газоконденсатнонефтяные залежи. Зона апокатагенеза – это область присутствия газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором.

ОВ верхнеюрских отложений преобразовано значительно меньше. Слабо преобразованное ОВ стадии ПК₃ ($R_0 < 0,5\%$) распространено ограничено и фиксируется лишь на локальных участках на севере Западной Сибири. Основное развитие здесь имеют зоны мезокатагенетической стадии преобразо-

вания от слабого до сильного мезокатагенеза, т. е. от МК₁ до МК₃. Зона преобразования ОВ пород стадии МК₃ занимает наибольшую площадь, практически всю Гыданскую НГО, и протягивается значительно севернее в область Карского моря. ОВ на территории зон нефтегазонакопления Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала и Русановского преобразовано несколько ниже, до стадии МК₂. Здесь открыты нефтегазоконденсатные скопления.

Наши данные по степени катагенетической преобразованности ОВ юрских НГК коррелируются с исследованиями других авторов [16–18]. По данным [16], на карте-схеме, охватывающей южную часть Карского моря, практически всю территорию Южно-Карского НГБ (рис. 4), также отмечается значительная разница в степени прогретости кровельной и базальной частей разреза юрских НГК. Если верхнеюрские отложения на большей части территории находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), то в подошве нижнеюрских отложений прогретость ОВ значительно выше, и ОВ попадает в ГЗГ, где формируются газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные скопления, а за счет преобладания гумусовой органики возможно и формирование газовых скоплений. Из рис. 3 и 4 следует, что для всего юрского комплекса характерно существенное ослабление прогретости в юго-западном направлении и переход в зону более слабого мезокатагенеза.

В работах [17, 18] изучена стадийность катагенетических изменений ОВ юрского комплекса и приводится карта катагенеза ОВ с данными показателя отражательной способности витринита (R_0 , %) в кровле юрских отложений Южно-Карского региона.



a/a

б/б

Рис. 4. Карты катагенетической преобразованности:
а – в кровле; б – в подошве юрского комплекса

Fig. 4. Maps of catagenetic transformation:
a – at the roof; b – at the base of the Jurassic complex

Источник: [16]

Source: [16]

В центре Карского моря отмечена наибольшая стадийность катагенеза ОВ, при этом R_o может достигать величин 1,55% ($МК_3$), а на север, юг и юго-запад стадийность ОВ уменьшается до величин R_o 1,15% и ниже, до 0,65% ($МК_2$ - $МК_1$) на территории Байдарацкой губы и Припайхойско-Приновоземельской моноклизы. Подобная тенденция выявлена и в настоящем исследовании (см. рис. 3б). Стоит отметить, что, именно опираясь на данные [17, 18, 19], нами в работе [14] выделены наиболее перспективные объекты-ловушки для поисков залежей УВ и дан

прогноз фазового состояния ожидаемых скоплений по всему осадочному перспективному разрезу Южно-Карской впадины.

По данным [20] (рис. 5), верхне-юрские отложения, в частности породы баженовской свиты, также отвечают стадии мезокатагенеза, при этом степень зрелости увеличивается на север от $МК_1$ до $МК_4$. Тип ОВ преимущественно сапропелевый, что подтверждается так же – преобладанием низкомолекулярных гомологов на хроматограммах.

