

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи

Поляков Андрей Александрович

**Системный подход к снижению риска и повышению эффективности
геологоразведочных работ
на нефть и газ**

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка
и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Москва - 2025

Диссертация подготовлена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова.

Научный консультант: *Малышев Николай Александрович*, доктор геолого-минералогических наук, профессор

**Официальные
оппоненты:** *Закиров Эрнест Сумбатович*, доктор технических наук, профессор РАН, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт проблем нефти и газа РАН», директор

Пороскун Владимир Ильич, доктор геолого-минералогических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», заместитель генерального директора по мониторингу ресурсной базы

Прищепа Олег Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, проректор по научной деятельности, заведующий кафедрой геологии нефти и газа геологоразведочного факультета Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

Защита диссертации состоится «03» апреля 2026 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.016.8 Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова по адресу: 119234, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, МГУ имени М. В. Ломоносова, геологический факультет, ауд. А-621.

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М. В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на портале <https://dissovet.msu.ru/dissertation/3732>

Автореферат разослан «___» _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета МГУ.016.8,
кандидат геолого-минералогических наук

Е. Н. Полудеткина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. Нефтегазовый комплекс нашей страны является важнейшей составляющей отечественной экономики и в значительной мере влияет на глобальную энергетическую стабильность. Его устойчивое развитие зависит от восполнения запасов в традиционных добывающих регионах — за счет открытия и ввода в разработку все более мелких и сложных месторождений, а также от результативности геологоразведочных работ в удаленных и малоизученных регионах, перспективных для открытия крупных месторождений и создания новых центров нефтегазодобычи.

Как возрастающая сложность объектов геологоразведочных работ (ГРР) в старых регионах, так и недостаточная их изученность в регионах новых приводят к увеличению геологического риска, росту числа «сухих» скважин и снижению эффективности геологоразведочного процесса, вплоть до его приостановки.

В этой связи возрастает значимость исследований, направленных на изучение возможностей повышения эффективности ГРР, за счет комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов и видов работ, научного обоснования выбора приоритетных площадей поисково-разведочного бурения, оптимизации размещения глубоких скважин. Несмотря на существенный объем посвященных данной проблематике научных работ (А.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц, В.С. Мелик-Пашаев и др.), изучение понятия геологического риска, являющегося неотъемлемой составляющей геологоразведочного процесса и непосредственно определяющего его эффективность (результативность, успешность, выраженную, например, в удельной стоимости подготовки запасов углеводородного сырья), в отечественной литературе должного внимания не привлекало.

Практически не освещены теоретические вопросы факторного анализа риска и соответствующие результатам такого анализа рекомендации по снижению риска — за счет рационального сочетания методов и видов исследований, по ранжированию объектов ГРР. Противоречивость отмеченной ситуации определяет актуальность и значимость настоящей работы как в теоретическом, так и в практическом отношении.

Гипотеза исследования. В соответствии со сложившейся понятийной базой (Е. Сапен, R. Megill, P. Rose и др.), геологический риск — это величина, зависящая от вероятности бурения успешной (обеспечившей измеримый и устойчивый дебит углеводородов) поисково-разведочной скважины, иными словами — зависящая от вероятности совместного присутствия в ограниченном пространстве геологических тел (резервуаров), структурных форм (ловушек) и углеводородных (УВ) флюидов, слагающих геологическую систему с важным для нас эмерджентным свойством —

нефтегазоносностью, то есть способностью аккумулировать углеводородное сырье и отдавать его в процессе разработки. Если нет одного из элементов системы, нет и эмерджентности, то есть нефтегазоносности.

Такая система не является простой совокупностью составляющих элементов: она открыта, неустойчива и подвержена непрерывным изменениям, проявляющимся в формировании, переформировании и разрушении залежей нефти и газа. Перечисленные изменения осуществляются через процессы и события, объединенные понятием «онтогенез»: генерацию, миграцию, аккумуляцию, консервацию и деструкцию залежей УВ (В.Б. Оленин, И.В. Высоцкий, О.К. Баженова и др.). Все эти процессы изучены не в полной мере, а в разрезе конкретных объектов ГРП, часто представляют собой скорее рабочие гипотезы, нежели теории. С учетом изложенного анализ риска, представляющий собой изучение геологических систем как совокупности элементов, процессов и событий, в условиях объективной неопределенности, подразумевает соответствующую логику организации исследований — системный подход.

Целью настоящей диссертационной работы являются разработка и апробация концепции повышения эффективности геологоразведочного процесса, заключающейся в системном подходе к изучению особенностей формирования и закономерностей размещения залежей нефти и газа, анализу неопределенности и последовательному снижению геологического риска в процессе обоснования и проведения поисково-разведочных работ.

Достижение указанной цели потребовало решения следующих **задач**:

1) разработать методологию изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем, предусматривающей снижение неопределенности их прогнозных моделей за счет последовательной интеграции знаний о геологических элементах, процессах и событиях, определяющих нефтегазообразование и нефтегазонакопление;

2) рассмотреть природу геологического риска и его связь с неопределенностью, разработать методику анализа и оценки риска для объектов ГРП на разных стадиях изученности, мониторинга риска для их ранжирования — определения приоритетных площадей поисково-разведочного бурения;

3) изучить возможность применения «адресного» — направленного на каждой стадии ГРП на снижение наиболее значимых рисков — подхода к комплексному изучению залежей, месторождений и перспективных объектов различного типа;

4) с учетом решения перечисленных выше задач сформулировать и апробировать концепцию повышения эффективности геологоразведочного процесса и

добиться практически значимых результатов поисково-разведочных работ на территории Енисей-Хатангского прогиба — одного из наименее изученных регионов России, перспективного, по мнению многих исследователей (А. П. Афанасенков, В. А. Балдин, А. В. Исаев, В. И. Казаис, А. Э. Конторович, В. А. Кринин, Л. Л. Кузнецов, Д. Г. Кушнир и др.), для открытия новых крупных месторождений нефти и газа.

Теоретическую основу исследования составили труды отечественных и зарубежных ученых, посвященные развитию теории нафтидогенеза (член-корр. АН СССР Н. Б. Вассоевич, академик РАН А. Э. Конторович, Н. В. Лопатин, член-корр. РАН Б. А. Соколов и др.), позволяющие рассматривать нефтегазообразование как естественное свойство осадочно-породных бассейнов, капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления (Ю. Я. Большаков и др.), лежащей в основе наших представлений о многообразии залежей нефти и газа, а также научные работы в области системных исследований (И. В. Блауберг, В. Н. Садовский, В. Н. Лившиц, Ф. П. Тарасенко и др.), дающие нам представление о системности, как о «всеобщей закономерности строения материального мира» (Дмитриевский, 1982).

Методологическую основу исследования составили работы ученых Дальневосточного научного центра Академии наук СССР: академика АН СССР Ю. А. Косыгина, В. А. Соловьева, В. Ю. Забродина и др., в соответствии с которыми изучаемые геологические системы рассматриваются как «различные по существу, абстрагированные из естественной совокупности геологических элементов, процессов и событий системы более низкого ранга: статические, динамические и ретроспективные, каждая из которых характеризуется особой ... природой элементов, их отношений и связей, особыми принципами исследования, особыми типами моделей» (Косыгин, 1974), а также академика РАН А. Н. Дмитриевского и профессора Н. В. Лопатина, благодаря трудам которых в науку и практику введен системный подход к анализу нефтегазоносных бассейнов.

Разнообразие поставленных задач потребовало применения соответствующих методов познания — специальных (историко-геологических) и общенаучных: анализа, синтеза, индукции и дедукции, процессуальных реконструкций (Н. Bergson), множественных рабочих гипотез (Т. Chamberlin), системного подхода, позволившего расширить границы предметного поля исследований.

Диссертантом проанализирован существенный объем технической, естественнонаучной и философской литературы, посвященной рассматриваемым в работе проблемам, в частности: по методологическим вопросам геологического познания (Н. А. Еременко, И. Ф. Зубков, И. В. Круть, С. В. Мейен, И. В. Назаров, В. Т. Фролов, В. Е. Хаин и др.), по изучению неопределенности и риска (Я. Д. Вишняков,

Н. Б. Ермасова, Р. М. Качалов, Н. Н. Радаев, Е. Capen, G. McMaster, R. Megill, J. Meisner, P. Rose и др.), по методологии прогноза, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений, комплексированию геолого-геофизических и геохимических методов (А. А. Бакиров, И. О. Брод, Г. А. Габриэлянц, А. А. Гусейнов, Н. Я. Кунин, В. С. Мелик-Пашаев, А. А. Никитин, В. Б. Оленин, В. И. Пороस्कун, В. В. Семенович, В. С. Славкин, В. К. Хмелевской и др.), по теоретическим и практическим вопросам нефтегазовой геологии Енисей-Хатангского прогиба (А. П. Афанасенков, В. А. Балдин, Л. М. Бурштейн, Л. Н. Болддушевская, В. П. Девятков, С. В. Ершов, А. С. Ефимов, А. В. Исаев, В. И. Казаис, В. А. Казаненков, С. М. Карпухин, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, В. А. Кринин, Л. Л. Кузнецов, Д. П. Куликов, Д. Г. Кушнир, Ю. А. Филиппов, С. В. Фролов и многие другие).

Фактический материал и личный вклад автора. Теоретическая часть работы основывается на обширном фактическом материале, использованном при обосновании направлений развития ресурсной базы и проведении ГРП в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоре, Прикаспии, Предкавказье и Волго-Уральском регионе, накопленном автором за 25 лет работы в нефтегазовой отрасли и включающем материалы полевой и промысловой геофизики, данные бурения и испытания скважин, исследования керна и пластовых флюидов. Эмпирическую базу исследования составили материалы по подсчету запасов углеводородного сырья более чем по 1200 залежам нефти и газа на территории и в акватории России и зарубежных стран, а также нормативно-правовые документы в части охраны и рационального использования недр.

При подготовке практических разделов, посвященных изучению территории Енисей-Хатангского прогиба, соискателем, начиная с 2006 года, проанализированы материалы бурения 120 поисково-разведочных скважин, выполнена интерпретация более 50 тыс. км профилей сейсморазведочных работ. При непосредственном участии автора пробурено и испытано порядка 30 скважин в границах территории исследований, открыты новые месторождения нефти и газа.

Результаты исследований **апробированы** в работах автора по теоретическим (анализ рисков, системный подход, классификация залежей нефти и газа и др.) и практическим вопросам нефтегазовой геологии, при этом полностью подтвердились выдвинутые более 10 лет назад (Поляков, 2013) предположения о высоких перспективах нефтеносности Нижнеенисейского и газоносности Енисей-Пясинского нефтегазоносных районов (НГР). На способ проведения ГРП по выявлению месторождений нефти и газа и определения их границ в древних нефтегазоносных бассейнах получен патент на изобретение № 2023121580 (Ступакова, Поляков, и др., 2024).

