



Обзорная статья  
УДК 553.98:550.345  
EDN: LOKXJK  
DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-1-3



## Современные геохимические методы локального прогноза нефтегазоносности в арктических регионах Западной и Восточной Сибири: сравнительный анализ

И.О. Черемисин<sup>а</sup>, Е.В. Стукова<sup>б</sup>

<sup>а</sup>Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Российская Федерация

<sup>б</sup>ООО «Производственно-геологическая компания «Сибгеоком»», рп. Маркова, Российская Федерация

**Резюме.** Работа посвящена исследованию и сравнительному анализу эффективности геохимических методов прогноза нефтегазоносности в арктических регионах Западной и Восточной Сибири. Рассматриваются особенности геологических условий, влияющие на выбор и реализацию методов разведки. Анализируется исторический опыт освоения нефтегазовых ресурсов региона, начиная с советского периода, и подчеркиваются достижения известных ученых, таких как В.П. Исаев и др. В работе подробно рассматриваются теоретические основы геохимического прогноза, включая теорию субвертикальной миграции углеводородов и принципы выявления геохимических аномалий. Описываются основные методы геохимических исследований, применяемых в Западной и Восточной Сибири. Особое внимание уделяется интегрированному подходу, сочетающему геохимические, геофизические и геологические данные. Приводятся примеры успешного применения геохимических методов, такие как выделение перспективных нефтегазоносных зон на Южно-Сюльдюкарском участке и подтверждение значительных ресурсов на Медвеьем месторождении. Даются рекомендации по совершенствованию методик прогноза, включая создание единого банка данных, автоматизацию обработки данных и внедрение новых технологий дистанционного зондирования. Подчеркивается необходимость международного сотрудничества и взаимодействия научных организаций с промышленными предприятиями для ускорения внедрения передовых технологий и устойчивого развития нефтегазовой отрасли России.

**Ключевые слова:** геохимические методы, локальный прогноз, нефтегазоносность, Арктика, Западная Сибирь, Восточная Сибирь, интеграция методов, геолого-разведочные работы

**Благодарности:** Работа выполнена в рамках темы № 1023110300018-4-1.5.4 Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в молодежной лаборатории комплексных исследований Арктики Института земной коры СО РАН (г. Иркутск, Россия).

**Для цитирования:** Черемисин И.О., Стукова Е.В. Современные геохимические методы локального прогноза нефтегазоносности в арктических регионах Западной и Восточной Сибири: сравнительный анализ // Науки о Земле и недропользование. 2026. Т. 49. № 1. С. 30–45. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-1-3>. EDN: LOKXJK.

### Review article

## Modern geochemical methods for local oil and gas potential prediction in the Arctic regions of Western and Eastern Siberia: a comparative analysis

Ilya O. Cheremisin<sup>а</sup>, Elizaveta V. Stukova<sup>б</sup>

<sup>а</sup>Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

<sup>б</sup>LLC "Production and Geological Company 'Sibgeocom'", Markova settlement, Russian Federation

**Abstract.** This work is devoted to the study and comparative analysis of the effectiveness of geochemical methods for predicting oil and gas potential in the Arctic regions of Western and Eastern Siberia. The features of geological conditions influencing the selection and implementation of exploration methods are considered. The analysis is given to the historical experience of developing oil and gas resources in the region, starting from the Soviet period and highlighting the achievements of renowned scientists such as V.P. Isaev and others. The work thoroughly examines the theoretical foundations of geochemical prediction including the theory of subvertical hydrocarbon migration and the identification principles of geochemical anomalies. The main geochemical research methods applied in Western and Eastern Siberia are described. Special attention is paid to an integrated approach combining geochemical, geophysical, and geological data. The article provides some examples of successful application of geochemical methods such as identification of promising oil and

© Черемисин И.О., Стукова Е.В., 2026



gas zones in the South-Syuldyukar area and confirming significant resources at the Medvezhye field. Recommendations are given for improving forecasting methods, including the creation of a unified database, automation of data processing, and introduction of new remote sensing technologies. The necessity of international cooperation and interaction between scientific organizations and industrial enterprises to accelerate the adoption of advanced technologies and ensure the sustainable development of Russia's oil and gas industry is emphasized.

**Keywords:** geochemical methods, local prediction, oil and gas potential, Arctic, Western Siberia, Eastern Siberia, integration of methods, geological exploration

**Acknowledgements:** The work was carried out within the framework of the topic No. 1023110300018-4-1.5.4 of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation at the Youth Laboratory for Comprehensive Arctic Studies of the Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russia).

**For citation:** Cheremisin I.O., Stukova E.V. Modern geochemical methods for local oil and gas potential prediction in the Arctic regions of Western and Eastern Siberia: a comparative analysis. *Earth sciences and subsoil use*. 2026;49(1):30-45. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-1-3>. EDN: LOKXJK.

## Введение

Разведка и освоение нефтегазовых ресурсов арктических регионов Западной и Восточной Сибири являются стратегическими задачами для российской экономики. Однако эти территории характеризуются экстремальными климатическими условиями и сложным геологическим строением, включающим многолетнемерзлые породы, мощную криолитозону и др. Данные факторы создают значительные препятствия для применения традиционных методов геологоразведки, таких как сейсморазведка, повышая их стоимость и снижая эффективность. В этих условиях наиболее перспективным направлением становятся геохимические методы поиска, обеспечивающие оперативное и относительно экономичное выявление признаков углеводородов непосредственно в зоне потенциально продуктивных слоев. Их значимость обусловлена возможностью прямого или косвенного обнаружения углеводородных флюидов. В то же время эффективная реализация этих методов в Арктике сталкивается с проблемами корректной интерпретации данных, вызванными уникальностью природной среды, которая может маскировать или исказить геохимические аномалии.

Цель представленного исследования – провести сравнительный анализ, систематизацию и оценку эффективности геохимических методов локального прогноза нефтегазоносности в арктических условиях Западной и Восточной Сибири. Основное внимание в работе уделяется детальному описанию как прямых (газо- и битуминологическая съемка, хромато-масс-спектрометрия), так и косвенных (изучение микроэлементов, изотопных составов) методов, их теоретическим основам, практической реализации и адаптации к специфическим региональным особенностям.

Для решения данных задач необходимо выявить особенности применения геохимических методов в Западной и Восточной Сибири, что в дальнейшем позволит оценить сильные стороны и ограничения геохимических методов, предложить рекомендации и улучшить процессы отбора образцов и обработки данных.

Нефтегазоносность Сибири издавна привлекает внимание исследователей. Хотя первые свидетельства о наличии углеводородов в регионе датируются серединой XIX в., систематическое изучение началось в советский период. Начало целенаправленному геологическому изучению арктических районов, в частности территории в низовьях реки Енисей, положила экспедиция Управления Главсевморпути 1934 г. под руководством Н.А. Гедройца, представителя классической школы Геологического комитета [1, 2]. Уже в 1934 г. геологами в районе устья реки Малая Хета были обнаружены приповерхностные выходы горючих газов. Несмотря на отсутствие прямых нефтепроявлений, Гедройц, опираясь на обнаруженные газопроявления, находки самородной серы и наличие соляных озер, дал положительную оценку перспективам низовьев Енисея [2, 3]. Эти результаты привлекли внимание к региону, и в 1935 г. была организована Усть-Енисейская нефтеразведочная экспедиция, работавшая до 1954 г. Первые промышленно значимые нефтепроявления были получены в 1942 г., когда на Малохетской структуре вскрыли газовую залежь [2, 4].

Значительный вклад в становление современной геологии региона внесли выдающиеся ученые. Так, Н.А. Гедройц не только занимался вопросами гидрогеологии и миграции углеводородов, но и первым научно обосновал необходимость поисков в Тазовском районе.



В 1942–1943 гг. он разработал программу работ, рассматривая север Западно-Сибирской низменности как зону сочленения структур Урала и Сибирской платформы. По его инициативе в 1943 г. была организована Тазовская геолого-поисковая партия под общим руководством М.Ф. Данилова, в состав которой вошли В.Н. Сакс и И.П. Лугинец [2, 4]. Таким образом, задолго до открытия в 1962 г. первого газового Тазовского месторождения, именно Н.А. Гедройц научно обосновал необходимость постановки здесь геолого-разведочных работ [2, 5].