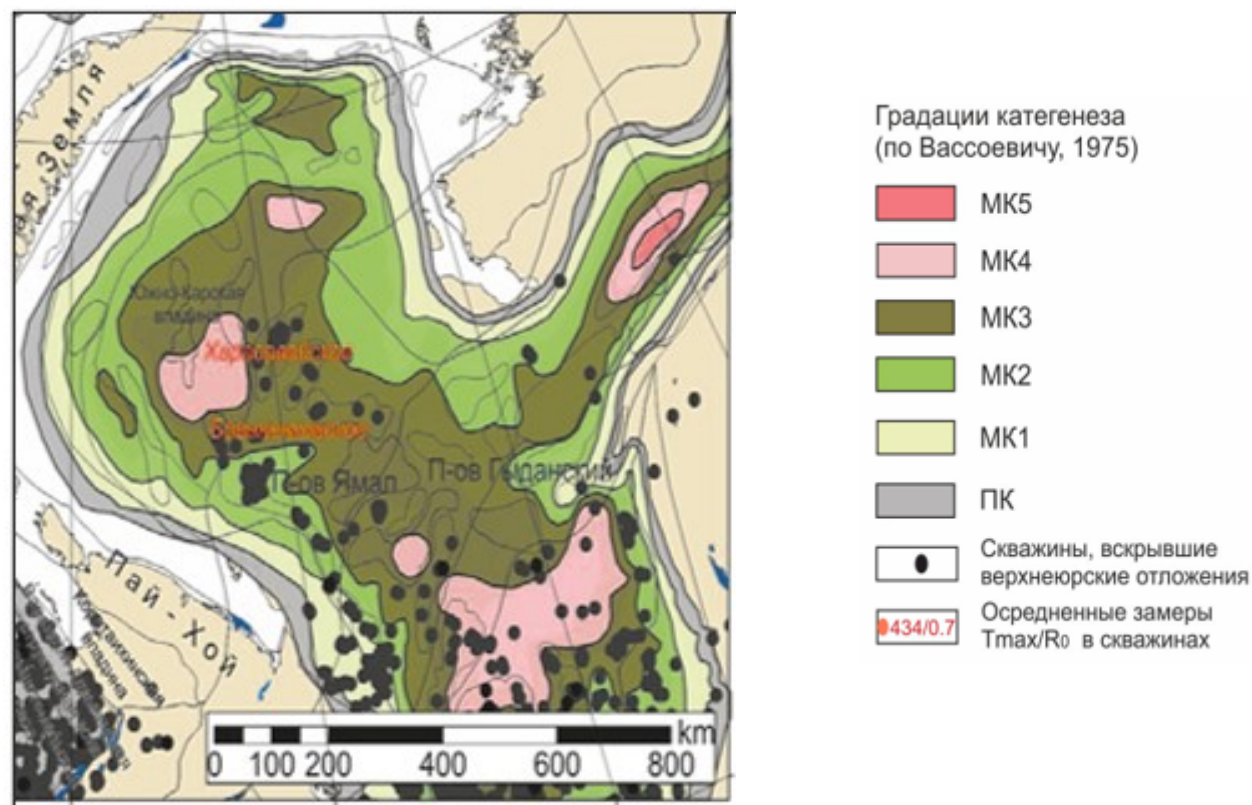


Рис. 5. Карта катагенетической зрелости верхнеюрской нефтегазоматеринской толщи Баренцева и Карского морей (приведена часть карты: Южно-Карский бассейн и север Западно-Сибирского НГБ)

Fig. 5. Map of the catagenetic maturity of the Upper Jurassic oil and gas source strata of the Barents and Kara seas (part of the map shown: South Kara Basin and northern West Siberian Oil and Gas Basin)

Источник: [20]

Source: [20]

Таким образом, юрский комплекс отложений Западно-Сибирского НГБ в пределах его северной части и далее на север в область шельфа Карского моря (в область Южно-Карской НГО) обладает высокими перспективами на обнаружение газоконденсатнонефтяных, газовых и, возможно, нефтегазоконденсатных скоплений, что подтверждается детальными исследованиями территории.

Заключение

Оценены масштабность скоплений УВ в зонах нефтегазонакопления, а также стадийность катагенетических процессов в домеловых отложениях шельфовых

территорий Южно-Карской НГО в Карском море и прогноз фазового состояния залежей.

Показаны результаты авторских исследований и проанализированы опубликованные данные по масштабности скоплений УВ меловых и юрских НГК северных территорий Западно-Сибирского НГБ, а также материалы по шельфовым районам Южно-Карской НГО. Обоснованы зоны нефтегазонакопления в континентальной части (Ямальная НГО), связанные со структурами первого порядка – валами и мегавалами, к которым приурочены месторождения УВ с большими запасами – уникальные и крупные.

Выделена также прогнозируемая зона нефтегазонакопления, протягивающаяся с территорий континентальной части Западной Сибири в акватории Карского моря на территории Южно-Карской НГО. Трассирование зон и их вычленение подтверждается высокой масштабностью скоплений УВ в этих зонах, а также эволюционной системной изменчивостью стадийности катагенеза ОВ, что обуславливает и определенную фазовую зональность УВ скоплений, чередуя зоны нефтегазоконденсатные, газоконденсатно-нефтяные, зоны газоконденсатных и газовых скоплений. Проведенные исследования свидетельствуют о преемственности процессов нефтегазообразования на территории всего Западно-Сибирского НГБ, от континентального шельфа до севера Арктики.

Исследования, представленные в настоящей работе, основанные на авторском материале и критическом анализе

фактических и опубликованных данных, направленные на изучение проводимых работ в области более северных арктических территорий на шельфе Карского моря, где в последние годы открыты уникальные и крупные по запасам месторождения УВ, являются актуальными и востребованными и имеют большое научное и практическое значение.