Научная новизна выполненного исследования

1. С использованием теоретических и методологических аспектов системного подхода автором сформулирован эвристический алгоритм решения задач нефтегазовой геологии в части прогноза нефтегазоносности и обоснования поисково-разведочных работ.

2. В развитие представлений академика Ю. А. Косыгина соискателем показано, что системные исследования при решении задач нефтегазовой геологии должны подразумевать: 1) изучение элементов залежи (месторождения) и УВ-системы, особенностей их композиции; 2) изучение геологических процессов, причинно-следственных связей, влияющих на нефтегазообразование и нефтегазонакопление; 3) изучение истории углеводородной системы.

3. Автором разработана методология изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем, подразумевающая последовательное снижение неопределенности при интеграции геологических знаний в процессе построения прогнозных моделей, обобщающих фактологические данные, онтогенетические и историко-геологические построения, а также верификацию и актуализацию прогнозных моделей.

4. Соискателем раскрыто понятие геологического риска. Исследована природа неопределенности моделей геологических систем, показана их вариативность, являющаяся атрибутивным источником риска. Доказано, что снижение неопределенности ведет к снижению риска. Рассмотрены методические основы факторного анализа и оценки риска в качестве величины, зависимой от вероятности существования изучаемых природных систем — залежей нефти и газа, иными словами вероятности благоприятной комбинации геологических элементов, процессов и событий, определяющих нефтегазообразование и нефтегазонакопление.

5. На основании разработанной методики оценки риска автором предложен подход к ранжированию объектов ГРП, подразумевающий мониторинг геологического риска в процессе актуализации прогнозной модели, что позволяет на каждой стадии изучения недр локализовать объекты с большей вероятностью геологической успешности и оптимизировать программу поисково-разведочного бурения.

6. Соискателем введено и развито понятие, раскрыты принципы адресного комплексирования методов и видов ГРП, подразумевающего снижение наиболее значимых рисков на каждой стадии поисково-разведочных работ. На основе созданного «Каталога методов ...» (Поляков и др., 2023) рассмотрены основные задачи адресного комплексирования геолого-геофизических и геохимических

методов и видов работ на разных стадиях геологоразведочного процесса при изучении залежей, месторождений и перспективных объектов различного типа.

Основным результатом диссертационного исследования, определяющим научную новизну, является предложенная автором концепция повышения эффективности геологоразведочного процесса, основанная на системном подходе к созданию прогнозных моделей залежей нефти и газа, месторождений и нефтегазоперспективных объектов; оценке и мониторинге геологического риска для сравнительного анализа, ранжирования и выбора приоритетных площадей поисково-разведочных работ; адресном комплексировании геолого-геофизических и геохимических методов, верификации и актуализации прогнозной модели.

Указанная концепция апробирована в период с 2013 по 2024 год при обосновании и проведении поисково-разведочных работ на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, ее эффективность подтверждена открытием различных типов месторождений нефти и газа в различных нефтегазоносных районах.

Защищаемые положения

1. Снижение неопределенности при прогнозе нефтегазоносности и обосновании поисково-разведочных работ достигается за счет последовательного построения априорных, динамических, концептуальных и ретроспективных моделей, их интеграции в практически значимые прогнозные модели, объединяющие фактические данные, онтогенетические и историко-геологические построения.

Предложенная последовательность познавательного процесса успешно апробирована на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района, где в результате выполненных исследований установлено существование крупной, охватывающей территорию порядка 5000 км², Пайяхской зоны нефтенакпления.

2. Пайяхская зона входит в состав Западно-Таймырского ареала зон нефтенакпления, охватывающего Нижнеенисейский и, частично, Танамский нефтегазоносные районы, характеризующиеся сходными с Пайяхской зоной особенностями строения и эволюции яновстанско-шуратовской углеводородной системы.

В качестве первоочередной для проведения геологоразведочных работ была определена территория Западно-Носковского прогиба, высокая перспективность которой впоследствии подтвердилась открытием нефтяного Западно-Иркинского нефтяного месторождения.

3. Риск является неотъемлемой составляющей геологоразведки, его преодоление возможно за счет сравнительного анализа и ранжирования объектов поисково-разведочных работ на основании оценки и мониторинга геологического

риска как величины, зависимой от вероятности благоприятной комбинации геологических элементов, процессов и событий, определяющих нефтегазообразование и нефтегазонакопление.

Указанный подход позволил обосновать возобновление геологоразведочных работ в границах Рассохинского мегавала, его целесообразность подтверждена открытием газоконденсатного месторождения им. Е. Зиничева в районе, считавшемся малоперспективным.

4. Разнообразие факторов неопределенности определяет необходимость, а ограниченное их количество — возможность адресного подхода к комплексированию геолого-геофизических и геохимических методов, направленных, на каждой стадии геологоразведочного процесса, на снижение наиболее значимых рисков.

Эффективность адресного комплексирования доказана открытием Северо-Байкаловского месторождения, подтвердившим перспективы нового направления геологоразведочных работ на газ, связанного с тектоно-седиментационными поднятиями Енисей-Пясинского нефтегазоносного района.

5. Повышение эффективности геологоразведочного процесса осуществляется на основе системного подхода, как итеративной последовательности процедур построения прогнозной модели, оценки и мониторинга геологического риска, ранжирования перспективных площадей, адресного комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов, верификации и актуализации прогнозной модели на новой стадии геологоразведочного процесса.

Теоретическая и практическая значимость исследования состоит в разработке подходов и положений, совокупность которых вносит вклад в решение следующих задач нефтегазовой геологии: 1) снижение неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем; 2) обоснование заложения поисково-разведочных скважин; 3) выбор программы исследований, подразумевающей сочетание производственных и научно-исследовательских работ. Успешность решения перечисленных задач во многом определяет эффективность геологоразведочного процесса.

При непосредственном участии (а затем и под руководством) автора в период с 2013 по 2024 г. в границах Енисей-Хатангского прогиба открыты нефтяное Западно-Иркинское, газовые им. Зиничева и Северо-Байкаловское месторождения, выполнен существенный комплекс разведочных работ и введено в разработку Пайяхское месторождение — первое и пока единственное нефтяное месторождение на Таймырском полуострове. В границах Нижнеенисейского и Танамского НГР выявлен и оконтурен Западно-Таймырский ареал зон нефтенакопления (ЗНН), включающий

выделенную соискателем Пайяхскую зону нефтенакопления. Доказана целесообразность возобновления геологоразведочных работ в Рассохинском НГР. В границах Енисей-Пясинского НГР выявлено новое направление ГРР на газ.

Все изложенное **определяет достоверность результатов исследования** и позволяет констатировать, что теоретические положения, раскрытые в диссертации, могут быть использованы в научно-исследовательских и производственных организациях при обосновании приоритетных направлений и объектов поисково-разведочных работ, формировании производственных программ.

Публикации. Результаты выполненных исследований и основные положения работы докладывались автором на российских и международных научных конференциях: «Новые идеи в геологии нефти и газа» (г. Москва, 2003, 2004, 2019, 2023, 2025), «Геонауки — от новых идей к новым открытиям» (г. Санкт-Петербург, 2008), «Нефтегазгеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России» (г. Санкт-Петербург, 2010), «Новые идеи в науках о Земле» (г. Москва, 2019), «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая независимость» (г. Уфа, 2023) и др.

По теме диссертации опубликовано 23 научных работы, из них 15 - в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности и отрасли наук, в том числе 1 монография.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения, общий объем — 302 страницы машинописного текста, содержит 111 рисунков, 11 таблиц и список цитируемой литературы из 288 наименований.

Стремление к последовательному изложению материала привело к необходимости рассмотрения основных понятий теории вероятности, вопросов классификации залежей УВ, стадийности и этапности ГРР, принципов комплексирования, краткого описания некоторых технологий полевой и промысловой геофизики, бурения и испытания скважин, в том числе из ранее опубликованных автором и в соавторстве работ.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава первая. Теоретические и методологические аспекты системного подхода при решении задач нефтегазовой геологии. В отечественной геологии целенаправленные системные исследования начались в 60-х годах прошлого века, сначала в рамках изучения методологических вопросов геологических наук (Ю.А. Косыгин и В.А. Соловьев, И.В. Круть), а в дальнейшем — при внедрении системного подхода как межнаучной дисциплины (В.Ю. Забродин, Л.Ф. Дементьев,

А. Н. Дмитриевский и другие) — некоего универсального алгоритма решения практических задач независимо от их природы.

Геология нефти и газа, являясь прикладной отраслью наук о Земле, начиная с работ Л.Ф. Дементьева следовала скорее вторым путем, руководствуясь общепринятыми положениями принципа системности: взаимосвязью целого и частей, приматом целого над частями, взаимодействием системы и внешней среды.

Под геологической системой (ГС) подразумевается «упорядоченная совокупность взаимодействующих природных элементов литосферы, связанных общей историей развития и закономерно образующих единое целое, обладающее свойствами, отсутствующими у отдельных элементов ее составляющих» (Буряковский и др., 1990). С учетом изложенного, объектом исследований в настоящей работе являются залежи нефти или/и газа — простейшие элементы в иерархии нефтегазогеологического районирования, представляющие собой единичное скопление углеводородов в ловушке, «одновременное и закономерное присутствие которых в ограниченном геологическом пространстве является общим основанием для выделения их в отдельную систему» (Еременко и др., 1996) с важным для нас эмерджентным свойством — нефтегазоносностью, системные свойства которых приведены ниже.

«Залежи (нефти и газа. — *Прим. автора*) — капли в океане воды», — так охарактеризовал выдающийся геолог-нефтяник И.О. Брод особенности их размещения в земной коре. Это выражение в большой мере отражает **целостность** залежей нефти и газа, уникальность углеводородных скоплений и их отличность, обособленность от окружающей среды. Рассматривая внутреннюю **неоднородность** изучаемых геологических систем (ИГС) при решении поисково-разведочных задач, руководствуясь тем, что элемент не может быть описан вне его функциональных характеристик, в качестве элементов ГС целесообразно рассматривать: коллектор, флюидоупор, структурную форму и углеводородные флюиды (рис. 1). Существенными связями, составляющими структуру системы, выступают функциональные связи, объединяемые такой связью элементы осуществляют определенную функцию (Блауберг и др., 1970), формируя обладающие собственной значимостью подсистемы (например, сочетание коллектора и флюидоупора формирует природный резервуар).

