

## НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98

EDN: ERM CNZ

### Опыт выделения зон нефтегазонакопления в пермских отложениях на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий

Р.О. Кузнецов , Е.В. Скоробогатова, Е.В. Федорова, И.В. Жилина


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

**Аннотация.** *Актуальность.* Обоснована необходимостью совершенствования методических приемов прогноза нефтегазоносности отложений акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий, а также дальнейшим изучением геологического строения Арктической зоны РФ. *Цель работы.* Выделение мегазоны нефтегазонакопления в кровле пермского мегакомплекса на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных сухопутных территорий на основе анализа структурно-тектонических и литологических особенностей осадочного чехла и результатов моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. *Материалы и методы.* Использованы результаты региональных и локальных исследований разных лет, материалы геофизических исследований скважин, информация по сейсмическим профилям МОВ ОГТ 2D, геолого-геофизические базы данных. Применялись методы математического моделирования осадочных бассейнов, технологии искусственного интеллекта и оригинальный методический прием, предложенный авторами. *Результаты.* Проанализированы геологическое строение и модель миграции углеводородов в южной части акватории моря Лаптевых и сопредельных территориях в пределах пермского комплекса Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления. На основе анализа структурной и тектонической карт, моделирования Усть-Оленекской скважины № 2370 с использованием технологии искусственного интеллекта выделены пять зон нефтегазонакопления. Анализ показал невысокие перспективы обнаружения нефти на большей части акватории. *Выводы.* На основании текущего уровня изученности сделан вывод о необходимости приоритетного изучения региона с использованием геологоразведки с технологиями искусственного интеллекта для поиска зон нефтегазонакопления и месторождений углеводородов.

**Ключевые слова:** море Лаптевых, геологическое строение, осадочные бассейны, палеозойские отложения, пермские отложения, осадочный чехол, мегазоны нефтегазонакопления углеводородов, зоны нефтегазонакопления углеводородов, нефть, газ, прогноз нефтегазоносности, технологии искусственного интеллекта

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

---

 Кузнецов Роман Олегович, [kuznetsovropng@gmail.com](mailto:kuznetsovropng@gmail.com)

© Кузнецов Р.О., Скоробогатова Е.В., Федорова Е.В., Жилина И.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность д-ру геол.-минерал. наук В.Л. Шустеру за методическую помощь, ценные советы и поддержку; члену-корреспонденту РАН, д-ру геол.-минерал. наук В.А. Конторовичу, д-рам геол.-минерал. наук В.А. Скоробогатову и А.Д. Дзюбло за ценные советы.

**Для цитирования:** Кузнецов Р.О., Скоробогатова Е.В., Федорова Е.В., Жилина И.В. Опыт выделения зон нефтегазоаккумуляции в пермских отложениях на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 535–552. EDN: ERM CNZ

## Введение

В настоящее время широко внедряются технологии искусственного интеллекта (ИИ) в различных отраслях экономики, в том числе в области нефтегазовых геологоразведочных работ. Компаниями-лидерами в этой работе являются ПАО «Газпромнефть» и ПАО «Роснефть».

Основываясь на историко-генетическом подходе, как методологической основе, можно наметить следующие этапы развития ИИ: механический (основанный на механизмах и механическом решении задач), аналитический (написание алгоритмов, анализирующих данные для получения результата) и генерирующий (нейросеть, машинное обучение, большие языковые модели и др.). В этом исследовании возможности ИИ-технологий использовались на «рутинном» этапе поиска и первичного обобщения работ по акватории моря Лаптевых и близрасположенных сухопутных территорий.

Актуальность исследования обоснована необходимостью совершенствования методических приемов прогноза нефтегазоносности отложений акватории моря Лаптевых и сопредельных территорий, дальнейшим изучением геологического строения Арктической зоны РФ, уточнением направлений геолого-разведочных работ, которые были начаты еще в 30–40-х годах прошлого века, и только в 2017 г. привели к открытию и постановке на государственный учет Центрально-Ольгинского крупного нефтяного месторождения.

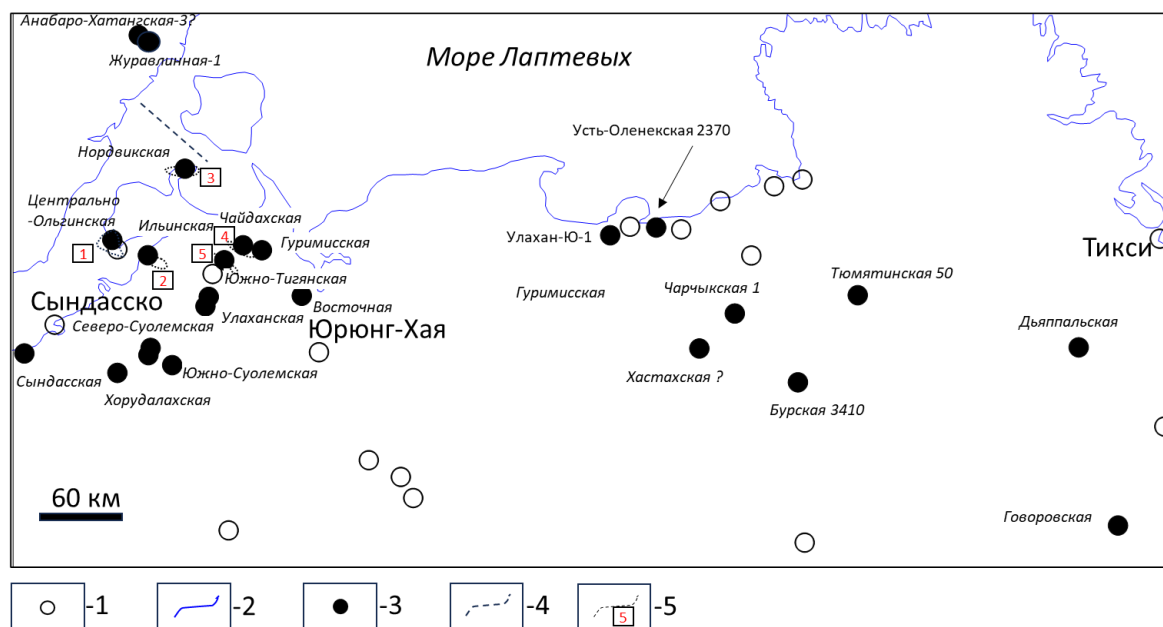
Цель работы – выделить мегазону нефтегазоаккумуляции в кровле пермского мегакомплекса на примере акватории моря Лаптевых и сопредельных сухопутных территорий на основе анализа структурно-тектонических и литологических особенностей осадочного чехла и результатов моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем.