Помимо полевых исследований, Гедройц сыграл ключевую роль в обобщении геологических материалов. В 1936 г. он составил одну из первых карт перспектив нефтеносности Арктического сектора Сибири, а в 1944–1945 гг. возглавлял Арктическую бригаду Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского института по обобщению всех данных по нефтеносности Сибири [2, 3, 6]. Развивая свои прогнозы, он пришел к важным тектоническим выводам: в 1941 г. обосновал наличие в Усть-Енисейском районе двух систем складчатости – палеозойской (субширотной) и мезозойской (субмеридиональной, уходящей в сторону Гыданского полуострова). Эти идеи стали рабочей гипотезой для дальнейших поисков [2, 4].

Кульминацией геолого-разведочных работ 60–70-х гг. стало открытие целого ряда уникальных и крупных месторождений. В 1962 г. было открыто первое газовое Тазовское месторождение. За ним последовали Заполярное (1965), Уренгойское (1966), Медвежье (1967) и Ямбургское (1969). В Усть-Енисейском районе были открыты Мессояхское (1967), Соленинское (1969) и другие [1, 5, 7]. Одним из самых значимых событий стало открытие Ванкорской группы месторождений (1972–1991 гг.), проектирование геолого-разведочных работ для которой велось под руководством академика А.Э. Конторовича. Разработка комплекса методов прогноза нефтегазоносности способствовала открытию крупнейших месторождений [1, 7, 8].

С наступлением XXI в. развитие геохимии вышло на новый качественный уровень. Благодаря компьютерному моделированию, лазерной спектроскопии и высокоточной аналитической аппаратуре стало возможным переоценить перспективность ранее заброшен-

ных участков и выявить новые месторождения в сложнопостроенных регионах [9–12]. Накопленный к началу XXI в. огромный объем геолого-геофизической информации позволил перейти к решению принципиально новых задач: выявлению факторов, имевших решающее значение при формировании гигантских скоплений углеводородов, и пониманию процессов, приведших к образованию месторождений на периферии осадочного бассейна [11–13].

Современная наука использует инновационные технологии в сочетании с комплексным подходом, объединяющим геохимические и геофизические данные, что позволяет создавать высококачественные модели нефтяных и газовых объектов и значительно повышает точность прогноза запасов углеводородов [9–14].

### Материалы и методы исследования

В основе геохимических поисков месторождений углеводородов лежит концепция миграции флюидов из залежей, приводящая к формированию в приповерхностных средах ореолов рассеяния и аномальных геохимических полей (АГП) [15–17]. Теоретические основы современных представлений о миграции были заложены в трудах основоположников осадочно-миграционной теории – В.А. Соколова, Н.Б. Вассоевича и А.Э. Конторовича [1, 15, 18]. Формирование АГП обусловлено двумя основными механизмами [15, 16]:

1) диффузия – рассеяние газообразных углеводородов (С1–С5) в поровом пространстве пород под действием градиента концентраций [18, 19];

2) фильтрация – латеральный и вертикальный перенос флюидов по системам трещин и тектоническим нарушениям, играющий ключевую роль в формировании контрастных аномалий [16, 17, 20].

Совокупное действие этих процессов создает в почвах, подземных водах, горных породах и приземной атмосфере комплексные аномалии, которые могут служить индикаторами глубинных скоплений углеводородов<sup>1</sup> [17, 21, 22]. Однако прямая и однозначная интерпретация этих аномалий затруднена. Отсутствие выраженных углеводородных компонентов на

<sup>1</sup> Исаев В.П. Геохимические методы прогноза и поисков месторождений нефти и газа: учеб. пособ. М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. 196 с.



поверхности может быть не признаком отсутствия залежи, а, напротив, свидетельством наличия мощной и непроницаемой покрывки, надежно экранирующей флюиды. И наоборот, яркие поверхностные аномалии иногда связаны с разрушенными или незначительными скоплениями, либо с техногенными помехами [16, 19, 23]. Это фундаментальное ограничение определяет, что прямые методы, такие как газовая съемка, наиболее эффективны для решения задач регионального и зонального прогноза, тогда как для локального прогноза их данные требуют обязательной комплексной проверки и интеграции с другими методами [9, 21, 22]. В этой связи особый интерес представляет съемка по иловым газам водоемов и водотоков, интегрирующая информацию с площади и позволяющая нивелировать влияние локальных неоднородностей подстилающей поверхности [10, 24].

В зависимости от миграционной формы и среды-индикатора, в практических исследованиях выделяют несколько типов геохимических аномалий [15, 18]:

- газовые (углеводороды и неуглеводородные газы, такие как гелий, углекислый газ);
- битумные (битумоиды, микронепти);
- гидрогеохимические (изменения состава подземных вод);
- литохимические (вторичные изменения пород);
- биогеохимические (влияние углеводородов на растительность и микроорганизмы).

На формирование и сохранность аномалий влияет комплекс факторов:

- геологических (наличие разломов, свойства покрывки);
- физико-химических (рН, Eh);
- биогеохимических (активность микроорганизмов);
- климатических (условия мерзлоты, инфильтрация) [10, 16, 21].

В арктических условиях влияние этих факторов особенно выражено, что требует тщательной адаптации методик [9, 10, 11].

Особый практический интерес для арктических регионов представляет разработанная Г.Л. Корюкиным морфогенетическая классификация аномальных геохимических полей концентраций, выделяющая пять основных типов, связанных с различными геологическими структурами [25]:

- сводово-кольцевой – над антиклинальными структурами;
- линейно-приразломный – приуроченный к тектоническим нарушениям;
- мозаично-моноклиальный – контролируемый выклиниванием нефтегазоносных комплексов;
- сводовый – над куполами локальных поднятий;
- фумарольный – над субаквальные очагами разгрузки газов.

Данная классификация является эффективным инструментом не только для констатации факта миграции углеводородов, но и для определения генетической связи аномалий с конкретными типами ловушек, что принципиально важно для локального прогноза [23, 25].

*Развитие количественных методов оценки нефтегазоносности.* Параллельно с развитием полевых геохимических методов совершенствовались и подходы к количественной оценке генерационного потенциала недр. В этом отношении ключевую роль сыграли два взаимодополняющих метода: объемно-генетический и историко-генетический (бассейновое моделирование)<sup>2</sup> [21, 26, 27].

Объемно-генетический метод, основы которого были заложены еще А.Д. Архангельским (1927) и развиты в трудах В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича и С.Г. Неручева, позволял оценить потенциальные ресурсы углеводородов на основе содержания органического вещества в нефтегазопроизводящих толщах [1, 21, 28]. Важнейшим вкладом стало учение о главной фазе (зоне) нефтеобразования (Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович), показавшее неравномерность процессов генерации углеводородов в зависимости от стадий катагенеза [1, 15, 28].

Логическим развитием этих идей стал историко-генетический метод (бассейновое моделирование) [26, 27, 29]. Этот метод позволяет численно восстановить историю реализации генерационного потенциала во времени, с учетом всех этапов геологического развития осадочного бассейна: погружения, уплотнения пород, изменения теплового поля, генерации, миграции и аккумуляции углеводородов [16, 27, 29]. В основе современных программных продуктов (таких как Temis, Petromod), использующих этот метод, лежат кинетические модели преобразования керо-

<sup>2</sup> Прищепа О.М. Геология и геохимия нефти и газа: учеб.-метод. пособ. СПб.: Горный ун-т, 2023. 157 с.



гена, разработанные Б. Тиссо и Дж. Эспиталье, а также температурно-временной индекс Н.В. Лопатина [20, 23, 27].

Важно отметить, что даже современные историко-генетические методы имеют свои ограничения. К ним относятся: во-первых, закрытость кинетических моделей, не в полной мере отражающая реальные процессы в открытой системе; во-вторых, неоднозначность определения кинетических параметров (энергии активации и частотного фактора), известная как «компенсационный эффект»; в-третьих, высокая зависимость результатов от качества и полноты исходных геохимических данных, особенно по слабоизученным глубоким горизонтам [19, 23, 27]. Эти факторы необходимо учитывать при интерпретации результатов моделирования [9, 29].

*Современный комплекс методов.* Современный арсенал методов представляет собой комплексный подход, сочетающий полевые, лабораторные и математические способы исследования. Все применяемые методы подразделяются на три основные группы (табл. 1) [21, 22, 30–32].