Системный и комплексный подход к проблеме типизации углеводородных флюидов месторождений юрских и мелового НГК северных регионов Западно-Сибирского НГБ с выходом в шельфовую зону по масштабности скоплений, выделения при этом зон преобразованности ОВ по стадийности катагенеза и, соответственно, по фазовому состоянию, способствует более эффективной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, что является необходимым условием при выработке методики разработки и эксплуатации залежей УВ.

Вклад авторов

С.А. Пунанова – концептуализация, методология, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

С.А. Добрынина – формальный анализ, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Конторович В.А., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М. и др. Модели геологического строения, сейсмостратиграфия и тектоника осадочных бассейнов Карского моря // Бурение и нефть. 2023. № 12. С. 3–15. EDN: EJQENT*
2. *Суслова А.А., Мордасова А.В., Гилаев Р.М. и др. История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 2. С. 74–92. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7>*
3. *Извеков И.Б. Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе) // Вести газовой науки. 2023. № 1(53). С. 82–97. EDN: THQZFI*

4. *Прищепа О.М.* Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 2. С. 12. EDN: JUTGOV
5. *Синица Н.В., Прищепа О.М.* Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>
6. *Брод И.О.* Залежи нефти и газа (формирование и классификация). М.; Л.: Гостоптехиздат, 1951. 351 с.
7. *Бакиров А.А.* Зоны нефтегазонакопления – объект прогнозов и поисков. Закономерности формирования и размещения // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР: Сб. научных трудов. Л.: ВНИГРИ, 1985. С. 17–28.
8. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845. EDN: USJNNL
9. *Пуланова 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. EDN: IGNROZ
10. *Пуланова 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. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>
11. *Соборнов К.О., Смирнов О.А.* Актуализированное представление о глубинном строении севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2025. № 5(196). С. 4–17. EDN: ILGSXC
12. *Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А.* Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень: МНП «ГЕОДАТА», 2020. 462 с.
13. *Карогодин Ю.Н.* Пространственно-временные закономерности концентрации гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный подход) // Георесурсы. 2006. № 1(18). С. 28–30. EDN: KTYGTL
14. *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. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2024-4-488-499>
15. *Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1875–1887. EDN: RXKIEN
16. *Кирюхина 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. EDN: MKVEVD

17. *Богоявленский В.И., Полякова И.Д.* Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3(7), С. 92–103. EDN: PXDAFN

18. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Богоявленская О.В., Никонов Р.А.* Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамента Циркумарктического региона // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 5–20. EDN: YLJJXR

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

20. *Ступакова А.В., Большакова М.А., Сулова А.А. и др.* Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 6–25. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Информация об авторах

Светлана Александровна Пунанова – д-р геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3691-7142, <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>; e-mail: s_punanova@ipng.ru

Светлана Александровна Добрынина – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 2149-2353, <https://orcid.org/0000-0002-6506-7201>; e-mail: sdob@ipng.ru

Поступила в редакцию 12.10.2025

Принята к публикации 01.11.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

Features of the scale of hydrocarbon accumulations and oil and gas accumulation zones in the Arctic regions of Western Siberia

Svetlana A. Punanova ✉, Svetlana A. Dobrynina

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The work carried out in the northern Arctic territories on the Kara Sea shelf, where unique and large hydrocarbon deposits have been discovered in recent years, has generated the need for research based on the authors' personal material and a critical analysis of actual and published data aimed at their study. *Objective.* To substantiate and apply an integrated systems approach to assessing the prospects of the territory of northern Western Siberia and the Kara Sea shelf based on the analysis of the scale of accumulations in oil and gas accumulation zones, as well as the stages of catagenetic transformations of organic matter in rocks of Mesozoic oil and gas complexes. *Materials and methods.* A database of analytical and scientific data on the geological and geochemical features of hydrocarbon accumulations with different initial geological reserves. Analysis of the results on the stages of catagenetic transformations of organic matter in rocks of the northern regions of Western Siberia and the phase state of deposits. *Results.* The large-scale nature of hydrocarbon accumulations in oil and gas accumulation zones extending from the continental part of Western Siberia into the Kara Sea is confirmed, as is the uniform systemic variability of the organic matter catagenesis stages, which dictates the specific phase zoning of hydrocarbon accumulations. *Conclusions.* The classification of hydrocarbon fluids from deposits of the Jurassic and Cretaceous oil and gas complexes in the northern regions of the West Siberian Oil and Gas Basin, with the identification of organic matter transformation zones based on catagenesis stages and, accordingly, phase state, as well as the scale of accumulations, facilitates a more effective assessment of the territory's oil and gas potential and raw material quality, as well as the improvement of separate forecasting methods, which is a prerequisite for the development of hydrocarbon deposit development and exploitation methods.