Исследуемая территория относится к Красноярскому краю и Республике Саха (Якутия). В соответствии с используемым в РФ нефтегазогеологическим районированием исследуемый район работ расположен в пределах Новосибирской нефтегазоносной области (НГО) Новосибирско-Чукотской потенциальной нефтегазоносной провинции (ПНГП), Лаптевской самостоятельной потенциальной НГП (СП НГО), Анабаро-Хатангской НГО, Лено-Анабарской НГО. На 01.01.2025 в акватории моря Лаптевых и сопредельных территориях обнаружено пять месторождений (скопления) углеводородов (УВ) и нефтепроявления в осадочном чехле в Анабаро-Хатангской НГО, а также проявления битумов к югу от исследуемой территории и газопроявления в морской части моря Лаптевых (Лаптевская СП НГО) и Лено-Анабарской НГО. Геологоразведочные работы начаты в тридцатых годах прошлого века, географическое исследование территории связано с именами двоюродных братьев Лаптевых, Харитона и Дмитрия, в честь которых названо море, а позже – с исследователями П.Ф. Анжу, Э.В. Толлем и др.

В трудах выдающихся ученых И.С. Грамберга, М.Л. Вербы, Г.П. Аветистова, А.В. Виноградова, Л.А. Дараган-Суцовой, С.С. Драчева, А.Н. Дмитриевского, А.Д. Дзюбло, В.И. Богоявленского, Б.И. Кима, Ф.Д. Лазарева, Д.В. Лазуркина, Г.Г. Матишова, А.Л. Пискарева, Ю.Е. Погребницкого, В.А. Поселова, О.И. Супруненко, А.Э. Конторовича, В.А. Каширцева, В.А. Конторовича, В.Д. Каминского, В.Ю. Керимова, М.К. Калинин, Г.Н. Карцевой, Б.В. Сенина, Н.А. Малышева, А.П. Симонова, В.К. Старостина, В.С. Старосельцева, А.Ю. Юнова, В.Е. Хаина, Э.В. Шипилова, С.И. Шкарубо и других представлена комплексная и детализированная характеристика геологического строения, тектонической эволюции и нефтегазового потенциала моря Лаптевых. Согласно текущим представлениям о данном регионе выделены приведенные выше элементы нефтегазогеологического районирования тер-

ритории. Плотность начальных геологических ресурсов УВ меньше, чем в южной части, например, Красноярского края, а плотность начальных геологических ресурсов сухопутной части сопредельных с морем Лаптевых участков выше, чем морской. На данной территории она может существенно превышать 3 тыс. т условного топлива на 1 км<sup>2</sup>.

Объект исследования – пермско-нижнетриасовые отложения, расположенные в районе побережья моря Лаптевых и его мелководно-морской части (рис. 1). Предмет исследования – комплекс структурно-тектонических, литологических и геохимических характеристик осадочного чехла, определяющих формирование и развитие углеводородных систем, в том числе формирование мегазоны нефтегазоаккумуляции в кровле пермских отложений на территории акватории моря Лаптевых и сопредельных сухопутных областей.



**Условные обозначения:** 1 – населенные пункты, 2 – береговая линия, 3 – скважины, 4 – расположение линии сейсмопрофиля № 2400804, 5 – месторождения (скопления) углеводородов: 1 – Центральное-Ольгинское, 2 – Ильинско-Кожевниковское, 3 – Нордвикское, 4 – Чайдахское, 5 – Южно-Тиганское

**Рис. 1.** Схема района исследования

**Fig. 1.** Schematic of the study area

### **Материалы и методика исследования**

Использованы результаты региональных и локальных исследований разных лет, материалы геофизических исследований скважин, информация по сейсмическим профилям МОВ ОГТ 2D, геолого-геофизические базы данных.

Методические приемы уточнения геолого-геофизических параметров оценки перспектив нефтегазоносности с использованием ИИ внедряются в различных направлениях геологоразведочного процесса: в обработке и интерпретации сейсмических данных, прогнозировании литологии, фаций и петрофизических данных на основе ядерного материала и геофизических исследований скважин, интеграции разнотипных геолого-геофизических данных, структурных построениях и выделении разломов, создании цифровых двойников месторождений, систем обработки фоновых и опубликованных материалов и т. д.

Следует подчеркнуть, что применение алгоритмов машинного обучения в условиях ограниченности фактических данных по арктическим акваториям позволяет восполнить дефицит информации за счет интеграции разнородных источников. Например, сопоставление петрофизических характеристик ядра с сейсмическими атрибутами и геохимическими показателями в рамках единой модели дает возможность выявлять корреляции, которые не очевидны при традиционном анализе. В перспективе это открывает путь к созданию «динамических цифровых двойников» арктических осадочных бассейнов, которые способны не только отражать текущее состояние геологической

системы, но и моделировать сценарии ее эволюции при изменении термобарических условий.

Научно-методической основой уточнения геолого-геофизических параметров оценки перспектив нефтегазоносности с использованием ИИ является эффективная система прогнозирования «суша-акватория», несмотря на существующие ограничения в изучении углеводородного потенциала арктических акваторий, что возможно при условии комплексного подхода к исследованию каждой арктической территории с учетом ее уникальных особенностей [1].

Для определения мегазон нефтегазонакопления был использован уточненный нами методический прием, применяемый при анализе геолого-геофизических параметров для оценки перспектив нефтегазоносности с использованием ИИ:

1. Формирование базы геолого-геофизической информации с применением ИИ-технологий на основе совместного семантического ИИ-экспертного подхода к поиску, обработке информации и корректировке машинных выводов (36 публикаций);

2. Агрегация данных пробуренных поисковых скважин и более детальное изучение скважины Усть-Оленекская № 2370; выполнение структурных построений по кровле пермского структурного яруса в южной части моря Лаптевых на основе работ [2, 3];

3. Формирование базы данных и выполнение моделирования генерационно-аккумуляционных УВ систем по скважине Усть-Оленекская № 2370 (сухопутная часть);

4. Определение пермской Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления на основе структурных построений, анализа тектонического строения и литологических особенностей осадочного чехла, а также анализ потоков УВ в мегарезервуаре на примере пермского мегакомплекса с учетом работы [4] и Методического руководства<sup>1</sup>.

5. Прогноз нефтегазоносности в пределах Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления на примере верхней части палеозойских (пермских) и низов нижнетриасовых отложений.