Ключевое значение для успешного прогноза имеют стандартизация отбора проб, учет фоновых значений, исключение техногенных помех и комплексная интерпретация данных с привлечением геофизики [9, 21, 22].

*Методика и оценка эффективности для различных регионов.* Спецификой геологического строения Западной и Восточной Сибири объясняются сформировавшиеся различные подходы к комплексированию геохимических методов [7, 9, 11, 14].

*Критерии диагностики природы аномалий для локального прогноза.* Для перехода от региональной оценки к локальному прогнозу в арктических условиях необходим комплексный анализ аномалий по ряду диагностических критериев. Ключевыми из них являются:

1. Пространственная непрерывность аномалий по разрезу и их регистрация на разных уровнях поискового зондирования [16, 21, 25].

2. Расширенный спектр гомологов метана – наличие не только легких (C1–C2), но и тяжелых гомологов вплоть до пентана (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) [9, 18, 23].

3. Преобладание предельных углеводородов над непредельными, что указывает на термokatалитическую природу газа [17, 18, 26].

4. Закономерное увеличение содержаний тяжелых углеводородов вниз по разрезу [16, 23, 26].

5. Отсутствие корреляции между аномалиями углеводородов и составом органического вещества или литологическим типом пород, что подтверждает их миграционную, а не сингенетическую природу [17, 21, 28]. В сложнопостроенных разрезах Восточной Сибири, обогащенных углеродистым веществом, этот критерий позволяет отделить наложенные аномалии от сингенетических [13, 14, 33].

6. Повышенные содержания гелия и водорода как индикаторов глубинных, тектонически обусловленных путей миграции<sup>3</sup> [11, 34]. Гелий, в силу своей инертности и отсутствия связи с литологией, является наиболее надежным индикатором флюидопроводящих разломов, особенно в условиях мощного осадочного чехла [10, 24, 25].

7. Пространственное совпадение аномальных геохимических и геофизических полей. При этом важен не просто факт совпадения, а анализ структурной обусловленности геохимических полей [34]. Тяготение аномалий к кольцевым структурам, зонам разломов и другим элементам тектонического каркаса, выделяемым геофизическими методами, значительно повышает прогнозную значимость геохимических данных [9, 17, 20].

8. Наличие геохимической зональности. Для локального прогноза принципиально важ-

**Таблица 1. Группы методов**  
**Table 1. Groups of methods**

Группа методов	Пример
Прямые	Газовые съемки, битуминология, хромато-масс-спектрометрия
Косвенные	Изотопные, литохимические, гидрогеохимические, биогеохимические методы
Интеграционные	Статистическое моделирование (в т. ч. кластерный и дискриминантный анализ), комплексное зондирование, совместная интерпретация с геофизикой, бассейновое моделирование

<sup>3</sup> Пастухов Н.П. Взаимосвязь геохимических и геофизических полей в надпродуктивных комплексах нефтегазовых месторождений юга Сибирской платформы: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.13. М., 1992. 180 с.



ным является не только выявление аномалии, но и анализ ее внутреннего строения. Закономерное изменение состава углеводородных газов (например, увеличение доли тяжелых гомологов или закономерное изменение изотопного состава углерода метана) в направлении предполагаемого источника является надежным признаком его близости [9, 15, 17, 23, 26].

9. Адекватный выбор объекта опробования с учетом ландшафтно-геохимических условий. В арктических регионах, характеризующихся развитием криолитозоны и специфических биогеохимических барьеров (торфяники, моховые подушки), традиционное литогеохимическое опробование может быть дополнено или заменено биогеохимическими и гидрогеохимическими методами, что позволяет фиксировать слабоконтрастные, но устойчивые наложенные ореолы рассеяния [10, 24, 35].

Надежность локального прогноза многократно возрастает при выполнении данного комплекса критериев [9, 21].

### Результаты исследования и их обсуждение

Западная и Восточная Сибирь, являясь ключевыми нефтегазоносными провинциями России, характеризуются фундаментальными различиями в геологическом строении, что обуславливает необходимость применения различных методологических подходов к прогнозированию [7, 8, 14]. В основе методов лежит теория субвертикальной миграции углеводородов, направленная на выявление и интерпретацию геохимических аномалий над залежами [15, 16, 19].

Для эффективного прогнозирования в этих регионах требуются различные технологиче-

ские акценты, систематизированные в табл. 2 [9, 11, 14, 17, 34].

Рациональный комплекс методов прогнозирования в Западной и Восточной Сибири включает этапы, представленные в табл. 3 [9, 16, 21, 29].

*Оценка эффективности и обоснование рационального комплекса методов.* Эффективность геохимических методов прогноза в Западной и Восточной Сибири определяется не столько техническим оснащением, сколько синергетическим эффектом от интеграции данных [11, 29, 35]. Ключевые критерии успеха:

1. Стратифицированный выбор методов – соответствие методического аппарата региональным геологическим условиям [9, 14, 17]:

– для Западной Сибири: акцент на газовой хроматографии и биомаркерах [5, 36];

– для Восточной Сибири: приоритет изотопных исследований и анализа микроэлементов [33, 34].

2. Многоуровневая верификация – перекрестный контроль результатов [11, 16]:

– сопоставление геохимических аномалий с сейсмическими данными [9, 37];

– корреляция поверхностных проявлений с материалами структурного бурения [7];

– статистическая обработка разнородных данных (кластерный и дискриминантный анализы) [35].

3. Экономическая целесообразность – оптимизация затрат на поисковые работы [9, 11, 27]:

– снижение количества «сухих» скважин на 25–40 % [5, 8];

– сокращение сроков локализации перспективных объектов на 30 % [9, 10, 37];

– повышение точности прогнозных оценок до 85–90 % [11, 14, 29].

**Таблица 2. Сравнение технологий прогнозирования нефтегазоносности в Западной и Восточной Сибири**

**Table 2. Comparison of oil and gas potential forecasting technologies in Western and Eastern Siberia**

Технология	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Газовый и битуминологический каротаж	Важен для оценки качества продуктивных горизонтов	Необходим для изучения сложных геологических условий
Люминесцентно-битуминологический анализ	Диагностика остаточного наличия углеводородов	Используется для уточнения состава и сохранности углеводородов
Кластерный анализ	Эффективен для систематизации данных	Полезен при обработке большого объема разнородных данных
Дискриминантный анализ	Может использоваться для классификации признаков нефтегазоносности	Рекомендуется для проверки гипотез о механизмах образования залежей
Нейронные сети	Моделирование сложных процессов нефтегазообразования	Рекомендованы для анализа множества переменных и поиска связей



**Таблица 3. Этапы и стадии геохимических работ**  
**Table 3. Stages and phases of geochemical work**

Этап	Стадия	Основные задачи
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	1. Изучение региональных геохимических аномалий. 2. Составление карт прогнозной нефтегазоносности. 3. Выделение зон вероятного скопления углеводородов
	Оценка зон нефтегазонакопления	1. Детальное исследование пространственного распространения углеводородов-трассеров. 2. Количественная оценка содержания легколетучих компонентов. 3. Разработка стратегии детальной оценки перспективных участков
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	1. Локализация залежей с использованием детальных газогеохимических съемок. 2. Поиск новых перспективных геохимических сигналов. 3. Выбор оптимальных точек для постановки поискового бурения
	Подготовки объектов к поисковому бурению	1. Углубленное изучение состава проб почвы, пород и вод. 2. Оценка рисков и вероятности успешной нефтегазоносности участка. 3. Оптимизация плана последующих этапов бурения
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	1. Мониторинг изменений геохимических профилей. 2. Сбор данных о состоянии запасов углеводородов. 3. Подтверждение и перевод запасов в категорию разведанных

Рациональный комплекс методов формируется на основе принципа «последовательного фокусирования» [9, 16, 36]:

– региональный этап: выявление нефтегазоносных бассейнов [10, 11, 13];

– поисковый этап: оконтуривание перспективных зон [9, 14];

– детальный этап: локализация объектов для постановки поискового бурения [5, 7, 37].

Такой подход обеспечивает снижение совокупных рисков на 35–50 % по сравнению с традиционными методами прогнозирования, что подтверждается успешной апробацией на месторождениях Ванкорской группы в Западной Сибири и Чаяндинском в Восточной Сибири [5, 8, 13, 14].