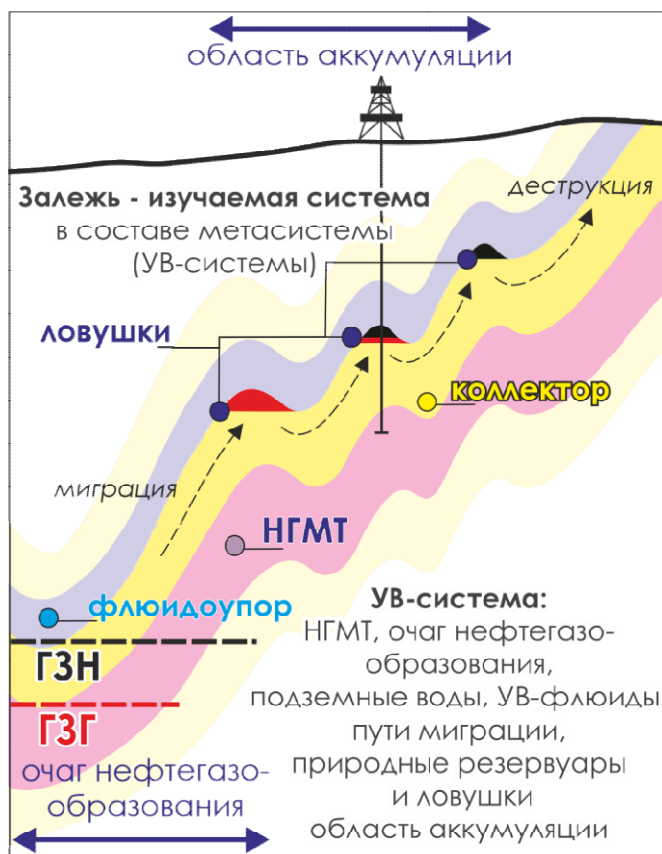


Рисунок 1. Залежь углеводородов — изучаемая геологическая система в составе УВ-системы (метасистемы)

Формирование залежей происходит в процессе миграции УВ из-за границ изучаемой системы, расстояние от очага генерации до зоны аккумуляции может достигать 160 км (Demaison, 1994). В данном случае система и метасистема (углеводородная система) взаимодействуют через связи преобразования, поскольку именно благодаря «углеводородному дыханию», совокупность элементов ловушки преобразуется в залежь.

Отмеченная открытость

проявляется во взаимообмене системы и метасистемы веществом и энергией и является причиной непрерывных изменений: формирования, переформирования и разрушения залежей.

С учетом изложенного логика исследований залежей нефти и газа должна подразумевать, с одной стороны, их изучение как целого — множества взаимосвязанных элементов, а с другой стороны — как одного из элементов метасистемы, в аспекте особенностей взаимодействия с другими элементами и подсистемами, то есть исследование системы должно проводиться совместно с исследованием условий ее существования. Указанное требование соответствует принципу системности — «ядру системной философии» (Лившиц, 2013).

Системные исследования при всей их специфике и разнообразии сходны в понимании и рассмотрении исследуемых объектов как множества взаимосвязанных элементов, выступающих в виде единого целого (Спицнадель, 2000). В работах известных специалистов в области системных исследований (Enthoven, 1970; Дроздов, 2002; Тарасенко, 2010 и др.) системный подход, а точнее прикладной системный подход (используется также термин «системный анализ»), рассматривается как межнаучная дисциплина, направленная на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности.

В геологии (и в геологии нефти и газа в частности), начиная с 50-х годов XX века, изучению возможностей системного подхода посвящены труды Л. А. Буряковского, О. А. Вотаха, Л. Ф. Деменьтева, А. Н. Дмитриевского, В. Ю. Забродина, Ю. А. Косыгина, В. А. Кулындышева, Н. В. Лопатина, В. А. Соловьева, А. А. Трофимука и многих других. Анализ и обобщение результатов работ перечисленных исследователей позволили автору сформулировать эвристический алгоритм (рис. 2) изучения геологических систем — залежей нефти и газа — при прогнозе нефтегазоносности и обосновании поисково-разведочных работ.



Рисунок 2. Эвристический алгоритм изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем при прогнозе нефтегазоносности и обосновании поисково-разведочных работ

1. Анализ — разделение сложного на простые части для объяснения строения изучаемой геологической системы.

2. Синтез, направленный на объяснение взаимодействия системы и окружающей среды (метасистемы, УВ-системы).

3. Формулирование рабочей гипотезы и построение прогнозной модели, объединяющей элементы залежи и углеводородной системы, процессы и события, важные для формирования скоплений нефти и газа (рис. 3).

4. Оценка рисков и выбор наилучшей альтернативы, то есть выбор приоритетных объектов геологоразведочных работ, выявленных путем сравнительной характеристики перспективных площадей.

5. Выбор методов и проведение исследований. Разнообразие факторов неопределенности (рис. 3) определяет необходимость комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов для извлечения разнородной информации и всесторонней характеристики системы и метасистемы.

6. Обратная связь заключается в принятии и дальнейшем совершенствовании прогнозной модели или пересмотре рабочей гипотезы на основании данных, полученных в результате производственного эксперимента.

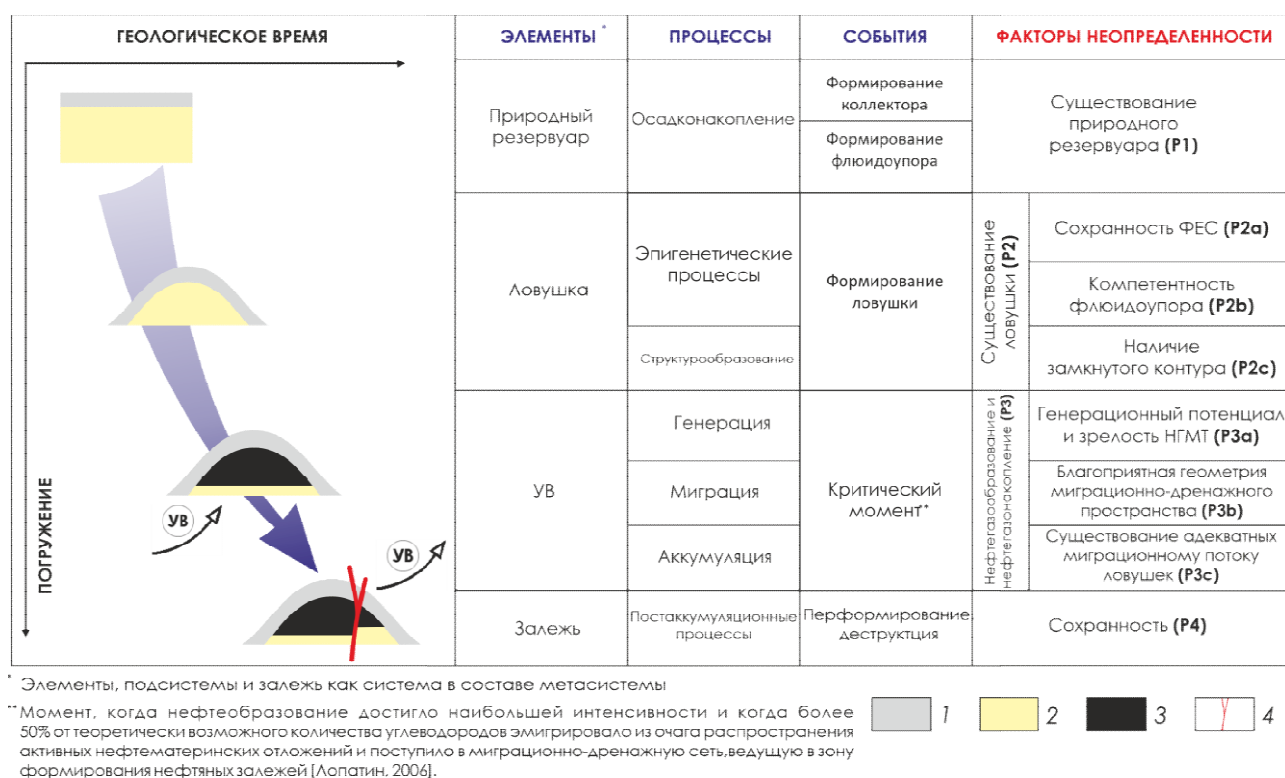


Рисунок 3. Основные факторы неопределенности (риска) при прогнозе, поисках и разведке месторождений нефти и газа. Условные обозначения: 1 — флюидоупор; 2 — коллектор; 3 — углеводородные флюиды; 4 — дизъюнктивные дислокации

Как видно, методология системного подхода носит итеративный характер и предполагает целенаправленное совершенствование рабочей гипотезы и минимизацию риска принятия решений на основе количественного сравнения альтернатив.

Осознавая всю сложность изучения ГС, следует отметить, что системный подход не является редукционизмом, снижающим гносеологический уровень геологии, это общенаучная методология исследований в условиях неопределенности, характерной,

например, для залежей нефти и газа, недоступных для непосредственного наблюдения и описания.

Приведенную последовательность познавательного процесса (рис. 2) целесообразно подразделить на три самостоятельных звена, направления, соответствующих теоретическим задачам настоящей работы, а именно: 1) разработке методологии построения прогнозных моделей изучаемых ГС для решения нефтегазогеологических задач; 2) изучению природы геологического риска и возможностей его снижения; 3) выбору оптимальной программы исследований с последующей актуализацией прогнозных моделей на новой стадии геологоразведочного процесса.

Предложенная логика решения задач нефтегазовой геологии, формализованная с использованием системного подхода, лежит в основе концепции повышения эффективности геологоразведочного процесса, которая и является целью настоящей работы и определяет заключительную, четвертую задачу — сформулировать и апробировать искомую концепцию и добиться практически значимых результатов поисково-разведочных работ на территории Енисей-Хатангского прогиба.

Глава вторая. Очерк геологического строения и нефтегазоносности. Территория исследований расположена в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края и в нефтегазогеологическом отношении входит в состав Нижнеенисейского, Рассохинского и Енисей-Пясинского НГР Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО, рис. 4).

В тектоническом отношении изучаемый регион приурочен к надпорядковым структурным элементам: Енисей-Хатангскому прогибу (западная часть Центрально-Таймырского мегапрогиба и Рассохинского мегавала) и Южно-Таймырской мегамоноклинали (рис. 9). В геологическом строении территории исследований принимают участие юрско-меловые терригенные образования толщиной до 7000 м, залегающие со стратиграфическим несогласием на вулканогенно-осадочных отложениях триаса.

Процесс изучения геологии и нефтегазоносности региона имеет длительную историю. Целенаправленные нефтегазопосковые работы в низовьях р. Енисей начались в 1934 году. В 1961 году возобновлены комплексные геофизические исследования и поисковое бурение, однако в связи с незначительными запасами выявленных на правобережье р. Енисей Озерного (Багаевского), Джангодского и Хабейского газовых месторождений, результаты ГРР были признаны неуспешными и в последующие десятилетия носили фрагментарный характер.