### Результаты и обсуждение

#### **Геологическое строение района исследования**

*Литолого-стратиграфическое строение.* Палеозойская часть осадочного чехла представлена терригенно-карбонатными породами. Перерывы в осадконакоплении связаны с поздним кембрием и поздним силуром, а также ранним карбоном. С кембрия по силур формировались преимущественно терригенно-карбонатные породы с отдельными прослоями ордовикских вулканогенных пород. С конца раннего карбона (?) преимущественно накапливались терригенные породы, представленные песчано-алевролитовыми отложениями с прослоями аргиллитов, которые на рубеже перми и триаса «дополнялись» интрузивно-эффузивными породами, преимущественно сформированными в кунгурско-индское время. В отложениях перми в пределах Нордвикского нефтяного поля [5] выделены четыре свиты – тустахская (от 910 м), нижнекожевниковская (239–496 м), верхне-

кожевниковская (334–567 м) и мисайлапская (70–182 м), в которых встречены нефтепроявления и залежи нефти. Подстилаются палеозойские породы докембрийскими образованиями, а перекрываются мезозойскими отложениями, представленными песчано-алевролитовыми глинистыми породами. Такие разрезы в сокращенном виде представлены в обнажениях в пределах Восточного Таймыра, дельты реки Лены, а также острова Котельный с вариациями по возрасту вулканогенных толщ. Кроме того, в разрезах и обнажениях присутствуют девонские соли, вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы [6].

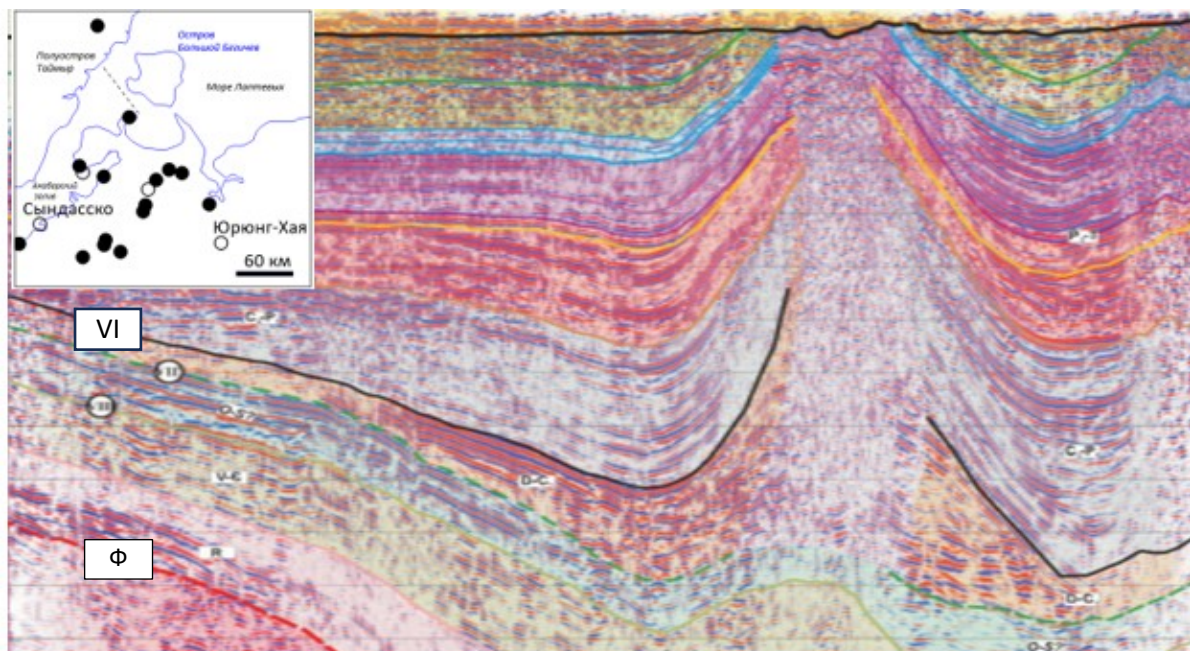
*Тектоническое строение.* Разломная тектоника в данном регионе контролируется системами крупных разломов: разломы Оленекской складчатой зоны, Северного трансформного разлома, Лазаревской и Предновосибирской системой разломов, которые в свою очередь осложнены сетью более мелких разрывных нарушений, часть из которых была реактивирована в пост-меловое время. В северо-западной части эволюция разломной тектоники происходила под существенным влиянием структур открывающегося Евразийского океанического бассейна и разрывных нарушений Таймырской складчатой области.

Глубины залегания фундамента восточнее системы Хребет Гаккеля – Лазаревская система разломов составляют менее 3000 м, а западнее на большей части превышают 6000 м. В южной части моря Лаптевых и сопредельных территориях возраст фундамента – более древний (архей–протерозой?), чем в северной. Его можно установить на основе интерпретации данных скважин Лено-Анабарского прогиба, и южнее – при анализе пород в выходах их к дневной поверхности в районе Анабарского щита.

<sup>1</sup> Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Методическое руководство / Сост. А.М. Хитров, П.Т. Савинкин, В.Д. Ильин. М.: ВНИГНИ, 2002. 63 с.

Глубина залегания фундамента достигает 16 км [3, 6, 7]. Сейсмогеологический

профиль, пересекающий восточную часть Сопочного мезовала, представлен на рис. 2 [7].



**Условные обозначения:** Ф – сейсмический горизонт близ подошвы осадочного чехла (красный пунктир), VI – сейсмический горизонт близ подошвы перми (черным)

**Рис. 2.** Сейсмический профиль № 2400804 через структуры Сопочного мезовала Сопочно-Береговой зоны нефтегазоаккумуляции

**Fig. 2.** Seismic profile No. 2400804 through the structures of the Sopochnoy mesoswell of the Sopochno-Beregovaya oil and gas accumulation zone

Источник: [7]

Source: [7]

Сейсмический профиль проходит с северо-запада в юго-восточном направлении. Качество сейсмического материала хорошее. Акустический фундамент, находящийся ниже горизонта Ф, расположен на глубинах 4300–5700 мс. В юго-восточной части профиля выделяется область, связанная с потерей выдержанных сейсмических отражений, которая соответствует деформациям, связанным с формированием из раннесреднедевонских солей диапира. «Двойное» время пробега сейсмической волны до кровли пермского комплекса (см. рис. 2, вертикальное направление)

изменяется от 1650 мс до не более 2100 мс.

В эволюции исследуемого региона можно выделить две основных стадии. Дорифтовая связана с эволюцией региона до раннемелового (K1) времени и рифтовая – с формированием Лаптевского осадочного бассейна (K1?–Kz). Дорифтовая стадия связана с развитием исследуемой территории с эволюцией Усть-Ленского рифта, а Лазаревская система разломов, расположенная вдоль восточного борта, рассматривается как поверхность детачмента.