Таким образом, максимальная эффективность достигается не простым суммированием методов, а их системной интеграцией в рамках единой прогнозной модели, адаптированной к специфике каждого региона [9, 16, 29].

*Результаты исследований комплексом геохимических и геофизических методов в арктических районах.* В Западной Сибири исследования проводились на территории Медвежьего лицензионного участка (ЛУ), который находится в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Площадь участка вытянута в меридиональном направлении на 120 км при ширине 25–35 км [5], с целью оперативной оценки нефтегазоносности поиско-

вых объектов в отложениях неокома и средней юры, выявленных сейсморазведкой, а также апробации методов в условиях мощной многолетней мерзлоты [9, 10]. Основные задачи включали:

– выделение интервалов повышенной газонасыщенности [9, 33];

– изучение состава и природы углеводородных газов [10, 18];

– оценку перспективности объектов и интеграцию данных с результатами геофизических исследований скважин (ГИС) [20, 21, 37].

Для эффективного прогнозирования нефтегазоносности в арктических условиях был разработан специализированный комплекс геохимических методов, адаптированный к сложным геолого-климатическим особенностям региона [9, 11, 29]. Комплекс включает три основные группы методов, каждая из которых решает специфические геологические задачи [29, 34].

Газогеохимические методы (термовакuumная дегазация керна, газовый каротаж промысловой жидкости, анализ иловых и почвенных газов) позволяют определять концентрации метана, его гомологов ( $C_2-C_6$ ), углекислый газ, водород, гелий, а также рассчитывать коэффициенты сухости ( $C_1/\sum C_2^+$ ) и  $i-C_4/n-C_4$  [9, 10]. Эти параметры используются для выявления интервалов повышенной газонасыщенности, оценки фазового состояния флюидов и иден-



тификации зон вертикальной миграции углеводородов [16, 17, 19].

Изотопно-геохимические методы (изотопный анализ углерода метана  $\delta^{13}\text{C}$ , биомаркерная диагностика, определение степени катагенеза  $R_o$ ) обеспечивают установление генезиса углеводородов, выявление взаимосвязи нефтей и рассеянных битумоидов, а также оценку зрелости органического вещества [18, 21, 26].

Интеграционные и моделирующие методы (3D геохимическое моделирование, совместная интерпретация с данными ГИС и сейсморазведки, статистический анализ) позволяют осуществлять стратиграфическую привязку аномалий к целевым горизонтам, прогнозировать коллекторские свойства и зоны насыщения, оптимизировать расположение поисковых и разведочных скважин [9, 27, 29].

Реализация методического комплекса осуществляется поэтапно в процессе геолого-разведочных работ (ГРП). На региональном этапе применяются люминесцентно-битуминологическая съемка масштаба 1:200000, газовый каротаж и изотопный анализ пластовых флюидов, что позволяет создать прогнозно-геохимические карты и установить региональные газогеохимические зоны [9, 22].

На поисковом этапе используются детальная газогеохимическая съемка масштаба 1:50000, хромато-масс-спектрометрический анализ биомаркеров и микробиологические исследования, что обеспечивает выявление локальных аномальных геохимических зон и повышение достоверности прогноза на 30–40 % [9, 10].

На разведочном этапе применяются 3D геохимическое моделирование продуктивных толщ, мониторинг изменения состава углеводородов при бурении и интеграция с данными ГИС и сейсморазведки, что позволяет выделять интервалы для испытания, прогнозировать фазовое состояние флюидов и снижать риски ГРП на 25 % [9, 27, 37].

В разрезе скважины № 50 выявлена классическая зональность распределения углеводородных газов с увеличением концентраций и преобладания предельных углеводородов над непредельными с глубиной, особенно в отложениях тангаловской свиты (неоком). По комплексу данных (газометрия + ГИС) выделено 9 интервалов повышенной газонасыщенности. Наиболее перспективными признаны пласты БН2, БН4, БН7, БН8 и БН9 [5, 37].

Изотопный анализ углерода метана ( $\delta^{13}\text{C}$  от -40,09 до -38,91 ‰) для тангаловской свиты указал на его термокаталитическую природу. На Медвежьем месторождении изотопно-геохимический анализ выявил различный генезис углеводородов: для верхних интервалов установлен биогенный генезис газа ( $\delta^{13}\text{C}$  от -65 до -70 ‰), а для нижних горизонтов – смешанное термогенно-биогенное происхождение ( $\delta^{13}\text{C}$  от -45 до -55 ‰) [5, 26].

Многоуровневая газогеохимическая съемка установила четкую стратиграфическую дифференциацию сенонских отложений. Верхняя часть разреза характеризуется фоновыми концентрациями углеводородов (0,0001–0,001 %), тогда как в нижней части зафиксированы аномальные содержания (0,01–0,1 %). Биомаркерная диагностика подтвердила автохтонное происхождение рассеянных битумоидов и низкую степень катагенеза органического вещества ( $R_o = 0,3–0,5$  %) [5, 18, 22].

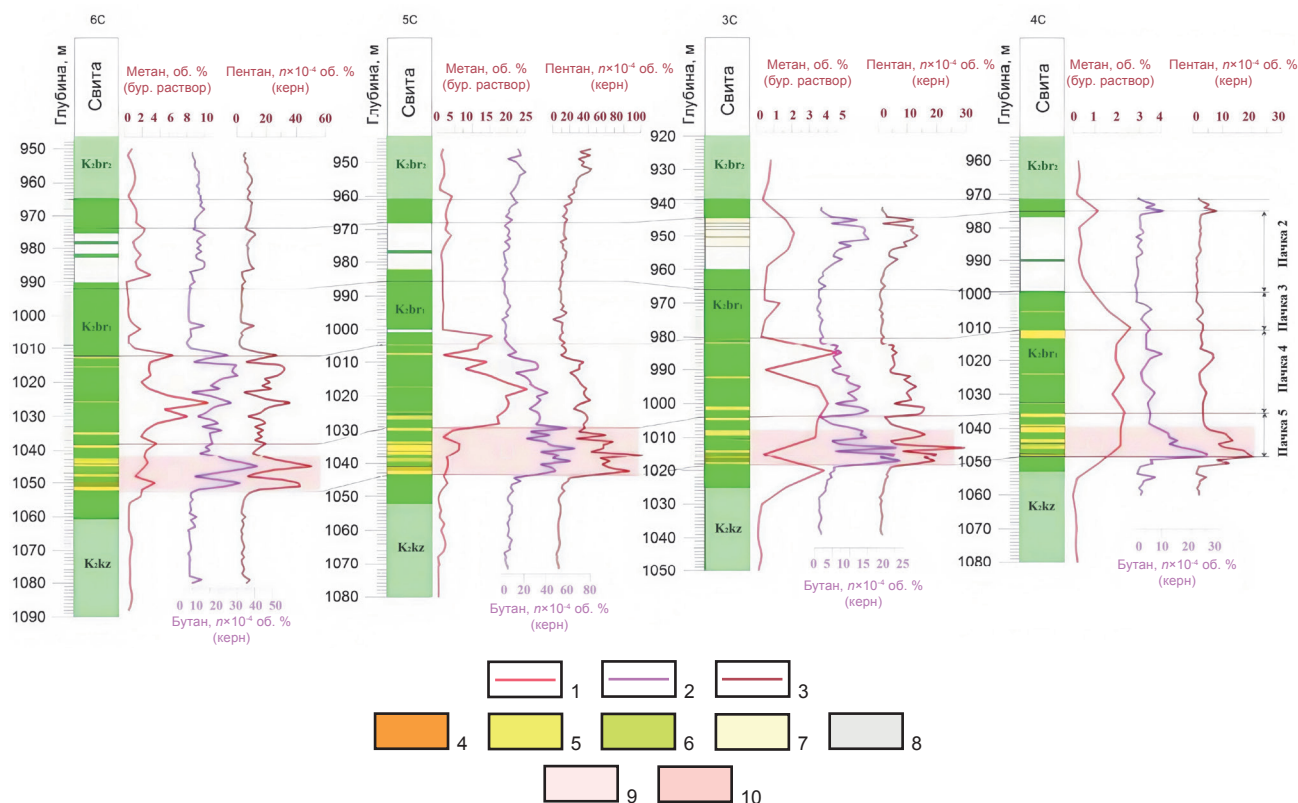
На рис. 1 представлено сопоставление интервалов повышенной газонасыщенности пород в разрезе скважин 6С, 5С, 3С и 4С на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении [22, 34].