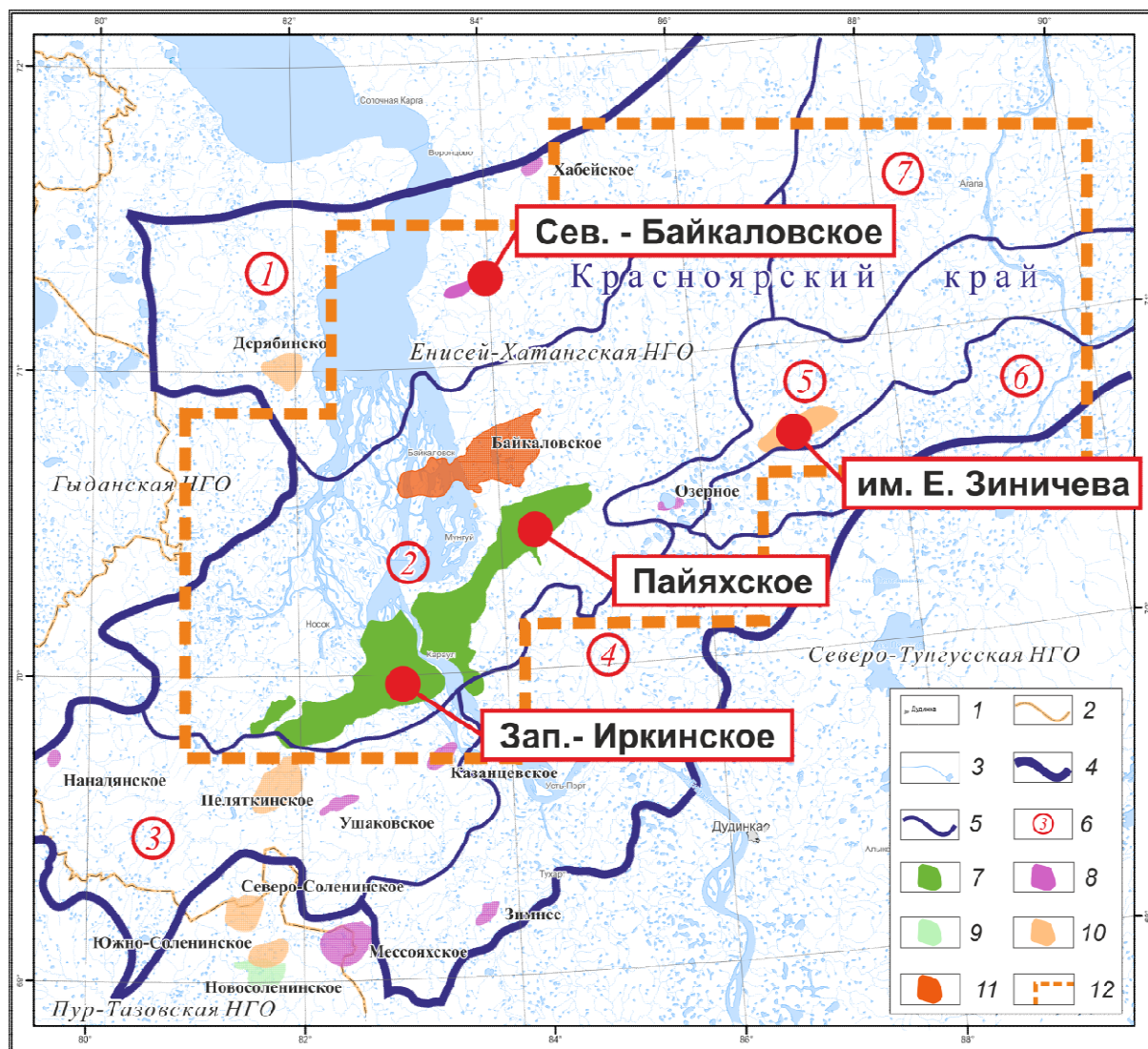


Рисунок 4. Обзорная карта западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Условные обозначения: 1 — населенные пункты; 2 — административные границы; 3 — реки, озера; границы: 4 — Енисей-Хатангской НГО; 5 — нефтегазоносных районов (по Контарович и др., 2010); 6 — нефтегазоносные районы: 1 — Енисей-Пясинский, 2 — Нижнеенисейский, 3 — Танамский, 4 — Малохетский, 5 — Рассохинский, 6 — Предпуторанский, 7 — Агапский; месторождения: 7 — нефтяные, 8 — газовые, 9 — газонефтяные, 10 — газоконденсатные, 11 — нефтегазоконденсатные; 12 — граница территории исследований

Только в 1990 году параметрической скважиной Пайяхская-1 (Пх-1) было открыто одноименное нефтяное месторождение. Последующие скважины Пх-3 и Пх-4 оказались неуспешными, а скважины Пх-5 и Пх-6 не были добурены до проектного горизонта и законсервированы. Запасы месторождения были частично списаны, а разведка — приостановлена.

В начале XXI века изучение Таймырского полуострова возобновилось. В 2008 году было открыто крупное Байкаловское нефтегазоконденсатное месторождение. В

2011 году возобновлена разведка Пайяхской площади, скважиной Пх-6, добуренной после 10-летней консервации, открыто нефтяное Северо-Пайяхское месторождение. Дальнейшее поисково-разведочное бурение на Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской (2013–2018 гг.), а также Иркинской (2019 г.) площадях привело к открытию Пайяхской зоны нефтенакопления, ресурсный потенциал нефти которой оценен нами в 1,5 млрд т (Исаев, Поляков, 2019). Скважинами Западно-Иркинская-31 и Западно-Иркинская-32 в 2020 году открыто нефтяное Западно-Иркинское месторождение (Исаев, Поляков, Эпов, 2024). В 2021 г. в границах Рассохинского мегавала открыто газоконденсатное месторождение им. Е. Зиничева. И наконец, в 2024 году открытием газового Северо-Байкаловского месторождения подтверждены перспективы Енисей-Пясинского НГР, научному обоснованию которых ранее были посвящены работы соискателя (Поляков и др., 2012, Поляков, 2013). Подводя итог почти столетней истории проведения нефтегазопроисловых работ в регионе, следует отметить, что именно на современном их этапе доказаны высокие перспективы как нефте-, так и газоносности территории исследований. Выявлены новые направления геологоразведочных работ и доказана целесообразность их возобновления в районах, считавшихся ранее малоперспективными.

На 01.09.2025 г в границах территории исследований открыто шесть месторождений (рис. 4), среди которых 2 нефтяных, 1 нефтегазоконденсатное, 2 газовых и 1 газоконденсатное. Три из них (нефтяные Пайяхское и Западно-Иркинское, а также газоконденсатное им. Е.Зиничева) относятся к категории уникальных, Байкаловское нефтегазоконденсатное — к категории крупных, еще 2 газовых — Северо-Байкаловское и Озерное — среднее и мелкое по запасам месторождения. В опытно-промышленную разработку введено Пайяхское месторождение.

Все выявленные залежи в границах территории исследований приурочены к неоком-аптскому нефтегазоносному комплексу (НГК), при этом нефтяные — преимущественно (94 %) к ачимовскому резервуару в составе шуратовской свиты, а газовые и газоконденсатные — к суходудинскому резервуару (байкаловская и суходудинская свиты).

Фактические данные по распределению запасов выявленных в границах территории исследований месторождений, а также достигнутые результаты геологоразведочных работ свидетельствуют о том, что в ближайшей перспективе новые открытия, приросты запасов и развитие добычи УВ-сырья будут связаны именно с неоком-аптским нефтегазоносным комплексом.

С учетом результатов выполненных в последние годы исследований (Ким, Родченко и др., 2013; Климова, Поляков и др., 2018; Афанасенков и др., 2018; Никитенко и др., 2020) с высокой степенью уверенности можно утверждать, что нефтегазоматеринскими толщами для нефтей неоком-аптского НГК являются отложения гольчихинской и яновстанской свит, преобразованность органического вещества (ОВ) в кровле которых на большей части территории МК2–МК3. Экстраполяция зависимости $Ro(h)$ позволяет предположить существование областей со зрелостью ОВ до градации МК4 в Западно-Носковской впадине (рис. 9).

Преобразованность РОВ газопроизводящих толщ в составе суходудинской, байкаловской и малохетской свит неоком-аптского НГК изменяется в пределах градаций ПК3–МК1, достигая максимальной зрелости в наиболее погруженных участках Центрально-Таймырского прогиба. Это неспособные к нефтегенерации породы (Филипцов и др., 2006), которые тем не менее вполне могли служить источником газа для залежей суходудинского и малохетского резервуаров на позднедиагенетической стадии и/или на стадии протокатагенеза (верхняя зона газообразования).

Независимо от идентификации газопроизводящих толщ Центрально-Таймырский мегапрогиб, по мнению автора, следует рассматривать как мощный очаг не только нефтеобразования (с аккумуляцией в ачимовских резервуарах Пайяхского и Западно-Иркинского месторождений), но и газообразования (с аккумуляцией в суходудинском и в меньшей мере малохетском резервуарах).

Глава третья. Методология изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем и ее апробация. Первая задачей настоящей работы — разработка методологии снижения неопределенности прогнозных моделей ИГС за счет последовательной интеграции знаний о геологических элементах, процессах и событиях, определяющих нефтегазообразование и нефтегазонакопление. Такая методология предложена соискателем в развитие первого звена эвристического алгоритма (рис. 2) и отражает логику общегеологической зет-системы академика Ю. А. Косыгина (Косыгин и др., 1969; Косыгин, 1974), предусматривающей подразделение познавательного процесса на три самостоятельных направления (статическое, динамическое и ретроспективное), с последовательным построением соответствующих моделей, «возврат от ретроспективных конструкций, воссозданных на основе синтеза статических и динамических систем, к прогнозным моделям геологических объектов, которые ранее не могли быть построены в силу недостаточной изученности».

Рассмотрим изучаемую совокупность элементов, процессов и событий с позиций общенаучного подхода «сначала анализ (в нашем случае — подразделение на статическое, динамическое и ретроспективное направление. — *Прим. автора*), затем, после него и на его основе, как его преодоление — синтез» (Кедров, 1980).