В триасовое время произошел всплеск магматической активности, которая привела к усложнению геологического строения исследуемой территории через внедрение магматических тел и формирование вулканогенных и вулканогенно-осадочных толщ<sup>2,3</sup> [6, 8].

Рифтовая стадия связана с эволюцией морской части моря Лаптевых начиная с раннего мела. На сейсмических профилях выделяется акустический фундамент (раннемеловое эрозионное событие), а также серия сейсмических отражений, соответствующая чередованию морских, прибрежно-морских (в верхней части разреза) и континентальных (преимущественно в нижней части) песчаников, алевролитов и аргиллитов [9].

На основе данных бурения скважины Усть-Оленекская № 2370 (сухопутная часть), геолого-геофизической и геохимической информации выполнено одномерное моделирование динамики погружения отложений. Результаты моделирования генерационно-аккумуляционных систем скважины Усть-Оленекская № 2370 (сухопутная часть) представлены на рис. 3.

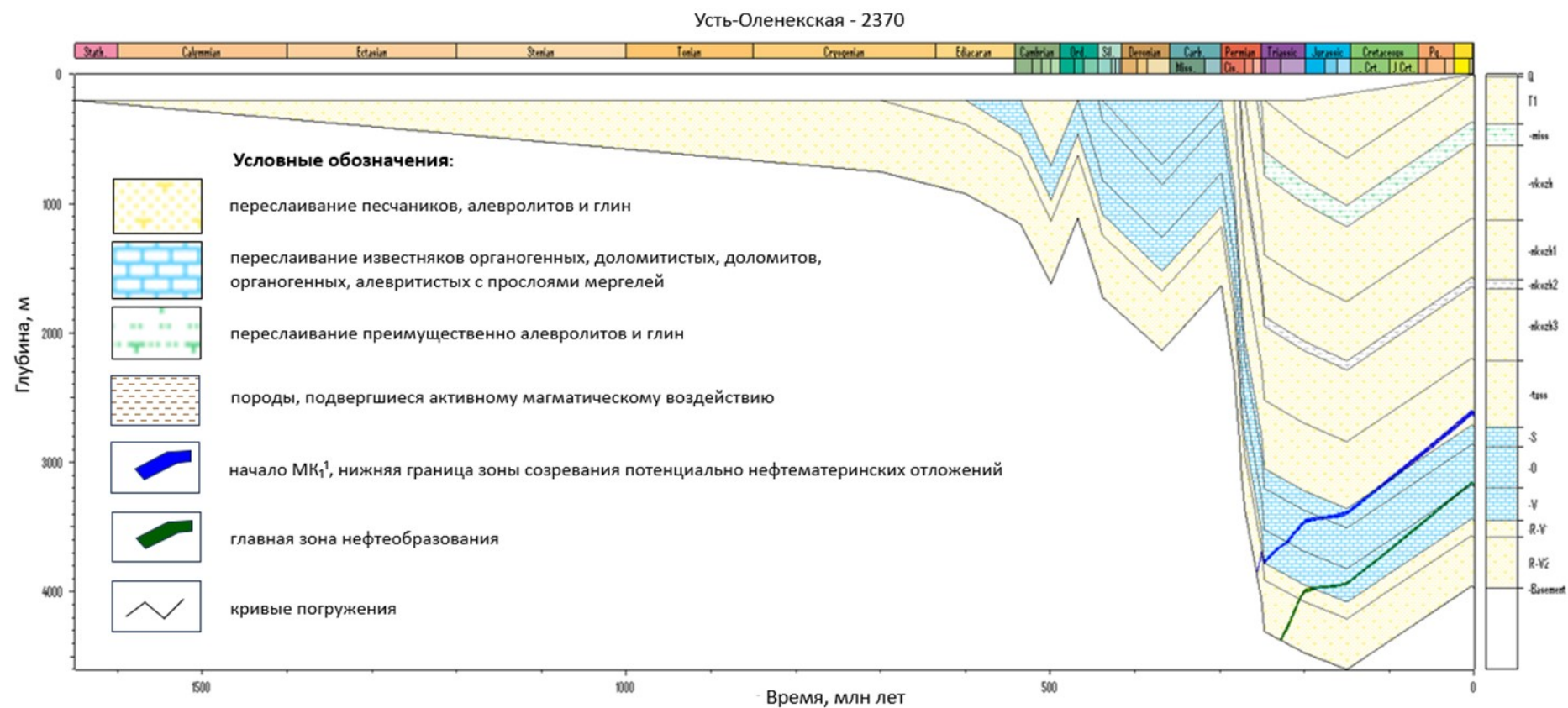
<sup>2</sup> Проскурнин В.Ф., Шкарубо С.И., Заварзина Г.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-50 – Усть-Оленек. Объяснительная записка СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2017. 264 с.+6 вкл.

<sup>3</sup> Супруненко О.И., Косько М.К., Аветисов Г.П. и др. Создать современную геолого-геофизическую основу прогнозирования углеводородного потенциала и планирования ГРП для восточного сектора Арктического шельфа и сопредельных глубоководных зон СЛО на основе результатов ГРП 2004–2012 гг.: Отчет Росгеолфонда. СПб., 2014.

С учетом тенденции применения ИИ-технологий, в том числе для геологоразведочных работ, рассмотрим два существенно отличающихся друг от друга дерева решений в «роще» решений при исследовании проблемы в рамках методических приемов уточнения геолого-геофизических параметров оценки перспектив нефтегазоносности.

В первом эксперименте (дерево решений) органическое вещество, содержащееся в отложениях венда, достигло подстадии МК<sub>1</sub><sup>1</sup> около 247 млн лет назад (?), а в кровле – 222 млн лет назад (см. рис. 3). В главную зону нефтеобразования органическое вещество венда погрузилось 193–40 млн лет назад, находясь до этого в фазах созревания потенциально нефтематеринских пород и нарастания процессов нефтегазообразования. Органическое вещество в «низах» ордовика достигло стадии МК<sub>1</sub><sup>1</sup> около 220 млн лет назад, а в верхней части – 184 млн лет назад. Отложения близ кровли силура достигли подстадии МК<sub>1</sub><sup>1</sup> – 124 млн лет назад, а главной зоны нефтеобразования – только в «низах», и в этом случае отложения не вошли в главную зону нефтеобразования полностью. Породы тустахской свиты приблизились к главной зоне нефтеобразования, прошли фазу созревания потенциально нефтематеринских пород и находятся в фазе нарастания процессов нефтегазообразования (около 40 млн лет назад). Вышележащие отложения нижнекожевниковской свиты, учитывая сложную геологическую историю региона, в большей части своего разреза не достигли главной зоны нефтегазонакопления, а в соседних впадинах отложения, возможно, достигли главной зоны нефтеобразования.