Внедрение предложенного комплекса геохимических методов позволило:

- повысить достоверность прогноза продуктивных интервалов на 30–40 % за счет комплексного подхода (геохимия + ГИС);
- снизить риски геолого-разведочных работ на 25 % путем ранжирования объектов на основе геохимических критериев;
- получить принципиально новые данные о газогеохимической зональности разреза и природе углеводородов;
- оптимизировать расположение скважин на основе комплексной интерпретации данных.

Проведенные исследования подтвердили высокую эффективность разработанного комплекса геохимических методов для поисков и разведки месторождений в арктических условиях Западной Сибири. Для испытания рекомендованы конкретные интервалы в пластах БН2, БН4, БН5, БН7, БН8 и БН9. Наиболее вероятные скопления углеводородов прогнозируются в интервалах БН2, БН4\_1, БН8\_1 и БН8\_2 [36].

Рекомендуется широкое внедрение этих методов в практику геолого-разведочных работ, включая:



**Рис. 1. Сопоставление интервалов повышенной газонасыщенности и пачек пород в разрезе скважин 6С, 5С, 3С и 4С (пилотный ствол) на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении:**

1–3 – кривые концентрации углеводородных компонентов: 1 – метан (буровой раствор), 2 – бутан (керна), 3 – пентан (керна); 4–8 – классы пород: 4 – с наилучшими коллекторскими свойствами, 5 – с хорошими коллекторскими свойствами, 6 – с ухудшенными коллекторскими свойствами, 7 – опоки с хорошими коллекторскими свойствами, 8 – опоки с низкими коллекторскими свойствами; 9–10 – интервалы повышенных концентраций углеводородов: 9 – интервал 1, 10 – интервал 2

**Fig. 1. Comparison of intervals of increased gas saturation and rock units in the section of wells 6C, 5C, 3C and 4C (pilot borehole) at the Medvezhye oil and gas condensate field:**

1–3 – hydrocarbon component concentration curves: 1 – methane (drilling mud), 2 – butane (core), 3 – pentane (core); 4–8 – rock classes: 4 – best reservoir properties, 5 – good reservoir properties, 6 – poor reservoir properties, 7 – flasks with good reservoir properties, 8 – flasks with poor reservoir properties; 9–10 – intervals of elevated hydrocarbon concentrations: 9 – interval 1, 10 – interval 2

– обязательное проведение газометрического мониторинга при бурении всех поисково-разведочных скважин;

– использование изотопно-геохимических методов для установления генезиса углеводородов;

– внедрение 3D геохимического моделирования на всех этапах ГРП;

– создание интегрированных баз данных, объединяющих геохимическую и геофизическую информацию.

Предложенный комплекс методов позволяет существенно повысить эффективность и снизить затраты геолого-разведочных работ в арктических условиях Западной Сибири [5, 9, 11].

В Восточной Сибири был рассмотрен Южно-Сюльдюкарский ЛУ, расположенный в Мирнинском районе республики Саха (Якутия), северо-западнее г. Ленска и западнее г. Мирный. Участок охватывает площадь 2450 км<sup>2</sup>, он включен в региональные зоны нефтегазонакопления Непско-Ботуобинской антеклизы, охватывая Мирнинское и Сюльдюкарское поднятия [13, 14, 33].

Методологической основой работ является концепция вертикальной миграции углеводородных флюидов из залежей, приводящая к формированию в приповерхностных средах ореолов рассеяния и АГП [16, 17, 29]. Для выявления низкоконтрастных аномалий в слож-



ных геологических условиях был разработан комплексный подход, основанный на взаимодополняющих методах прямых поисков углеводородов [14, 29, 33, 34].

Полевые работы включали два основных направления: лито-газгеохимическое опробование и гидрогазгеохимическую съемку [24, 35].

Целью опробования было выявление аномальных полей сорбированных и свободных углеводородных газов, гелия и водорода, связанных с диффузионными и фильтрационными потоками из глубинных залежей [17]. Работы проводились по сети сейсмических профилей с шагом 0,5–1 км. Бурение неглубоких скважин (1–2 м) выполнялось с позиционированием GPS. Ключевым элементом методики являлась термовакуумная дегазация проб шлама непосредственно в полевых условиях, что позволило исключить окисление углеводородов и потери легких компонентов. Отбор проб свободного газа осуществлялся с помощью вакуумного пробоотборника ВГЗ-01 [13, 14, 33].

Для выявления зон разгрузки глубинных флюидов проводилось опробование поверхностных вод в зимний период. Анализировался полный комплекс показателей: органолептические свойства, физико-химические параметры (Eh, pH, электропроводность), ионно-солевой состав и растворенные газы (углеводороды, гелий) [10, 24].

Лабораторные исследования выполнялись на газовом хроматографе с диапазоном определяемых концентраций  $10^{-7}$ – $10^{-12}$  % об. Определялся широкий спектр компонентов: углеводородные газы ( $C_1$ – $C_6$ ), ароматические углеводороды (бензол) и неуглеводородные газы (водород, гелий, углекислый газ) [9, 10, 18].

Для обработки данных применялся комплекс современных подходов:

1. Статистический анализ – корреляционный и кластерный анализы для выявления ассоциаций геохимических показателей и оценки степени перспективности аномальных геохимических зон (АГЗ) относительно эталонного Сьюльдюкарского месторождения [13, 14, 35].

2. Геохимическое моделирование – аналитическое продолжение полей концентраций углеводородов и гелия на уровень продуктивных горизонтов (венд-нижнекембрийский комплекс) с использованием авторских программных комплексов («Геопрогноз») на основе мо-

дели диффузионного массопереноса (закон Фика) [16, 17, 29].

3. Картирование тектонических нарушений – в качестве основного индикатора флюидопроводных зон использовалось аномальное содержание гелия (превышение фона в два раза и более) [10, 25, 34].

4. Прогноз фазового насыщения – определение типа флюида (нефть, газ, газоконденсат) проводилось на основе системы геохимических коэффициентов, включая коэффициент сухости газа ( $CH_4/C_{2+}$ ), бутановый ( $iC_4/nC_4$ ) и пентановый ( $iC_5/nC_5$ ) коэффициенты, а также анализ «краевых эффектов» [17].

На рис. 2 представлено распределение геохимических показателей вдоль сейсмопрофилей Южно-Сюльдюкарского ЛУ [13, 14, 34].

В результате проведенных работ на территории Южно-Сюльдюкарского ЛУ было выявлено и оконтурено несколько комплексных АГЗ. Эти зоны характеризуются устойчивыми аномалиями не только по метану, но и по его гомологам ( $C_2$ – $C_6$ ), гелия и водорода, что указывает на их «эпигенетическую», миграционную природу и связь с глубинными источниками [13, 33, 34].