В нефтегазовой геологии, в зависимости от решаемых задач, в рамках статического направления (С) обычно рассматриваются элементы залежи, месторождения и УВ-системы, их вещественный состав, морфология и особенности композиции. К исходным данным относятся материалы глубокого бурения, полевой и промысловой геофизики, лабораторных исследований керна, шлама, проб нефти, газа и воды. Ведущим методом научного исследования на этом этапе является теоретическое моделирование (графическое или с применением специализированного программного обеспечения). Результаты моделирования представляют собой аналитические модели (табл. 1) — назовем их априорными (АМ). Задачей построения АМ являются систематизация и упорядочивание накопленного фактического материала. АМ представляет собой эмпирическую графическую визуализацию или математическое представление описательной рабочей гипотезы. С учетом объективной неопределенности, присущей АМ, следует отметить целесообразность обращения к принципу Чемберлина — принципу множественных рабочих гипотез, основанных на едином фактическом материале, но отражающих различные точки зрения на геологическое строение и нефтегазоносность территории исследований.

Динамическое направление (Д) рассматривает причинно-следственные связи и пространственно-временные отношения между геологическими процессами и результатами этих процессов, определяющими формирование и эволюцию элементов изучаемой геологической системы: процессы образования и эволюции природных резервуаров и НГМТ, разнообразных структурных форм и ловушек УВ, процессы генерации, эмиграции и вторичной миграции. Процессуальное представление эволюции (в виде ряда последовательных состояний) элементов УВ-системы в таком случае возможно путем специального обобщения фактического материала, преобразования полиморфизма, наблюдаемого в одновременном срезе в процесс (Мейен, 1977), для восстановления стадийности литогенеза, термокаталитического преобразования РОВ, выявления направленности и интенсивности тектонических процессов. Различные статические состояния объекта связываются в непрерывную эволюционную последовательность (Забродин, 1981), основываясь на общенаучном принципе процессуальных реконструкций — принципе Бергсона. Помимо непосредственных наблюдений изучение проводится с использованием натурных модельных экспериментов и математического моделирования. Результатом являются

динамические модели (ДМ), которые могут быть представлены графически, в виде формул или логико-математических последовательностей (табл. 1).

Синтез результатов статического и динамического направлений достигается путем отождествления элементов АМ с элементами (состояниями и событиями – как результатами проявления определенных процессов) ДМ на основании актуалистических экстраполяций по аналогии, что позволяет не только идентифицировать природу геологических элементов АМ, но и вносить в нее (модель) обоснованные изменения и дополнения. Например, седиментологический анализ керна в совокупности с интерпретацией материалов сейсморазведки дает возможность уточнить геометрию осадочных тел и выполнить прогноз коллекторских свойств, изучение катагенетической преобразованности нефтей позволяет идентифицировать вклад разновозрастных НГМТ в формирование залежей.

АМ, дополненные и скорректированные с учетом особенностей формирования и эволюции элементов ИГС, назовем концептуальными (КМ) моделями (табл. 1). КМ свойственно существенное снижение вариативности, тем не менее, осознавая вероятностный характер умозаключений, выполненных методом аналогий, принцип Чемберлина не теряет актуальности и на этой стадии исследований, при этом множество альтернативных КМ снижается относительно множества АМ за счет «преодоления конвергентной неопределенности» (Поляков, Колосков, 2025), расширения набора специфических признаков у элементов априорных моделей.

Как отмечено выше, в основе КМ лежат ДМ, отражающие процессы формирования и эволюции элементов геологических систем — онтогенез. Такие процессы являются результатом функционирования обстановки осадконакопления, тектонической, геохимической и др. обстановок, которые в свою очередь являются предметом ретроспективного направления (Р).

Исторические реконструкции (РМ'), при построении которых время рассматривается как последовательность событий, являются производными динамических моделей, приведенных в соответствие с геохронологической шкалой, «на которую накладывается узор конкретных исторических событий жизни нашей планеты» (Хаин и др., 1997). Примеры исторических реконструкций — графики погружения, графики генерации УВ, любые другие графики процессов и событий с геологическим временем в качестве одной из переменных.

Графическим отображением причинно-следственных реконструкций (РМ'') являются, например, палеогеографические карты. Время при построении таких реконструкций представляется фиксированным, по сути, они являются статическими реконструкциями обстановок прошлого.

Таблица 1. Последовательность, цели, принципы и методы моделирования геологических систем

Последовательность изучения	Направление	Модель	Цель построения	Принципы (методы) построения модели		Краткая характеристика модели, ее содержание
1	Статическое	Априорная	Систематизация накопленного фактического материала	Наблюдения и описания. Принципы интерпретации геологий: однородности, специализации, соразмерности и целесообразности		Аналитическая эвристическая визуализация. Теоретическая (графическая или математическая) модель, эмпирически отображающая свойства элементов (НМТ, флюидов, структурных форм, природных резервуаров и т. д.), структуру (связи преобразования, взаимное расположение и пространственные соотношения элементов) и морфологию изучаемой геологической системы
				Принцип Бергсона (метод процессуальных реконструкций). Натурные модельные эксперименты и математическое моделирование		Аналитическая графическая или математическая модель процессов формирования и эволюции элементов геологической системы
3		Концептуальная	Индуктивное упорядочивание онтогенетических моделей элементов изучаемой геологической системы	Принцип актуализма (актуалистическая экстраполяция по аналогии)		Синтетическая статическая модель объяснительной рабочей гипотезы. Морфология изучаемой геологической системы, свойства элементов и особенности их композиции представлены как совокупность результатов проявления определенных процессов
				Историко-геологические принципы и основанные на них методы		Графики процессов и событий, с геологическим временем в качестве одной из переменных, отражающих хронологию, события и критические рубежи эволюции геологической системы
4	Ретроспективное	Историческая	Приведение динамических моделей в соответствие с геохронологической шкалой	Методы реконструкции времени		Палеогеологические карты, характеризующие обстановки и условия протекания процессов формирования и эволюции элементов ГС
				Историко-геологические принципы и основанные на них методы		
5		Причинно-следственная	Статическая реконструкция обстановок прошлого	Методы палеогеологических реконструкций		Палеогеологические карты, характеризующие обстановки и условия протекания процессов формирования и эволюции элементов ГС
				Историко-геологические принципы и основанные на них методы		
6		Прогнозная	Дедуктивная характеристика морфологии, генезиса с.л. и свойств элементов изучаемой геологической системы, процессов и событий, определяющих формирование и размещение залежей нефти и газа	Историко-геолого-геохимический принцип (метод)		Детерминированная модель объяснительной рабочей гипотезы, представленная в виде синтетической статической модели: математической интегрированной либо графической

Все ретроспективные модели являются гипотетическими, поскольку отображают не действительные существовавшие условия и события, а наши представления о них. Отсюда следует, что принцип Чемберлина имеет большое значение и на стадии ретроспективных построений.

Очевидно, что перечисленные историко-геологические построения не являются конечной целью при решении практических задач. На данном этапе познавательного процесса мы имеем три разновидности моделей: концептуальные, причинно-следственные и исторические.

Итоговое создание практически значимых прогнозных моделей (ПМ) подразумевает интеграцию перечисленных построений в современных программных продуктах, либо процессуально, путем создания графических моделей, характеризующих определенные этапы геологического развития, либо путем трансформации 4D-построений (3D + время) в:

1) принципиальные схемы формирования и размещения месторождений нефти и газа, служащие для обоснования направлений ГРП;

2) карты перспектив нефтегазоносности — для выбора приоритетных площадей поисково-разведочных работ, отображающие относительную перспективность территории исследований, специализированные по ведущему критерию (структурно-тектоническому, литологическому и др.) или по совокупности критериев.

Именно благодаря синтезу объективных фактических данных с рабочими гипотезами итоговые ПМ существенно расширяют наши представления об изучаемых геологических системах, позволяя охарактеризовать те их элементы и свойства, которые ранее не могли быть должным образом охарактеризованы. Важной отличительной особенностью прогнозной модели является ее детерминированность, необходимая для проведения производственного эксперимента (принимается наиболее вероятная и непротиворечивая рабочая гипотеза).

С учетом изложенного ПМ представляет собой нефтегазогеологическую квинтэссенцию междисциплинарных исследований, детерминированную модель, обобщающую фактические данные, онтогенетические и историко-геологические построения, служащую для дедуктивной характеристики морфологии, генезиса (s.l.) и свойств элементов изучаемой геологической системы, процессов и событий, определяющих формирование и размещение залежей нефти и газа. Основным методом построения прогнозной модели — историко-геолого-геохимический, «базирующийся на основных положениях учения о нефтегазоносных бассейнах: на осадочно-миграционной теории нефтегазообразования и фундаментальном представлении о главной фазе нефтеобразования» (Соколов и др., 1991).

Учитывая все изложенное, можно сказать, что если искомую методологию представить как последовательность изучения моделей, а не систем (поскольку нефтяники работают, как правило, с моделями), ввести и раскрыть содержание понятий об априорной и концептуальной моделях, исторических и причинно-следственных ретроспективных построениях и, наконец, верификации (Алексеев и др., 2009) и актуализации прогнозной модели, то исходная общегеологическая методология академика Ю.А. Косыгина трансформируется в частногеологическую, направленную на снижение неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем при прогнозе нефтегазоносности и обосновании поисково-разведочных работ (рис. 5).

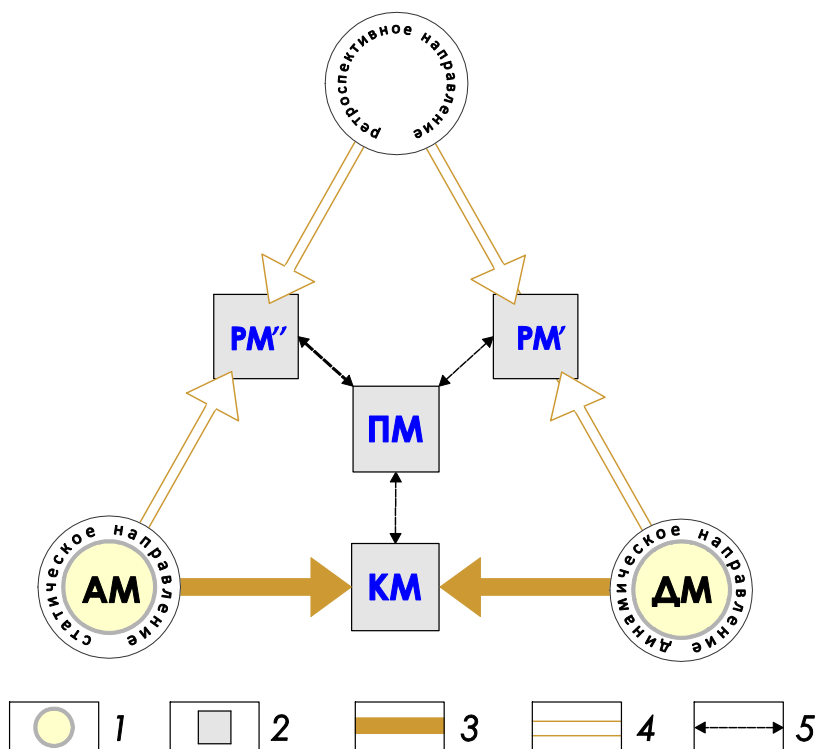


Рисунок 5. Методология снижения неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем. Условные обозначения: АМ — априорная модель; ДМ — динамическая модель; КМ — концептуальная модель; РМ — ретроспективные модели: РМ' — первого типа (историческая), РМ'' — второго типа (причинно-следственная); ПМ — прогнозная модель. Модели: 1 — аналитические, 2 — синтетические; 3 — синтез по принципу актуалистических интерполяций по аналогии; 4 — построение ретроспективных моделей с использованием историко-геологических принципов; 5 — построение, верификация и актуализация прогнозной модели

Ниже представлены результаты апробации предложенной методологии на территории Нижнеенисейского района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 4). Проиллюстрирована эволюция геологической модели Пайяхского нефтяного

месторождения — от априорной к прогнозной, от небольшого Пайяхского месторождения к Пайяхской зоне нефтенакопления, результаты ее верификации и актуализации.