**Рис. 3.** Динамика погружения в главную зону нефтеобразования рифейско-палеозойских отложений на примере скв. Усть-Оленекская, № 2370

**Fig. 3.** Dynamics of subsidence in the main oil generation zone of Riphean–Paleozoic deposits, using the Ust-Olenekskaya well No. 2370 as an example



Кроме того, необходимо учитывать, что современная плотность теплового потока может быть выше, чем более ранняя, например, за счет современной сейсмоактивности региона, что может привести к более раннему вхождению в главную зону нефтеобразования и вовлечению большего объема органического вещества осадочных пород в процессы генерации УВ. Это было получено во втором эксперименте (второе дерево решений) с более жесткими термобарическими условиями. Органическое вещество, содержащееся в отложениях венда, достигло подстадии МК<sub>1</sub><sup>1</sup> около 368 млн лет назад (?), а в кровле – 279 млн лет назад. Отложения венда, ордовика и силура достигли главной зоны нефтеобразования в период 276–266 млн лет назад. Органическое вещество в кровле тустахской свиты достигло главной зоны нефтеобразования 254 млн лет назад, а кровля нижнекожевниковской свиты – 220 млн лет назад. В этом случае главной зоны газообразования отложения венда–силура достигли 259–214 млн лет назад (кровля ордовика – 236 млн лет назад, кровля силура – 214 млн лет назад). Органическое вещество близ кровли рифей-вендских отложений достигло зоны образования преимущественно сухого газа 244 млн лет назад, а отложения венда – около 210 млн лет назад. Отложения ордовика только в нижней части достигли зоны образования преимущественно сухого газа.

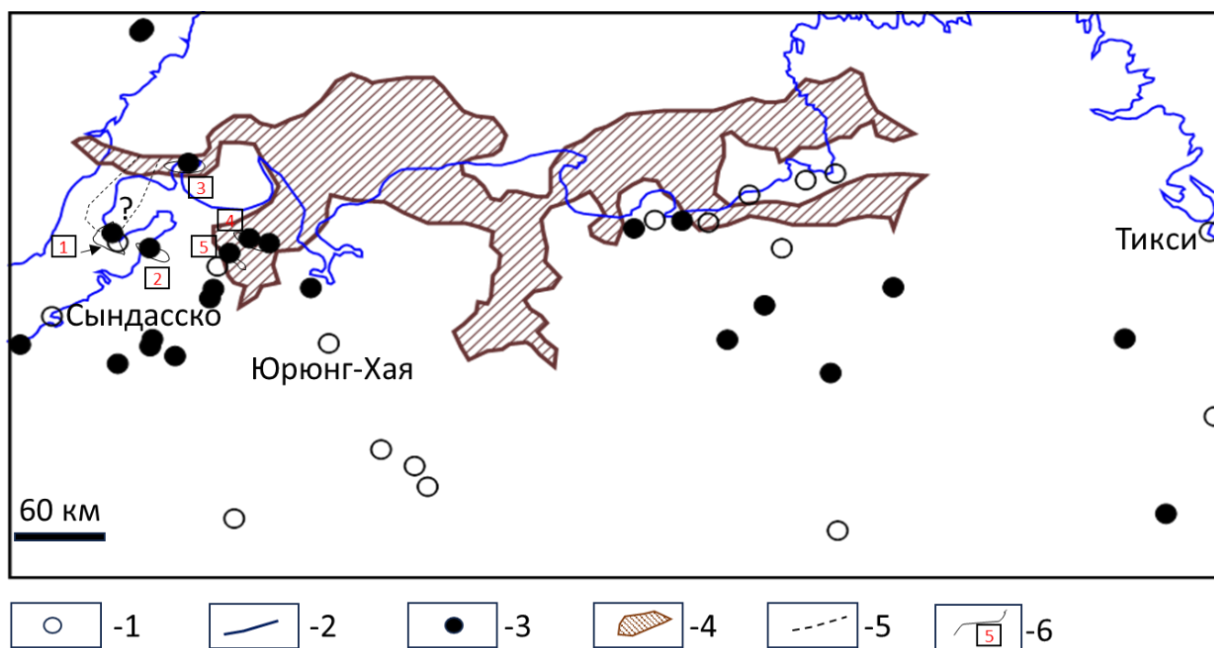
***Мегазоны нефтегазонакопления и современные потоки миграции УВ на примере кровли пермского мегакомплекса***

Для исследования была выбрана тектоническая карта, приуроченная к кровле пермского яруса, представленная в работах [2, 3]. В южной части территории исследования выявленные месторождения

приурочены к пермским и нижнетриасовым породам. Поэтому в качестве основной поверхности может быть выбран горизонт вблизи кровли пермских отложений, который будет отражать современное строение пермских и триасовых отложений. На основе анализа тектонического строения и структурной карты была намечена область нефтегазонакопления, соединяющая структуры сухопутной и акваториальной частей моря Лаптевых.

*Сопочно-Береговая мегазона нефтегазонакопления.* В данной работе, чтобы обеспечить более достоверный прогноз нефтегазоносности в зоне перехода «суша-море», рассматривается Береговая гряда, Сопочный мезовал и две седловины – Восточная и Западная, расположенные южнее.

Совместный анализ структурной и тектонической карт кровли пермского структурного яруса показывает, что возможно наметить седловину (где расположено Центрально-Ольгинское месторождение) западнее Западной седловины, но особенности структурно-тектонической эволюции данного региона, глубины залегания кровли пермского комплекса не позволяют ее выделить уверенно. В случае ее выделения современная площадь мегазоны нефтегазонакопления может увеличиться приблизительно на 7,5% (2700 км<sup>2</sup>) относительно первоначальной. Тогда общая площадь мегазоны нефтегазонакопления, выделенная на основе данных геологического строения по поверхности вблизи кровли пермского комплекса, может составить 39000 км<sup>2</sup>. Береговая часть мегазоны нефтегазонакопления расположена к югу от Южно-Лаптевской синеклизы. С юга она ограничена северо-восточной частью Енисей-Хатангского регионального прогиба и Лено-Анабарской синеклизой, которые разделены двумя седловинами (рис. 4).