Keywords: Arctic regions of Western Siberia, oil and gas fields, oil and gas accumulation zones, phase state of hydrocarbon accumulations, catagenesis of organic matter, oil and gas complexes

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125021302095-2).

For citation: Punanova S.A., Dobrynina S.A. Features of the scale of hydrocarbon accumulations and oil and gas accumulation zones in the Arctic regions of Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 372–390. (In Russ.).

✉ Svetlana A. Punanova, s_punanova@ipng.ru

© Punanova S.A., Dobrynina S.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Svetlana A. Punanova – conceptualization, methodology, writing – original draft, writing – review & editing.

Svetlana A. Dobrynina – formal analysis, validation, visualization, writing – original draft.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Ibragimova S.M. et al. Geologic structure models, seismic stratigraphy and tectonics of the sedimentary basins of the Kara sea. *Burenie i nef't'*. 2023. No. 12. P. 3–15. (In Russ.). EDN: EJQEHT
2. Suslova A.A., Mordasova A.V., Gilaev R.M. et al. Phanerozoic history of the Barents-Kara Region as the framework for petroleum potential assessment. *Georesursy*. 2025. Vol. 27, No. 2. P. 74–92. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7>
3. Izvekov I.B. State-of-the-art petroleum-and-gas geostatistics for Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions of Western Siberia (following prediction of new onshore and offshore discoveries). *Vesti gazovoy nauki*. 2023. No. 1(53). P. 82–97. (In Russ.).
4. Prishchepa O.M. Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008. Vol. 3, No. 2. P. 12. (In Russ.).
5. Sinita N.V., Prishchepa O.M. A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian Basin. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 1(40). P. 14–26. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>
6. Brod I.O. *Oil and Gas Deposits (Formation and Classification)*. Moscow; Leningrad: Gostoptekhizdat, 1951. 351 p. (In Russ.).
7. Bakirov A.A. Oil and gas accumulation zones – an object of forecasts and prospects. Regularities of formation and placement. *Regularities of Formation of Oil and Gas Accumulations in Platform Oil and Gas Provinces of the USSR: Collected Papers*. Leningrad: VNIGRI, 1985. P. 17–28. (In Russ.).
8. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. Tectonic structure and evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1740–1753.
9. Punanova S.A. The scale of hydrocarbon accumulations in the oil and gas-bearing sediments of the Western Siberia and the causes of its variability. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2024. No. 7(391). P. 5–13. (In Russ.).
10. Punanova S.A. On the issue of choosing the most effective types of research in forecasting and searching for large hydrocarbon accumulations in the north of Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 323–337. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>
11. Sobornov K.O., Smirnov O.A. Updated interpretation of the deep structure of the northern part of the West Siberian petroleum basin. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*. 2025. No. 5(196). P. 4–17. (In Russ.).

12. Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I., Skorobogatov V.A. *Oil and Gas Geology of the West Siberian Arctic*. Tyumen: MNP GEODATA, 2020. 462 p. (In Russ.).
13. Karogodin Yu.N. Spatio-temporal patterns of concentrations of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (systems approach). *Georesursy*. 2006. No. 1(18). P. 28–30. (In Russ.).
14. Shuster V.L., Punanova S.A., Dzyublo A.D., Agadzhanyants I.G. Implementation ways for oil and gas exploration in the southwestern part of the Kara Sea. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2024. Vol. 14, No. 4. P. 488–499. (In Russ.). <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2024-4-488-499>
15. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1783–1796.
16. Kiryukhina T.A., Ulyanov G.V., Dzyublo A.D. et al. Geochemical aspects of gas and oil potential of Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyslennost*. 2011. No. 7(662). P. 66–70. (In Russ.).
17. Bogoyavlensky V.I., Polyakova I.D. Prospects of oil-and-gas bearing deposits of deep sea in the South Kara Sea region. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2012, No. 3(7). P. 92–103. (In Russ.).
18. Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Bogoyavlenskaya O.V., Nikonov R.A. Oil and gas occurrence prospects of the Circum-Arctic sedimentation basins and basement. *Geologiya nefi i gaza*. 2017. No. 5. P. 5–20. (In Russ.).
19. Shuster V.L., Dzyublo A.D. Substantiation of the prospects to discover large oil and gas accumulations in the Jurassic and pre-Jurassic deposits on the Kara Sea shelf. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 1. P. 67–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8>
20. Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A. et al. Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks. *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 6–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>

Information about the authors

Svetlana A. Punanova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>; e-mail: s_punanova@ipng.ru

Svetlana A. Dobrynina – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6506-7201>; e-mail: sdob@ipng.ru

Received 12 October 2025

Accepted 1 November 2025