Пайяхское нефтяное месторождение открыто в 1990 году одноименной параметрической скважиной, его запасы неоднократно пересматривались из-за неоднозначных представлений о природе ловушки и ее конфигурации.

В результате выполненных в 2013-2015 гг. исследований, включающих поисково-разведочное бурение на Северо- и Западно-Пайяхской площадях, а также переинтерпретацию материалов сейсморазведочных работ, нами было установлено, что Пайяхское месторождение объединяет выявленные ранее залежи Пайяхского и Северо-Пайяхского месторождений и относится к крупным по запасам нефти.

Нефтеносность связана с песчаниками нижней части разреза шуратовской свиты. Залежь литологически экранированная. Глубина залегания продуктивных отложений — 3300–3600 м. Коллекторы характеризуются высокой пористостью — до 20 %, ультранизкой проницаемостью порядка 0,1 мД и резкой изменчивостью нефтенасыщенных толщин. Отмечено аномально-высокое пластовое давление, коэффициент аномальности достигает 1,7. Водонефтяной контакт не установлен.

Принятие решения по вводу месторождения в промышленную разработку было затруднено в силу недостаточной экономической эффективности организации нефтедобывающего предприятия в арктической тундре на расстоянии 150 км от ближайшего города Дудинка. В то же время существенные предварительно оцененные запасы нефти категории C_2 и ряд выявленных перспективных объектов позволяли рассчитывать на обнаружение новых месторождений, залежей или участков уже выявленных залежей, обладающих повышенными добычными характеристиками, разработка которых придавала бы импульс промышленному освоению Пайяхского месторождения.

К основным задачам исследований относились: (1) уточнение геологического строения, запасов нефти Пайяхского месторождения, прогноз распределения коллекторских свойств, выделение областей распространения нефтенасыщенных коллекторов с повышенными ФЕС для заложения разведочной скважины и (2) выбор приоритетного объекта поискового бурения, характеризующегося наименьшим геологическим риском и существенными ресурсами нефти.

На этапе построения априорной модели автором был упорядочен накопленный фактический материал, эмпирически охарактеризованы свойства элементов и морфология изучаемой геологической системы, было отмечено, что основная неопределенность при подсчете запасов Пайяхского месторождения, а также риски

заложения разведочных скважин связаны с резкой изменчивостью коллекторских свойств, обусловленной выклиниванием или литологическим замещением песчаников шуратовской свиты, закономерности распространения которых оставались неясными.

Условия формирования залежей Пайяхского месторождения (взаимоотношения между изучаемой системой и метасистемой), общие представления о которых были необходимы для обоснования проведения поисковых работ на прилегающей к Пайяхскому месторождению территории, в априорной модели также не были раскрыты в связи дискуссионным вопросом об идентификации НГМТ.

При построении концептуальной модели автором была выполнена корректировка АМ с учетом особенностей онтогенеза элементов ИГС. По данным литолого-фациальных исследований керна и комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 3D было установлено, что продуктивные отложения Пайяхского месторождения связаны с фондоформными песчано-алевритовыми отложениями плотностных потоков в основании неокомского клиноформного комплекса, которые на территории Западной Сибири объединяются как ачимовская толща. С учетом известных динамических моделей (рис. 6) и по аналогии с хорошо изученными залежами Широтного Приобья была выполнена детализация геологического строения продуктивных пластов и выполнен прогноз распределения коллекторских свойств.

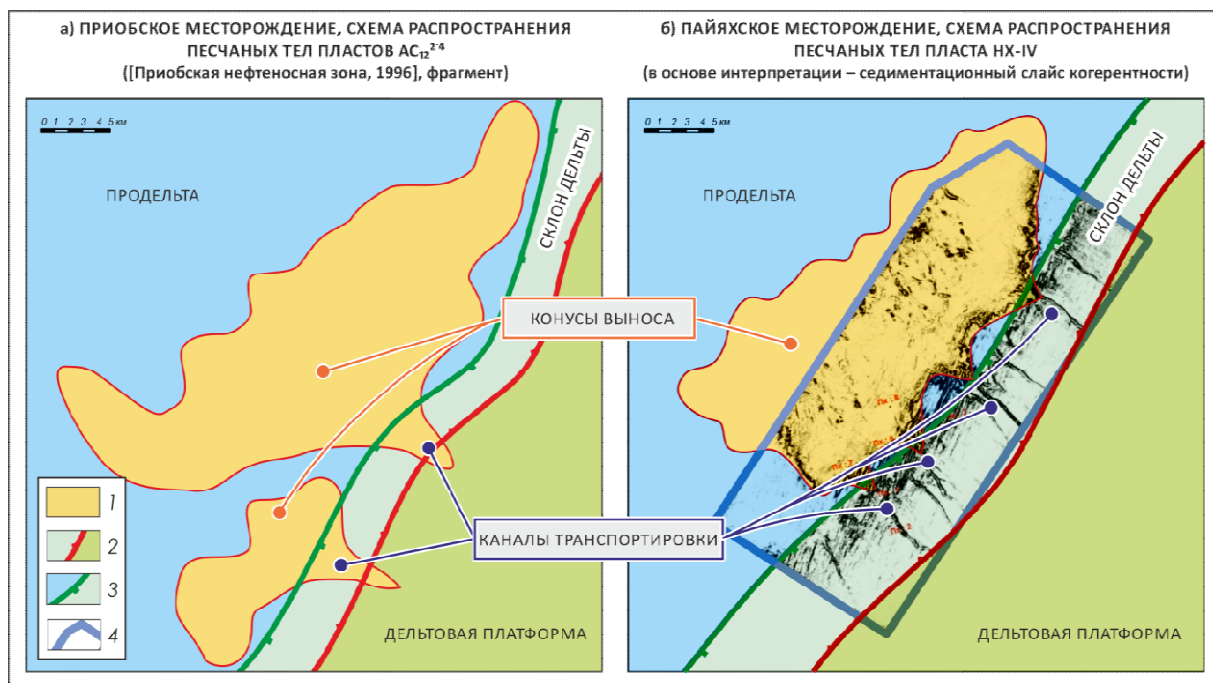


Рисунок 6. Динамическая модель распространения песчаных тел «achimovskogo» типа (Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018). Условные обозначения: 1 — песчаные тела конусов выноса: а) черкашинской свиты (Приобское месторождение, Западная Сибирь), б) шуратовской свиты (Пайяхское месторождение, Таймырский п-ов); 2 — бровка склона; 3 — подножье склона; 4 — контур сейсморазведочных работ 3D

С использованием геохимических исследований проб нефти и битумоидов было определено, что выраженным нефтематеринским потенциалом обладают только аргиллиты яновстанской свиты, органическое вещество которых, по результатам химико-битуминологических исследований, является наиболее близким к нефти, полученной при испытании песчаников шуратовской свиты. Достоверно установлена (в терминологии Н.В. Лопатина) яновстанско-шуратовская углеводородная система, включающая резервуары шуратовской свиты, залегающие на нефтегазоматеринских толщах яновстанской и гольчихинской, с вертикальной направленностью эмиграционного потока (рис. 7).

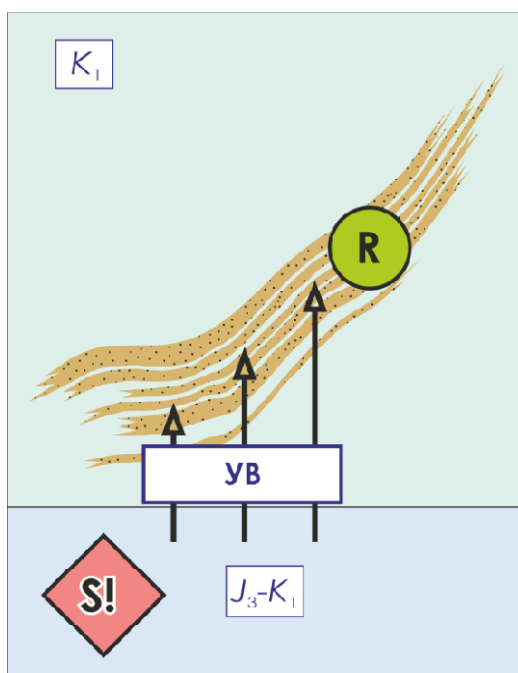


Рисунок 7. Концептуальная модель яновстанско-шуратовской УВ-системы. Условные обозначения: *S!* — доказанная нефтегазоматеринская толща (в составе яновстанской и гольчихинской свит), *R* — резервуар в составе шуратовской свиты

Отмеченная особенность миграционно-дренажного пространства исключает дальнюю латеральную миграцию, определяет существование аномально высокого пластового давления и позволяет предположить, что перспективность отдельных литологически экранированных ачимовских резервуаров определяется степенью реализации нефтематеринского потенциала непосредственно их подстилающих отложений яновстанской и гольчихинской свит.

При построении прогнозной модели автором была выполнена интеграция концептуальных моделей с ретроспективными историческими (РМ') и причинно-следственными (РМ''). Составлена историко-геологическая диаграмма (РМ') выделенной яновстанско-шуратовской углеводородной системы, подготовлена прогнозная карта зрелости рассеянного органического вещества в кровле яновстанской и гольчихинской свит, а также карта распространения песчаных тел на основе фациально-палеогеоморфологических реконструкций (РМ'').

Итоговая прогнозная модель, обобщающая фактические данные, онтогенетические и историко-геологические построения, представлена на рис. 8 как карта перспектив нефтеносности восточной части Нижнеенисейского НГР (правобережье р. Енисей), специализированная по геохимическому и литологическому (соответствующим основным неопределенностям) критериям.