**Условные обозначения:** 1 – населенные пункты, 2 – береговая линия, 3 – скважины, 4 – граница Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазоаккумуляции, 5 – возможное продолжение Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазоаккумуляции; 6 – месторождения (скопления) углеводородов: 1 – Центрально-Ольгинское, 2 – Ильинско-Кожевниковское, 3 – Нордвикское, 4 – Чайдахское, 5 – Южно-Тигянское

**Рис. 4.** Сопочно-Береговая мегазона нефтегазоаккумуляции вблизи кровли пермского структурного яруса

**Fig. 4.** Sopochno-Beregovaya oil and gas accumulation megazone at the top of the Permian structural stage

*Источник:* на основе [2, 3]

*Source:* based on [2, 3]

Она имеет сложную, вытянутую в широтном направлении форму. Эта часть мегазоны нефтегазоаккумуляции соответствует крупной надпорядковой полузамкнутой положительной структуре. Она ограничена изолинией  $-800$  м и имеет площадь более  $29000 \text{ км}^2$ . Структура ограничена в восточной части Верхоянской складчатой областью. Береговая часть мегазоны нефтегазоаккумуляции отделена от Сопочной, которая расположена к западу и переходит в Восточно-Таймырскую моноклизу.

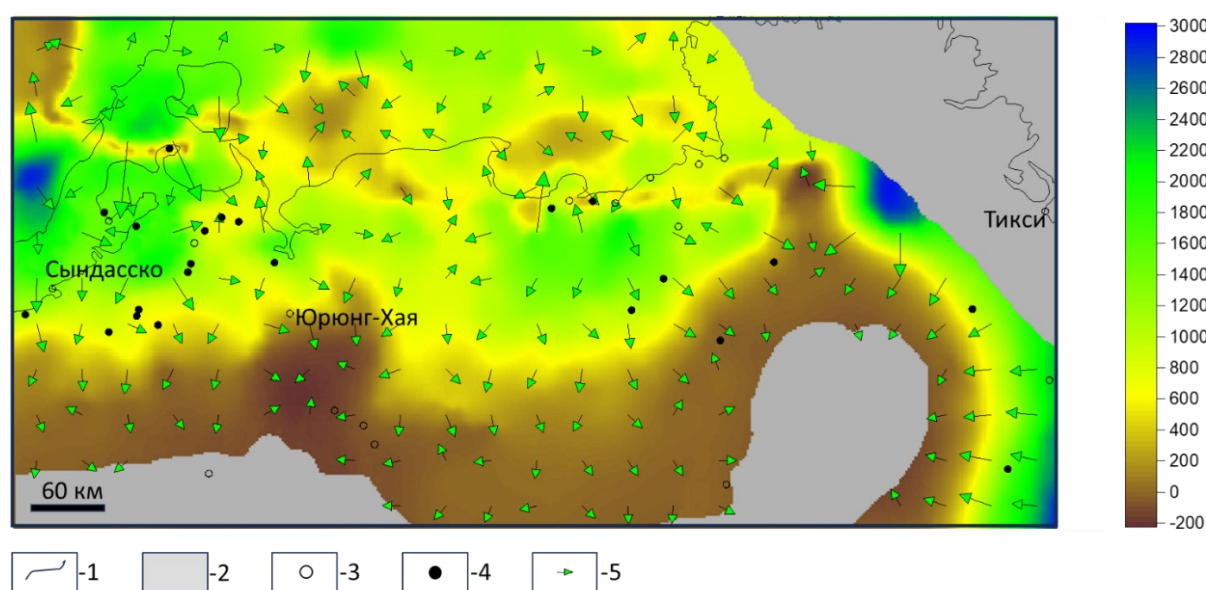
Береговая часть мегазоны нефтегазоаккумуляции может быть продлена в западном направлении в сторону Сопочного мезовала, где на структуру кровли пермского мегакомплекса повлияли внедрившиеся соляные

купола. В кровле пермских отложений Сопочный мезовал ограничен также изогипсой  $-800$  м. Эта структура отделяет Южно-Лаптевскую синеклизу (в юго-восточной части – Бегичевскую мегаплатину) от структур Енисей-Хатангского регионального прогиба. Площадь положительной структуры второго порядка составляет  $1585 \text{ км}^2$ . В южной части исследуемой территории (суша) расположены две сложнопостроенные мезоседловины, а большая часть границ этих структур расположена на абсолютных отметках  $700$ – $900$  м. Они имеют амёбообразную форму и осложнены структурами более высокого порядка. Площадь Западной мезоседловины составляет  $2728 \text{ км}^2$ , а восточной –  $2182 \text{ км}^2$ .

Береговая часть мегазоны нефтегазонакопления, где расположен Западно-Пограничный мезовал, может быть объединена со структурами Туора-Хайского (Усть-Оленекского) мегавыступа. Площадь мегавыступа составляет 1400 км<sup>2</sup>, а ограничен он изолинией –650 м и имеет амплитуду более 620 м. Таким образом, общая площадь Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления превысит 36200 км<sup>2</sup> (36245 км<sup>2</sup>). На исследуемой территории

выделяются 22 структуры третьего порядка, которые отнесены к зонам нефтегазонакопления, включая потенциальные и перспективные, в том числе пять в пределах Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления.

Для анализа современных направлений миграции УВ была построена карта-схема основных современных направлений миграции УВ в мегарезервуаре на примере пермского мегакомплекса (рис. 5).



**Рис. 5.** Карта-схема направлений миграции УВ в мегарезервуаре на примере пермского мегакомплекса

**Fig. 5.** Schematic map of directions of hydrocarbon migration in a megareservoir using the example of the Permian megacomplex

Источник: на основе [2, 3]

Source: based on [2, 3]

Анализ карты, представленной на рис. 5, показывает, что до настоящего времени основные направления миграции УВ были с юга на север и с севера на юг для Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления, а также в южном направлении в сторону Алданского щита. Интенсивность процессов миграции УВ была

максимальной в северо-западной части территории исследования (район Сопочного мезовала и северо-восточных структур Енисей-Хатангского прогиба — с севера на юг), в районе Западно-Пограничного мезовала и структур Предверхоанского прогиба — в юго-восточном и западном направлениях.

Дополнительно следует отметить, что формирование направлений миграции УВ в пределах Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления во многом контролировалось как региональными глубинными разломами, так и системой соляных диапиров, играющих роль локальных экранов. С учетом данных последних мультиклиентских сейсмосъемок [9], можно предположить наличие сложной пространственной конфигурации потоков УВ, где вертикальные миграционные каналы сочетались с латеральными, ориентированными по линии мезоседловин. Такое строение способствует формированию стратиграфически и тектонически экранированных ловушек, перспективных прежде всего для газовых залежей.