На основе расчетов геохимических коэффициентов выполнена оценка фазового состояния флюидов в прогнозируемых залежах. Для различных АГЗ установлено:

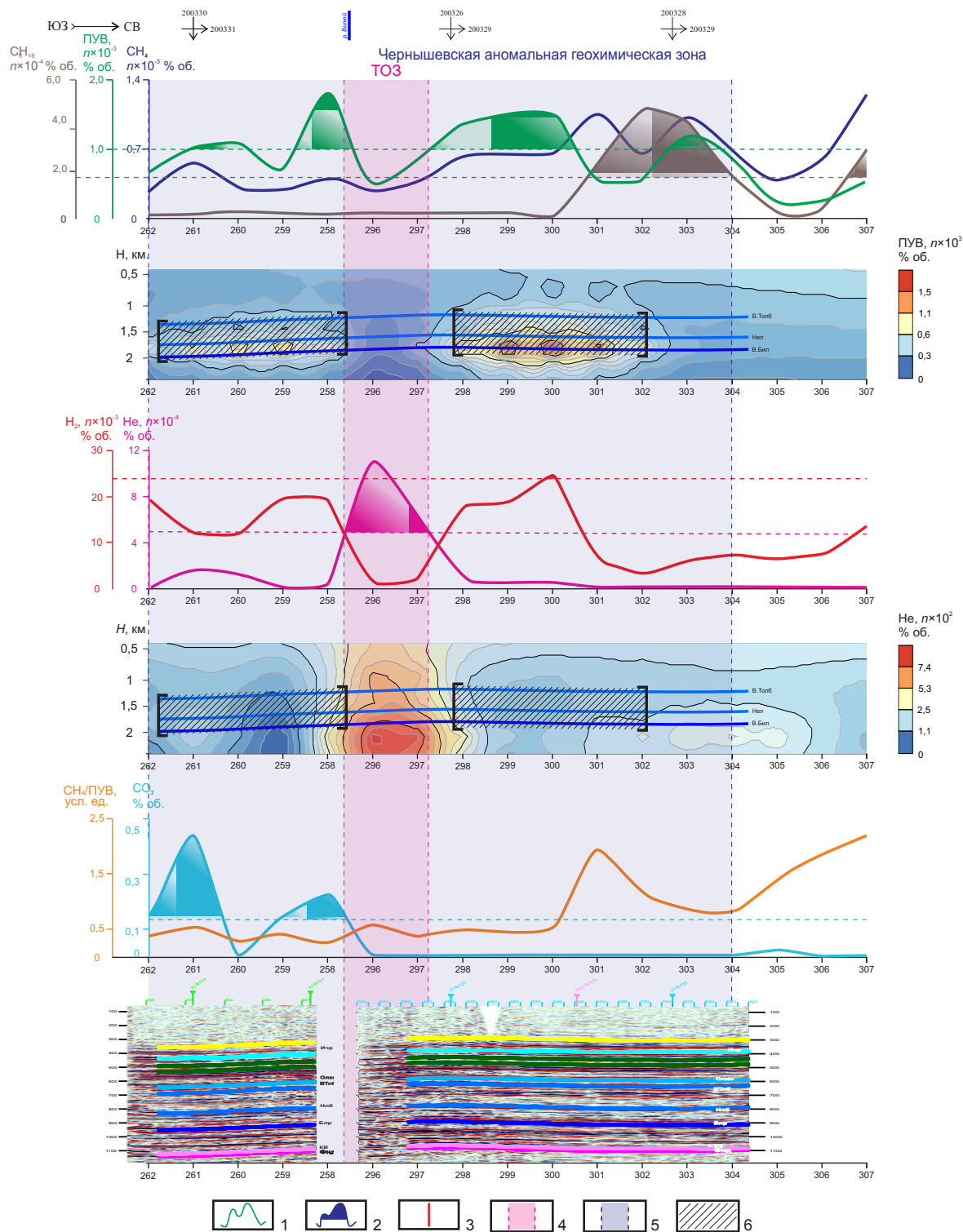
1. Нефтяное насыщение – характеризуется низкими значениями коэффициента сухости (менее 5) и бутанового коэффициента (менее 0,4).

2. Газоконденсатное насыщение – бутановый коэффициент в диапазоне 0,4–0,8.

3. Газовое насыщение – высокий коэффициент сухости (более 9–10) и бутановый коэффициент (более 0,8).

Построена карта тектонических нарушений, которая показала, что большинство выявленных АГЗ тяготеют к зонам повышенной трещиноватости и разломам, являющимся проводящими каналами для миграции углеводородных флюидов. Это подтверждается их корреляцией с аномалиями гелия (см. рис. 2) [10, 24, 34].

Переобработка архивных материалов газового каротажа девяти глубоких скважин позволила построить геолого-геохимические разрезы и подтвердить повышенную газонасыщенность подсолевых венд-нижнекембрийских отложений в пределах выделенных зон. Глубинное сейсмогеохимическое моделирование обеспечило стратиграфическую при-



**Рис. 2. Распределение геохимических показателей вдоль сейсмопрофилей Южно-Сюльдюкарского лицензионного участка:**

- 1 – графики геохимических показателей; 2 – графики геохимических аномалий;
- 3 – тектонические нарушения; 4 – тектонически ослабленная зона (выделена по содержанию гелия);
- 5 – аномальная геохимическая зона;
- 6 – зоны распространения нефтегазонасыщенных коллекторов

**Fig. 2. Distribution of geochemical indicators along seismic profiles of the South-Syuldyukar license area:**

- 1 – plots of geochemical indicators; 2 – plots of geochemical anomalies;
- 3 – tectonic faults; 4 – tectonically weakened zone (identified by helium content); 5 – anomalous geochemical zone;
- 6 – zones of distribution of oil- and gas-saturated reservoirs



вязку приповерхностных аномалий к целевым продуктивным горизонтам (Осинский, Ботубинский, Улаханский) [14, 29, 34].

Таким образом, разработанный и апробированный на Южно-Сюльдюкарском ЛУ комплекс геолого-геохимических методов доказал свою высокую эффективность для решения задач поисковой геологии в арктических регионах Восточной Сибири. Интеграция современных геохимических методов с традиционной геофизикой является мощным инструментом для прямой оценки нефтегазоносности и оптимизации геолого-разведочных работ в сложно построенных и труднодоступных регионах [9, 11, 14].

### Заключение

Проведенное исследование подтвердило высокую эффективность геохимических методов локального прогноза нефтегазоносности в арктических регионах Западной и Восточной Сибири, несмотря на существенные различия в их геологическом строении. Сравнительный анализ выявил региональную специфику, требующую дифференцированного подхода к выбору и применению методов.

В условиях Западной Сибири с ее относительно простым строением осадочного чехла наибольшую эффективность показали традиционные газогеохимические и битуминологические методы в комплексе с современной хромато-масс-спектрометрией. На примере Медвежьего месторождения доказана возможность повышения достоверности прогноза на 30–40 % и снижения рисков ГРП на 25 % за счет интеграции геохимических данных с результатами сейсморазведки и ГИС.

Для Восточной Сибири, характеризующейся сложной тектоникой и глубокой эрозивной расчлененностью, разработан специализированный комплекс методов с акцентом на анализе редких газов (гелий), микроэлементов-индикаторов и изотопных систем. Апробация методики на Южно-Сюльдюкарском лицензионном участке позволила не только выявить перспективные аномальные зоны, но и осуществить прогноз фазового

состояния флюидов с определением нефтяных, газоконденсатных и газовых насыщений.

Ключевыми факторами успешного применения геохимических методов в арктических условиях являются:

- адаптация методик к специфике многолетнемерзлых пород и сложных тектонических структур;

- комплексное использование прямых и косвенных методов поиска;

- интеграция геохимических данных с геофизической и геологической информацией;

- применение современных методов тематического моделирования, статистического анализа, цифровых технологий и искусственного интеллекта;

- учет специфики формирования геохимических полей концентраций в Арктике, в том числе таких явлений, как квазистационарные «тепловые окна» – зоны разгрузки глубинных флюидов, фиксируемые в водной толще.

Перспективы развития геохимических методов прогноза нефтегазоносности в арктических регионах связаны с созданием единого банка геохимических данных, внедрением технологий автоматизированной обработки информации, разработкой новых высокочувствительных аналитических методик и расширением применения дистанционного зондирования. Особое значение приобретает международное сотрудничество и тесное взаимодействие научных организаций с промышленными предприятиями для ускоренного внедрения передовых технологий в практику геолого-разведочных работ.

Таким образом, рационально подобранный и адаптированный к региональным условиям комплекс геохимических методов представляет собой эффективный инструмент для решения стратегических задач освоения нефтегазового потенциала арктических регионов России, обеспечивающий существенное повышение экономической эффективности и снижение рисков на всех этапах геолого-разведочного процесса.

### Список источников

1. Конторович А.Э., Фрадкин Г.С. Из истории отечественной геологии нефти и газа: сб. ст. Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. Вып. 1. 198 с.
2. Евдошенко Ю.В. Геолог Н.А. Гедройц и его оценки перспектив нефтеносности Севера Западной Сибири // Северный регион: наука, образование, культура. 2022. № 4. С. 6–17. <https://doi.org/10.34822/2312-377X-2022-4-6-17>. EDN: PZMGVD.