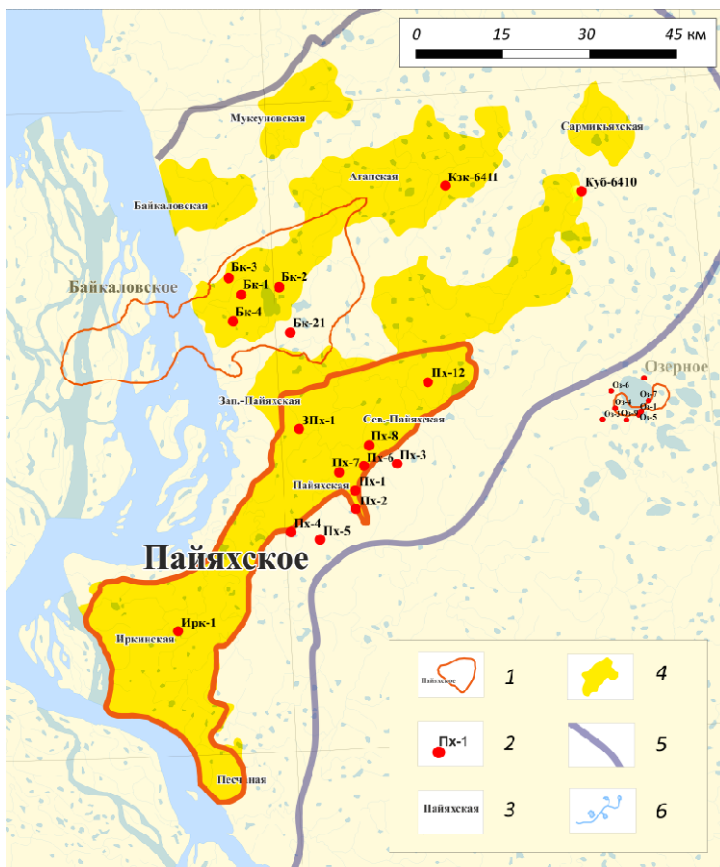


Рисунок 8. Пайяхская зона нефтенакопления (Исаев, Поляков, 2019). Карта залежей и перспективных объектов восточной части Нижнеенисейского НГР (правобережье р. Енисей). Условные обозначения: 1 — выявленные месторождения; 2 — пробуренные скважины; 3 — площади поисково-разведочных работ; 4 — залежи и перспективные объекты Пайяхской ЗНН; 5 — граница Пайяхской ЗНН, установленная с использованием геохимических и фацциально-палеогеоморфологических критериев; 6 — реки, озера.

В результате выполненных сейсморазведочных работ, бурения, изучения керна и пластовых флюидов, комплексного анализа и обобщения всей накопленной геолого-геофизической и геохимической информации нами была закартирована совокупность залежей и перспективных объектов в несводовых, литологически экранированных ловушках ачимовского типа в составе шуратовской свиты нижнего мела, продуктивность которых установлена на Пайяхской, Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской, Иркинской, Песчаной и предполагается на Байкаловской, Кубинской и Казак-Яхской площадях. Условия формирования залежей едины и обусловлены эмиграцией углеводородных флюидов в ачимовские линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ яновстанской и гольчихинской свит, находящихся в главной зоне нефтеобразования.

Все это позволяет рассматривать изучаемую совокупность выявленных залежей и перспективных объектов, характеризующихся общностью механизма аккумуляции углеводородов, в качестве Пайяхской зоны нефтенакопления, извлекаемые запасы и ресурсы которой оценены нами в 1,5 млрд т (Исаев, Поляков, 2019).

По мере развития познавательного процесса, в результате построения, верификации и актуализации прогнозной модели, в сотрудничестве со специалистами ведущих научно-исследовательских и производственных организаций соискателем

доказана промышленная нефтеносность Енисей-Хатангской НГО, введено в разработку Пайяхское месторождение — первое и пока единственное нефтяное месторождение на Таймырском полуострове.

Следует отметить, что природные резервуары шуратовской свиты ачимовского типа на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба охарактеризованы более чем 60-ю скважинами. Помимо Пайяхской ЗНН, их нефтеносность ранее была выявлена на Средне-Яровской и Турковской площадях.

Косвенным подтверждением имевших здесь место процессов нефтеобразования служит аномально высокое пластовое давление, отмеченное во всех скважинах при вскрытии шуратовских песчаников и обусловленное упругой энергией углеводородных флюидов, эмигрирующих в линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ. Все изложенное говорит о том, что зоны нефтенакопления, аналогичные Пайяхской, могут быть широко развиты по крайней мере в западной части Енисей-Хатангского прогиба.

Для выбора дальнейших направлений ГРП предложенный выше подход к построению прогнозных моделей залежей и перспективных объектов в составе яновстанско-шуратовской УВ-системы был экстраполирован автором на прилегающие перспективные территории левобережья р. Енисей. Применены уже изложенные критерии прогноза нефтеносности: (1) распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчаными пластами ачимовского типа в составе шуратовской свиты, и (2) их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской УВ-системе, то есть границы перспективной на нефть территории определяются границами области катагенетической преобразованности РОВ яновстанской и гольчихинской свит, достаточной для реализации нефтематеринского потенциала. Так были обозначены границы перспективной на нефть территории (южная граница — по границе клиноформного комплекса, северная — с учетом степени преобразованности органического вещества гольчихинской свиты).

Выполненные построения позволяют утверждать, что Пайяхская ЗНН входит в состав Западно-Таймырского ареала зон нефтенакопления площадью более 30 000 км², включающего высокоперспективные земли Нижнеенисейского и Танамского НГР Енисей-Хатангской НГО и распространяющегося далее на запад — в пределы Гыданской НГО Западной Сибири (рис. 9). Указанное предположение, опубликованное в 2019 году (Исаев, Поляков, 2019), было подтверждено нами в 2020 году открытием Западно-Иркинского нефтяного месторождения уже на левом берегу реки Енисей (Государственный доклад..., 2021; Исаев, Поляков, Эпов, 2024).

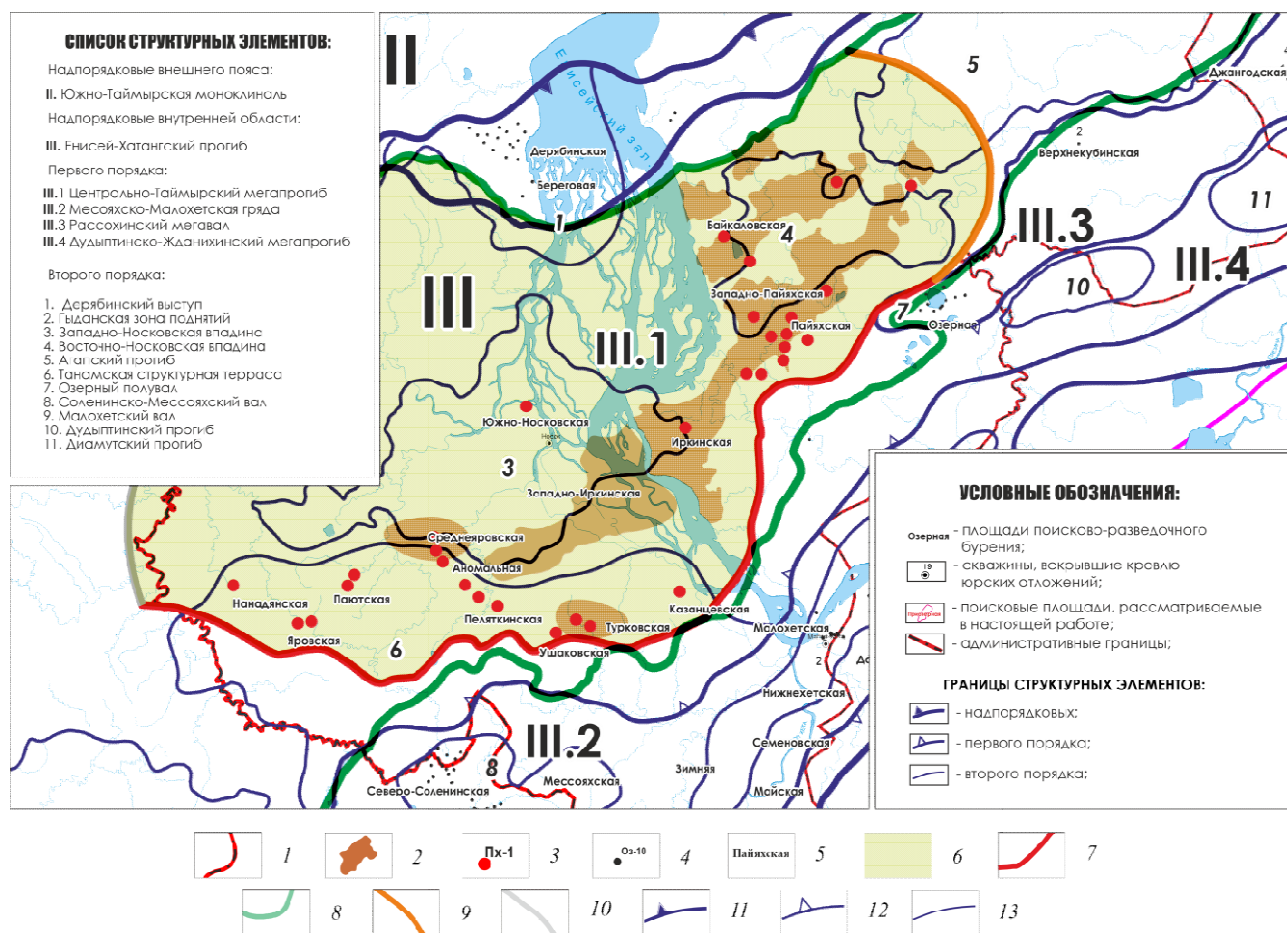


Рисунок 9. Прогнозный ареал зон нефтенакопления на западе Енисей-Хатангского прогиба (Исаев, Поляков, 2019, с изменениями). Условные обозначения: 1 — административные границы; 2 — выявленные месторождения и контуры площадей с нефтепроявлениями в ачимовских отложениях шуратовской свиты; 3 — пробуренные скважины, вскрывшие шуратовские резервуары с АВПД; 4 — прочие скважины; 5 — площади поисково-разведочных работ; 6 — прогнозный ареал зон нефтенакопления; его границы: 7 — южная, соответствующая бровке шельфа первой клиноформы, 8 — северная, соответствующая границе главной зоны нефтеобразования для НГМТ яновстанской и гольчихинской свит; 9 — восточная, соответствующая границе развития клиноформных отложений, 10 — западная, условная; 11 - 13 — границы структурных элементов разного порядка

Глава четвертая. Комплексный анализ риска и ранжирование объектов геологоразведочных работ. Несмотря на то что предложенная в главе 3 методология подразумевает снижение неопределенности, неполнота и неточность информации о геологических объектах и процессах приводят к вариативности прогнозных моделей, которая переводит все наши представления о них в вероятностное пространство.