Особое значение имеет динамика современных тектонических процессов. Открытие Евразийского океанического бассейна и продолжающаяся активность хребта Гаккеля, сопровождающаяся повышенными значениями теплового потока [10], формируют условия для вторичной миграции УВ в сторону южного борта Лаптевского бассейна. Это позволяет рассматривать выявленные структуры не только как реликтовые элементы генерационно-аккумуляционных УВ систем, например, пермско-триасового возраста, но и как современные зоны аккумуляции, которые могут демонстрировать повышенный потенциал.

Сравнение Сопочно-Береговой мегазоны нефтегазонакопления с аналогичными структурами других арктических бассейнов, прежде всего Карского и Баренцева морей [11–13] и сопредельных сухопутных территорий, показывает наличие общих черт в строении генерационно-аккумуляционных УВ систем.

Они выражены в схожести:

- типов коллекторов, флюидоупоров и нефтематеринских пород позднепалеозойско-кайнозойской тектонической активности, определяющей развитие осадочных бассейнов и формирование условий для генерации и аккумуляции УВ;

- генерационных характеристик пермско-меловых нефтематеринских пород в Западной Арктике РФ и сопредельных территориях, где палеозойские свиты играют важную роль в формировании генерационно-аккумуляционных УВ систем и мезозойские отложения (особенно юрско-меловые) являются существенным источником УВ;

- влияния разрывных нарушений на процессы миграции и аккумуляции нефти и газа.

Однако для моря Лаптевых характерно сочетание более высокой сейсмоактивности [14] и значительного влияния неоген-четвертичного рифтогенеза [15], что приводит к актуализации процессов генерации и миграции УВ. Это обстоятельство позволяет рассматривать Сопочно-Береговую мегазону нефтегазонакопления как уникальный объект, отличающийся большей степенью тектонической нестабильности по сравнению с регионами Карского и Баренцева морей, но потенциально перспективный для формирования залежей УВ.

### Заключение

1. На основе синтеза данных современного структурного плана и тектонической карты вблизи кровли пермского комплекса выделена Сопочно-Береговая мегазона нефтегазонакопления, приуроченная к кровле пермских отложений и расположенная в акватории моря Лаптевых и сопредельной сухопутной части.

2. Анализ строения генерационно-аккумуляционных УВ систем с применением ИИ, дополненный изучением прослеживаемости сейсмических горизонтов и разрывных нарушений в осадочном чехле, тектонических событий по консолидации фундамента и современных процессов в Евразийском океаническом бассейне, современной сейсмической активности акватории моря Лаптевых, а также ранее проведенные мультиклиентские сейсмосъемки могут свидетельствовать, что ресурсы нефти Р95/Р90 и Р50 будут незначительными в северной части моря Лаптевых.

3. Современное распределение открытых залежей УВ и нефтегазопоявлений в литолого-стратиграфических комплексах осадочного чехла исследуемой территории показывает, что пермские терригенные отложения в южной части моря Лаптевых

и прилегающей суши обладают большими перспективами для обнаружения месторождений нефти и газа, чем вышележащие юрско-кайнозойские породы. Анализ карты распределения современных направлений потоков УВ позволяет выделить районы Западно-Пограничного мегавала и сопредельных структур, а также территории западнее Западной седловины как более перспективные.

4. Акватория моря Лаптевых и сопредельные территории, по нашему мнению, должны быть изучены в первую очередь с применением технологий искусственного интеллекта (ИИ-геолого-разведка), с максимальным использованием результатов проведенных ранее геолого-геофизических исследований для обоснования дальнейших геологоразведочных работ в регионе.

#### **Вклад авторов**

Р.О. Кузнецов – концептуализация, администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Е.В. Скоробогатова – администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи, проведение исследования.

Е.В. Федорова – администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи.

И.В. Жилина – концептуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

#### **Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

#### **Список источников**

1. Шустер В.Л. Проблемы обоснования эффективного прогноза и поисков крупных нефтегазовых скоплений на российском арктическом шельфе // Научный журнал Российского газового общества. 2025. № 1(47). С. 6–9. EDN: EJXGLG

2. Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю. и др. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1153–1171. <https://doi.org/10.15372/GiG2021122>

3. *Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А. и др.* Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1253–1274. EDN: RAPINV
4. *Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н.* О рисках геолого-разведочных работ на приразломные залежи УВ // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2023. № 4(220). С. 20–32. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4\(220\)-20-32](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4(220)-20-32)
5. *Каширцев В.А.* Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. 160 с.
6. *Дзюбло А.Д., Грушевская О.В., Обухов А.Н., Макарова А.Ю.* Структурно-формационное районирование шельфа моря Лаптевых (Восточная Арктика) // Геотектоника. 2022. № 4. С. 56–75. <https://doi.org/10.31857/S0016853X2204004X>
7. *Старосельцев В.С.* Тектоническое и нефтегазгеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2012. № 3. С. 32–37. EDN: PDBYSX
8. *Драчев С.С.* Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника. 2000. № 6. С. 43–58. EDN: DUJMXF
9. *Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M.* Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview // Petroleum Geology Conference Series. 2010. Vol. 7. P. 591–619. <https://doi.org/10.1144/0070591>
10. *Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. и др.* Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. 2016. № 2. С. 23–42. <https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028>
11. *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
12. *Суслова А.А., Ступакова А.В., Коротков С.Б. и др.* Нефтегазоносные бассейны шельфа России // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 1(97). С. 52–64. EDN: KJQFKN
13. *Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А.* Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень: МНП «ГЕОДАТА», 2020. 464 с.
14. *Крылов А.А., Лобковский Л.И., Рукавишников Д.Д. и др.* Новые данные о сейсмоструктурной обстановке моря Лаптевых по наблюдениям донных сейсмостанций // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2022. Т. 507, № 1. С. 98–103. <https://doi.org/10.31857/S2686739722601582>
15. *Мальшиев Н.А., Вержбицкий В.Е., Данилкин С.М. и др.* Первые результаты стратиграфического бурения на северо-востоке моря Лаптевых // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2024. Т. 515, № 1. С. 26–35. <https://doi.org/10.31857/S2686739724030048>



**Информация об авторах**

*Роман Олегович Кузнецов* – канд. геол.-минерал. наук, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7514-2121, <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: kuznetsovroipng@gmail.com

*Екатерина Викторовна Скоробогатова* – инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 6513-3379, <https://orcid.org/0000-0003-4796-3085>; e-mail: skorobogatova.995@gmail.com

*Екатерина Витальевна Федорова* – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 1049-1708, <https://orcid.org/0009-0002-7342-3728>; e-mail: fedorovakatt97@gmail.com

*Инна Вячеславовна Жилина* – канд. геол.-минерал. наук, заведующая лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5395-8135, <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: 89163573819@mail.ru