3. Гедройц Н.А. Перспективы нефтеносности Севера Сибири: основные итоги работы по обобщению материалов нефтеносности // Недр Арктики. 1946. № 1. С. 9–14.
4. Сакс В.Н. Геологические исследования в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности // Труды Горно-геологического управления Главсевморпути. М.; Л.: Главсевморпути, 1946. Вып. 22. 76 с.
5. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Рыбьяков А.Н., Шарафутдинов Р.Ф., Смирнов А.С., Нежданов А.А. [и др.]. Новая жизнь Медвежьего. 50 лет с начала разработки первого газового гиганта Западной Сибири // Газовая промышленность. 2017. № S2. С. 58–68. EDN: GAUIIN.
6. Гедройц Н.А. Нефтеносность советской Арктики по данным на 1949 год. Районирование по перспективам нефтеносности // Труды НИИ геологии Арктики Главсевморпути при Совете Министров СССР. М.; Л.: Главсевморпути, 1950. 70 с.
7. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. 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.
8. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недр, 1975. 680 с.
9. Zavatsky M.D., Veduta O.V., Naumenko V.O. Prospecting terrain for surface geo-chemical exploration of oil and gas in West Siberia // *Geology, Ecology, and Landscapes*. 2024. Vol. 8. Iss. 2. P. 276–286. <https://doi.org/10.1080/24749508.2022.2132007>.
10. Dultsev F.F., Chernykh A.V. Geochemistry of Water-dissolved gases of oil-and-gas bearing deposits in Northern and Arctic regions of Western Siberia // *Earth and Environmental Science: IOP Conference Series*. 2020. Vol. 459. Iss. 4. P. 042024. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/459/4/042024>. EDN: IINAYB.
11. Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н. [и др.]. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020–2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения // Геология нефти и газа. 2024. № 3. С. 5–18. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-5-18>. EDN: FMWVWV.
12. Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В., Антипова Ю.А. Генетические причины доминирующей газоносности юрско меловых отложений арктического сектора Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции // Территория Нефтегаз. 2020. № 1. С. 44–55.
13. Копылов И.С. Анализ геохимических полей на западе Сибирской платформы и прогнозирование зон нефтегазоаккумуляции // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2025. № 28. С. 87–95. <https://doi.org/10.17072/chirvinsky.2025.87>. EDN: PPJANC.
14. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий: монография. Красноярск: СФУ, 2017. 324 с.
15. Петухов А.В., Старобинец И.С., Зубайраев С.Л. [и др.]. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недр, 1993. 287 с.
16. Петухов А.В. Геолого-геохимическая модель нефтегазовой залежи // Геология нефти и газа. 1990. № 5. С. 10–15.
17. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Самсонов В.В., Сурков В.С., Трофимук А.А. Достижения геологии нефти и газа в Сибири за 60 лет советской власти // Геология и геофизика. 1977. Т. 18. № 11. С. 30–39. EDN: QMWUSX.
18. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недр, 1971. 334 с.
19. Saunders D.F., Burson K.R., Thompson C.K. Model for hydrocarbon micro seepage and related near-surface alterations // *AAPG Bulletin*. 1999. Vol. 83. Iss. 1. P. 170–185.
20. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа. М.: Недр, 1969. 272 с.
21. Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Петухов А.В. и др. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. М.: Недр, 1980. 300 с.
22. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недр, 1987. 181 с.
23. Klusman R.W. Rate of vertical migration of light hydrocarbons from oil and gas accumulations // *AAPG Bulletin*. 2021. Vol. 105. Iss. 4. P. 789–808.
24. Yurkevich N.V., Saeva O., Yurkevich N.V., Kolesnikov R., Kuleshova T. Hydrochemical characteristic of the arctic thermoclast lakes (Gydan Peninsula, Russian) // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference Proceedings SGM 2020. 2020. Vol. 5.1. P. 423–430. <https://doi.org/10.5593/sgem2020/5.1/s20.054>.
25. Корюкин Г.Л. Критерии прогнозной оценки нефтегазоносности арктических акваторий по данным геохимических исследований // Геология нефти и газа. 2003. № 4. С. 36–42.
26. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л.: Недр, 1974. 151 с.
27. Прищепа О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: арктический шельф и (или) трудноизвлекаемые запасы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2016. № 1-2. С. 18–34. EDN: VZYND.
28. Ларская Е.С. Использование геохимии органического вещества для нефтегазопоисковых целей // Геология нефти и газа. 1990. № 10. С. 20–24.
29. Бурштейн Л.М. Методология комплексного подхода к определению возраста интрузивных образований Восточной Сибири. Иркутск: ИЗК СО РАН, 2001. 280 с.
30. Abrams M.A. Evaluation of near-surface gases in marine sediments to assess subsurface petroleum gas generation and entrapment // *Geosciences*. 2017. Vol. 7. Iss. 2. P. 35. <https://doi.org/10.3390/geosciences7020035>. EDN: YGHHYF.



31. Алексеев Ф.А., Гужевский В.А. Основы литогеохимических поисков нефти и газа. Новосибирск: Наука, 1984. 192 с.
32. Алукер Э.Д., Кучерук Е.В., Петухов А.В. Геохимические методы поисков нефти и газа в СССР и за рубежом // Итоги науки и техники. М.: ВИНТИ РАН, 1989. Т. 16. С. 177–178.
33. Калинин А.И. Перспективы нефтегазоносности северо-восточной части Алданской антеклизы // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 22–27. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-22-27>. EDN: GXRFFY.
34. Дмитриевский А.Н. Фундаментальные проблемы геологии нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 12. С. 4–7. EDN: HRYUAV.
35. Андреева Н.Н., Борковский А.А., Верес С.П., Соколов А.В., Хмелевский М.С. Перспективы применения прямых геохимических методов поисков залежей нефти и газа относительно небольших размеров в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2001. № 4. С. 53–57. EDN: VVZCGO.
36. Пунанова С.А. Углеводородные системы и комбинированные ловушки нижнесреднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 22–27. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-3-22-27>. EDN: QZBTVT.
37. Shuster V.L. Prospects for exploration and development of large oil and gas fields in mega-reservoirs of the northern part of the West Siberian oil and gas province // Current Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4. <https://doi.org/10.29222/tpng.2078-5712.2022-39.art6>.

### References

1. Kontorovich A.E., Fradkin G.S. *From the history of Russian geology of oil and gas*. Collection of articles. Novosibirsk: Scientific Publishing Center of the Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy of the Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; 1998, Iss. 1, 198 p. (In Russ.).
2. Evdoshenko Yu.V. Geologist N. A. Geologist Nikolai Gedroits and his assessment of oil potential of the North of west Siberia. *Severnyy region: nauka, obrazovanie, kultura*. 2022;4:6-17. (In Russ.). <https://doi.org/10.34822/2312-377X-2022-4-6-17>. EDN: PZMGVD.
3. Geidroits N.A. Prospects for oil-bearing capacity of Northern Siberia: main results of the work on summarizing of oil-bearing materials. *Nedra Arktiki*. 1946;1:9-14. (In Russ.).
4. Saks V.N. Geological studies in the north-eastern part of the West Siberian Lowland. In: *Trudy Gorno-geologicheskogo upravleniya Glavsevmorputi*. Moscow; Leningrad: Glavsevmorputi; 1946, Iss. 22, 76 p. (In Russ.).
5. Akhmedsafin S.K., Rybalchenko V.V., Rybiakov A.N., Sharafutdinov R.F., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., et al. The new life of Medvezhye. 50 years to the day when the first West-Siberian gas giant's development started. *Gas Industry Journal*. 2017;S2:58-68. (In Russ.). EDN: GAUIIN.
6. Geidroits N.A. Oil potential of the Soviet Arctic according to 1949 data. Zoning by oil potential prospects In: *Proceedings of the Research Institute of Arctic Geology of the Main Directorate of the Northern Sea Route under the Council of Ministers of the USSR*. Moscow; Leningrad: Glavsevmorput; 1950, 70 p. (In Russ.).
7. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(11-12):1832-1845. (In Russ.). EDN: USJNNL.
8. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erve Yu.G. *Geology of oil and gas of Western Siberia*. Moscow: Nedra; 1975, 680 p. (In Russ.).
9. Zavatsky M.D., Veduta O.V., Naumenko V.O. Prospecting terrain for surface geo-chemical exploration of oil and gas in West Siberia. *Geology, Ecology, and Landscapes*. 2024;8(2):276-286. <https://doi.org/10.1080/24749508.2022.2132007>.
10. Dultsev F.F., Chernykh A.V. Geochemistry of water-dissolved gases of oil-and-gas bearing deposits in Northern and Arctic regions of Western Siberia. In: *Earth and Environmental Science: IOP Conference Series*. 2020;459(4):042024. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/459/4/042024>. EDN: IINAYB.
11. Mel'nikov P.N., Solov'ev A.V., Skvortsov M.B., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V., Kravchenko M.N., et al. Main results of geological exploration for hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation in 2020-2022 and prospects for its further development. *Geology of Oil and Gas*. 2024;3:5-18. (In Russ.). <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-3-5-18>. EDN: FMWOVW.
12. Lobusev M.A., Lobusev A.V., Bochkarev A.V., Antipova Yu.A. Genetic reasons for the dominant gas content of the Jurassic Cretaceous deposits of the Arctic Area of the West Siberian oil and gas megaprovince. *Oil and Gas territory*. 2020;1:44-55. (In Russ.).
13. Kopylov I.S. Analysis of geochemical fields in the west of the Siberian Platform and forecasting oil and gas accumulation zones. *Problems of mineralogy, petrography and metallogeny. Scientific readings in memory of P.N. Chirvinsky*. 2025;28:87-95. (In Russ.). <https://doi.org/10.17072/chirvinsky.2025.87>. EDN: PPJANC.
14. Bitner A.K., Pozdnyakov V.A. *New technologies of geological exploration. Hydrocarbon deposits of the Siberian platform and adjacent territories*. Krasnoyarsk: Siberian Federal University; 2017, 324 p. (In Russ.).
15. Petukhov A.V., Starobinets I.S., Zubajraev S.L., et al. *Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations*. Moscow: Nedra; 1993, 287 p. (In Russ.).
16. Petukhov A.V. Geological-geochemical model of an oil and gas deposit. *Russian oil and gas geology*. 1990;5:10-15. (In Russ.).



17. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Samsonov V.V., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Progress in petroleum and gas exploration science in Siberia in 60 year period of the soviet administration. *Russian Geology and Geophysics*. 1977;18(11):30-39. EDN: QMWUSX.
18. Sokolov V.A. *Geochemistry of natural gases*. Moscow: Nedra; 1971, 334 p. (In Russ.).
19. Saunders D.F., Burson K.R., Thompson C.K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations. *AAPG Bulletin*. 199;83(1):170-185. (In Russ.).
20. Kartsev A.A. *Fundamentals of oil and gas geochemistry*. Moscow: Nedra; 1969, 272 p. (In Russ.).
21. Bartashevich O.V., Zorkin L.M., Petukhov A.V. et al. *Geochemical methods for oil and gas field prospecting*. Moscow: Nedra; 1980, 300 p. (In Russ.).
22. Goncharov I.V. *Geochemistry of Western Siberian oils*. Moscow: Nedra; 1987, 181 p. (In Russ.).
23. Klusman R.W. Rate of vertical migration of light hydrocarbons from oil and gas accumulations. *AAPG Bulletin*. 2021;105(4):789-808.
24. Yurkevich N.V., Saeva O., Yurkevich N.V., Kolesnikov R., Kuleshova T. Hydrochemical characteristic of the Arctic thermocarst lakes (Gydan Peninsula, Russian). In: *20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference Proceedings SGEM 2020*. 2020;5.1:423-430. <https://doi.org/10.5593/sgem2020/5.1/s20.054>.
25. Koryukin G.L. Criteria for predictive assessment of oil and gas potential of Arctic water areas based on geochemical studies. *Geology of Oil and Gas*. 2003;4:36-42. (In Russ.).
26. Starobinets I.S. *Geological and geochemical features of gas condensates*. Leningrad: Nedra; 1974, 151 p.
27. Prishchepa O.M. Problems of replacing hydrocarbon reserves: Arctic shelf and/or hard-to-recover reserves. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*. 2016;1-2:18-34. (In Russ.). EDN: VZYNDD.
28. Larskaya E.S. Use of organic matter geochemistry for oil and gas exploration purposes. *Geology of Oil and Gas*. 1990;10:20-24. (In Russ.).
29. Burshtein L.M. *Methodology of an integrated approach to determining the age of intrusive formations of Eastern Siberia*. Irkutsk: Institute of the Earth's Crust SB RAS; 2001, 280 p. (In Russ.).
30. Abrams M.A. Evaluation of near-surface gases in marine sediments to assess subsurface petroleum gas generation and entrapment. *Geosciences*. 2017;7(2):35. <https://doi.org/10.3390/geosciences7020035>. EDN: YGHHYF.
31. Alekseev F.A., Guzhevsky V.A. *Fundamentals of litho-geochemical exploration for oil and gas*. Novosibirsk: Nauka; 1984, 192 p. (In Russ.).
32. Aluker E.D., Kucheruk E.V., Petukhov A.V. Geochemical methods of oil and gas exploration in the USSR and abroad. *Results of Science and Technology*. Moscow: VINITI; 1989, vol. 16, p. 177-178. (In Russ.).
33. Kalinin A.I. Prospects of oil and gas content of the north-eastern part of the Aldan anticline. *Oil Industry*. 2019;6:22-27. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-22-27>. EDN: GXRFFY.
34. Dmitrievsky A.N. Fundamental problems of oil and gas geology. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2004;12:4-7. (In Russ.). EDN: HRYUAV.
35. Andreeva N.N., Borkovsky A.A., Veres S.P., Sokolov A.V., Khmelevsky M.S. Application prospects of direct geochemical methods for prospecting relatively small oil and gas deposits in Western Siberia. *Geology of Oil and Gas*. 2001;4:53-57. (In Russ.). EDN: VVZCGO.
36. Punanova S.A. Hydrocarbon systems and combined traps of the Lower-Middle Jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia. *Oil and Gas Exposition*. 2021;3:22-27. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-3-22-27>. EDN: QZBTVT.
37. Shuster V.L. Prospects for exploration and development of large oil and gas fields in mega-reservoirs of the northern part of the West Siberian oil and gas province. *Current Problems of Oil and Gas*. 2022;4. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art6>.

#### Информация об авторах / Information about the authors



##### **Черемисин Илья Олегович,**

ведущий инженер лаборатории комплексных исследований Арктики,  
Институт земной коры  
Сибирского отделения Российской академии наук,  
г. Иркутск, Российская Федерация,  
✉ [cheremisin@crust.irk.ru](mailto:cheremisin@crust.irk.ru)  
<https://orcid.org/0009-0001-0406-8489>

##### **Ilya O. Cheremisin,**

Lead Engineer of the Laboratory for Comprehensive Arctic Studies,  
Institute of the Earth's Crust,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
Irkutsk, Russian Federation,  
✉ [cheremisin@crust.irk.ru](mailto:cheremisin@crust.irk.ru)  
<https://orcid.org/0009-0001-0406-8489>



**Стукова Елизавета Владимировна**,  
инженер-геолог,  
ООО «Производственно-геологическая компания “Сибгеоком”»,  
рп. Маркова, Российская Федерация,  
sibgeo@sibanalyt.ru  
<https://orcid.org/0009-0006-1055-5685>  
**Elizaveta V. Stukova**,  
Geological Engineer,  
LLC “Production and Geological Company ‘Sibgeocom’”,  
Markova settlement, Russian Federation,  
sibgeo@sibanalyt.ru  
<https://orcid.org/0009-0006-1055-5685>

#### **Вклад авторов / Contribution of the authors**

И.О. Черемисин – формальный анализ, разработка концепции, написание черновика рукописи.  
Е.В. Стукова – визуализация, редактирование рукописи.  
Ilya O. Cheremisin – formal analysis, conceptualization, writing – original draft.  
Elizaveta V. Stukova – visualization, writing – editing.

#### **Конфликт интересов / Conflict of interests**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
The authors declare no conflict of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.  
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

#### **Информация о статье / Information about the article**

Статья поступила в редакцию 03.03.2026; одобрена после рецензирования 12.03.2026; принята к публикации 17.03.2026.  
The article was submitted 03.03.2026; approved after reviewing 12.03.2026; accepted for publication 17.03.2026.