**Поступила в редакцию 29.09.2025**

**Принята к публикации 22.11.2025**

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

Original article

### Experience in identifying oil and gas accumulation zones in Permian deposits using the example of the Laptev Sea and adjacent territories

Roman O. Kuznetsov ✉, Ekaterina V. Skorobogatova, Ekaterina V. Fedorova, Inna V. Zhilina

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

**Abstract.** *Background.* The article is substantiated by the need to improve the methodological approaches to forecasting the oil and gas potential of sediments in the Laptev Sea and adjacent territories, as well as by further study of the geological structure of the Arctic zone of the Russian Federation. *Objective.* Identification of an oil and gas accumulation megazone in the roof of the Permian megacomplex using the Laptev Sea and adjacent land territories as an example, based on the analysis of structural, tectonic and lithological features of the sedimentary cover and the results of modeling hydrocarbon generation and accumulation systems. *Materials and methods.* The article uses the results of regional and local studies of different years, materials of geophysical well logging, information on 2D seismic profiles of the reflection and common midpoint survey, and geological and geophysical databases. The methods of mathematical modeling of sedimentary basins, artificial intelligence technologies, and an original methodological approach proposed by the authors were applied. *Results.* The geological structure and hydrocarbon migration model within the Sopochno-Beregovaya oil and gas accumulation megazone in the Permian complex in the southern Laptev Sea and adjacent territories were analyzed. Based on structural and tectonic maps and artificial intelligence modeling of the Ust-Olenetskaya well No. 2370, five oil and gas accumulation zones were identified. The analysis showed low prospects for oil discovery in most of the area. *Conclusions.* Based on the current state of knowledge, it is concluded that priority exploration of the region is required using artificial intelligence-enabled geological exploration to identify oil and gas accumulation zones and hydrocarbon deposits.

**Keywords:** Laptev Sea, geological structure, sedimentary basins, Paleozoic deposits, Permian deposits, sedimentary cover, megazones of hydrocarbon oil and gas accumulation, zones of hydrocarbon oil and gas accumulation, oil, gas, oil and gas potential forecast, artificial intelligence technologies

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

**Acknowledgments:** the authors are grateful to Dr. Vladimir L. Shuster for his methodological assistance, valuable advice and support; and to Dr. Vladimir A. Kontorovich, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, and Drs. Viktor A. Skorobogatov and Aleksandr D. Dzyublo for their valuable advice.

---

✉ Roman O. Kuznetsov, [kuznetsovropng@gmail.com](mailto:kuznetsovropng@gmail.com)

© Kuznetsov R.O., Skorobogatova E.V., Fedorova E.V., Zhilina I.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**For citation:** Kuznetsov R.O., Skorobogatova E.V., Fedorova E.V., Zhilina I.V. Experience in identifying oil and gas accumulation zones in Permian deposits using the example of the Laptev Sea and adjacent territories. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 4. P. 535–552. (In Russ.).

#### Author contributions

Roman O. Kuznetsov – conceptualization, data curation, investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Ekaterina V. Skorobogatova – data curation, investigation, writing – original draft.

Ekaterina V. Fedorova – data curation, investigation, writing – original draft.

Inna V. Zhilina – conceptualization, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

#### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

#### References

1. Shuster V. L. Problems of justification of an effective forecast and search for large oil and gas accumulations on the Russian Arctic shelf. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2025. No. 1(47). P. 6–9. (In Russ.).
2. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Kalinin A.Yu. et al. Seismogeologic, structural, and tectonic characteristics of the continental margin of the Siberian Platform (Khatanga–Lena interfluvium). *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 62, No. 8. P. 947–963. <https://doi.org/10.2113/RGG20214352>
3. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A. et al. The Neoproterozoic–Phanerozoic section of the Anabar–Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2013. Vol. 54, No. 8. P. 980–996. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.014>
4. Khitrov A.M., Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N. Geological exploration risks of near-fault hydrocarbon deposits. *Problems of Economics and Management of Oil And Gas Complex*. 2023. No. 4(220). P. 20–32. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4\(220\)-20-32](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4(220)-20-32)
5. Kashirtsev V.A. *Organic Geochemistry of Naphthides in the East of the Siberian Platform*. Yakutsk: Publishing House of SB RAS, Yakutsk Branch. 2003. 160 p. (In Russ.).
6. Dzyublo A.D., Grushevskaya O.V., Obukhov A.N., Makarova A.Yu. The structural-formational zoning of the Laptev Sea shelf (Eastern Arctic). *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 4. P. 453–470. <https://doi.org/10.1134/s0016852122040045>
7. Staroseltsev V.S. Tectonic and oil and gas geological zoning of the southern coast and the adjoining shelf of the Laptev Sea. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2012. No. 3(11). P. 32–37. (In Russ.).
8. Drachev S.S. Tectonics of the Laptev Sea rift system. *Geotektonika*. 2000. No. 6. P. 43–58. (In Russ.).

9. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview. *Petroleum Geology Conference Series*. 2010. Vol. 7. P. 591–619. <https://doi.org/10.1144/0070591>
10. Afanasenkov A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V. et al. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotectonics*. 2016. Vol. 50, No. 2. P. 161–178. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
11. 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 neft'*. 2023. No. 12. P. 3–15. (In Russ.).
12. Suslova A.A., Stupakova A.V., Korotkov S.B. et al. Oil and gas basins of the Russian shelf // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 1(97). P. 52–64. (In Russ.).
13. 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. 464 p. (In Russ.).
14. Krylov A.A., Lobkovsky L.I., Rukavishnikova D.D. et al. New data on seismotectonics of the Laptev Sea from observations by ocean bottom seismographs. *Doklady Earth Sciences*. 2022. Vol. 507, No. 1. P. 936–940. <https://doi.org/10.1134/S1028334X22600591>
15. Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Danilkin S.M. et al. Stratigraphic drilling in the northeastern part of Laptev Sea: First results. *Doklady Earth Sciences*. 2024. Vol. 515, No. 1. P. 563–572. <https://doi.org/10.1134/s1028334x23603310>

#### **Information about the authors**

*Roman O. Kuznetsov* – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: [kuznetsovroipng@gmail.com](mailto:kuznetsovroipng@gmail.com)

*Ekaterina V. Skorobogatova* – Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4796-3085>; e-mail: [skorobogatova.995@gmail.com](mailto:skorobogatova.995@gmail.com)

*Ekaterina V. Fedorova* – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-7342-3728>; e-mail: [fedorovakatt97@gmail.com](mailto:fedorovakatt97@gmail.com)

*Inna V. Zhilina* – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: [89163573819@mail.ru](mailto:89163573819@mail.ru)

**Received 29 September 2025**

**Accepted 22 November 2025**