Вероятность (P) это количественная мера возможности события. Риск (R) функционально зависим от вероятности

$$R = 1 - P, \quad (1),$$

его величина является своеобразной мерой адекватности наших представлений об особенностях формирования, размещения и геологического строения месторождений.

Если неопределенность является объективной сущностной характеристикой геологических систем, то риск — формой ее проявления. Неопределенность принципиально неустранима из-за всеобщей связи объектов и бесконечности их развития (Качалов, 2002), интерференции разноранговых процессов (Хаин и др., 1997), что позволяет согласиться с мнением известного геолога А. Перродона о том, что риск является неотъемлемым фактором поисково-разведочных работ.

Если уж полностью уйти от геологического риска не удастся, рассмотрим возможности его минимизации. Очевидно, что выбор объектов с большей вероятностью геологической успешности позволяет оптимизировать программу поисково-разведочного бурения, повысить ее эффективность, преодолеть, в какой-то мере, сопровождающий геологоразведку риск. Исходя из этого и в развитие второго звена эвристического алгоритма (рис. 2) следующей задачей настоящей работы явилось изучение природы и факторов неопределенности моделей геологических систем, разработка методики факторного анализа риска и ранжирования объектов геологоразведочных работ.

С учетом (1), анализ геологического риска подразумевает оценку мультипликативной величины, равной вероятности (P_g) отмеченной ранее благоприятной комбинации элементов, процессов и событий: существования природного резервуара и ловушки УВ, реализации процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, сохранности залежи.

$$P_g = P_a \times P_b \times \dots \times P_n, \quad (2.1)$$

где P_a, \dots, P_n — факторы неопределенности, или

$$R = 1 - P_a \times P_b \times \dots \times P_n. \quad (2.2)$$

В настоящей работе вероятность геологической успешности характеризуется восемью факторами: $P_g = P_1 \times P_{2a} \times P_{2b} \times P_{2c} \times P_{3a} \times P_{3b} \times P_{3c} \times P_4$ (рис. 3), однако в зависимости от особенностей геологического строения и нефтегазоносности региона исследований количество факторов может быть большим или меньшим, от 4 до 50, по мнению разных исследователей.

Количественная, покоеффициентная характеристика факторов неопределенности (для месторождений, содержащих традиционные запасы УВ) приведена в табл. 2, составленной автором на основании обобщения результатов экспертных оценок, выполненных специалистами ПАО «НК «Роснефть» и DeGolyer and MacNaughton (США) при изучении геологоразведочных проектов в период с 2005 по 2013 гг.,

а также анализа тематической литературы (см. (Goldstein, 1994; Snow et al., 1996; The CCOP Guidelines ..., 2000; Watson, 1998) и др.).

Таблица 2. Диапазон наиболее часто используемых значений (экспертные оценки) P1–P4 и итоговых значений Pg для поисково-разведочных скважин на разных этапах геологоразведочного процесса

ЭТАП	РЕГИОНАЛЬНЫЙ		ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ			РАЗВЕДОЧНЫЙ
СТАДИЯ	прогноза нефтегазоносности	оценки зон нефтегазонакопления	выявления объектов поискового бурения	подготовки объектов к поисковому бурению	поиска и оценки месторождений (залежей)	
ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ	осадочные бассейны и их части	нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	выявленные ловушки	подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения	месторождения (залежи) нефти и газа
P1	0,4–0,7		0,6–0,9 (1,0*)			0,7–1,0
P2	0,4–0,7		0,6–0,8			0,7–1,0
P3	0,4–0,7		0,6–0,9 (1,0*)			1
P4	0,4–0,8		0,6–0,9 (1,0*)			1
Pg	0,1–0,3		0,2–0,8*			0,7–1,0

* – для оценочных скважин в границах выявленных месторождений.

Необходимо подчеркнуть, что обсуждение конкретной величины геологического риска не имеет смысла и корректно вычислено быть не может, для нас важна его оценка в едином ключе для последующего сопоставления и ранжирования геологоразведочных проектов. Кроме этого, сама по себе величина вероятности успешности или риска не может являться окончательным аргументом для выбора приоритетных объектов или направлений работ, поскольку основной задачей геологоразведки является не столько уход от риска, сколько прирост запасов и открытие новых месторождений. В самом простом случае ранжирование автором предложено проводить с использованием кроссплота, где каждая из площадей бурения характеризуется двумя величинами — вероятностью геологической успешности и ожидаемым приростом запасов (рис. 11). Площади, расположенные в правом верхнем углу кроссплота (высокий потенциал нефтегазоносности и низкий риск), являются первоочередными для проведения геологоразведки.

Также следует отметить, что при изучении совокупностей залежей и поисковых объектов, обладающих сходным геологическим строением, результаты бурения одной

из перспективных площадей позволяют уточнять поисковые критерии и закономерности размещения месторождений для всей территории исследований и тем самым снизить риск проведения геологоразведочных работ. Это связано с тем, что факторы неопределенности бывают общими для совокупности перспективных объектов ($P(S)$) и индивидуальными ($P(x)$) (рис. 10). Общим фактором геологической успешности может быть вероятность существования природного резервуара ($P1$) или вероятность наличия и зрелости НГМТ ($P3a$). Индивидуальным фактором часто, в силу неравномерной изученности, является вероятность существования ловушки УВ ($P2$ или $P2c$). Тогда для любого перспективного объекта x

$$Pg^x = P(S) \times P(x). \quad (3)$$

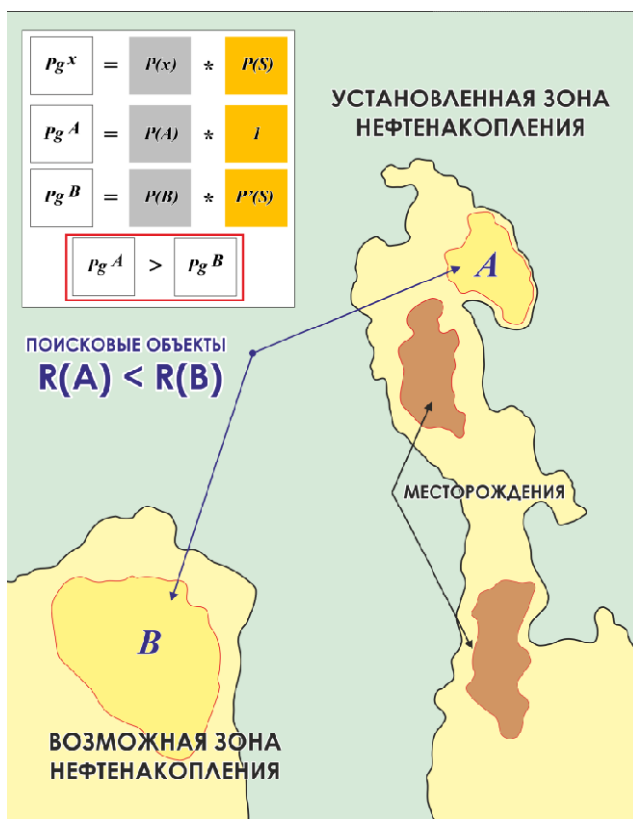


Рисунок 10. Геологический риск в границах выявленных ЗНГН (направлений ГРП) всегда ниже при прочих равных факторах

Если нефтегазоносность одного из перспективных объектов доказана, установлена активная углеводородная система, площадное распространение коллекторов и флюидоупоров, то риск для схожих поисковых объектов снизится и будет определяться только индивидуальными факторами, такими как существование ловушки или сохранность залежи, что позволяет говорить о целесообразности мониторинга

геологического риска как элемента прогнозной модели.

Систематическая актуализация прогнозной модели и мониторинг (переоценка) риска позволяют локализовать объекты с большей вероятностью геологической успешности и соответствующим образом ранжировать и оптимизировать программу поисково-разведочного бурения.

Одним из следствий из этого положения является то, что на стадии выявления объектов поискового бурения важной задачей является локализация поисковых площадей не самих по себе, а как составных частей зон нефтегазоаккумуляции, характеризующихся единством условий образования осадочных толщ, историей тектонического развития и онтогенезом углеводородов, что существенно снижает объективные неопределенности и риски (рис. 10).

Руководствуясь этим, рассмотрим апробацию предложенного подхода на примере поисковых работ, выполненных нами в период 2016–2021 гг. в Рассохинском НГР Енисей-Хатангской НГО (рис.4). Геологоразведочные работы в границах Рассохинского мегавала проводилось с 60-х годов прошлого века, однако после получения отрицательных результатов бурения на Тундровой, Рассохинской, Волочанской и Новой площадях изучение территории было приостановлено.

Рассохинский мегавал — крупная линейная антиклинальная структура субширотного простирания размером приблизительно 500×50 км и амплитудой по подошве юрских отложений порядка 2000 м. Отсутствие на протяжении долгих лет геологоразведочных работ, значительных по запасам открытий, позволяет предположить существование некоторых, пока не установленных, закономерностей размещения месторождений на территории Рассохинского мегавала. Возможно, это связано с проблемой сохранности залежей в постолigoценовое время, когда амплитуда вертикальных тектонических движений составила порядка 500 м, что способствовало разломообразованию, размыву региональных флюидоупоров, переформированию и разрушению ранее образованных месторождений.



Рисунок 11. Рассохинский мегавал — умеренный риск геологоразведочных работ и высокий ресурсный потенциал. Условные обозначения: 1 — опорные отражающие горизонты (ОГ); 2 — индексы опорных ОГ; 3 — вспомогательные ОГ; 4 — индексы вспомогательных ОГ; 5 — индексы стратиграфических подразделений

Несмотря на отрицательные результаты работ прошлых лет, наши представления о перспективности Рассохинского мегавала основывались на благоприятном его расположении по отношению к Центрально-Таймырскому очагу генерации углеводородов, наличии в разрезе юрско-меловых отложений коллекторов и флюидоупоров, а также открытии здесь небольшого газового Озерного месторождения. Иными словами, мы имели дело с доказанной, хотя и сложно устроенной зоной газонакопления, что, в контексте настоящей работы (рис. 10), существенно снижало поисковый риск. В совокупности с высокой оценкой ресурсов углеводородов и на основе предложенной выше методики ранжирования перспективных площадей (рис. 11) это стало определяющим фактором для возобновления геологоразведочных работ.

Сейсморазведочными работами было уточнено строение Мохового поднятия в сводовой части Рассохинского мегавала. Интерпретация материалов сейсморазведки позволила выявить в разрезе амплитудные аномалии в интервале пластов суходудинской свиты, свидетельствующие, по опыту поисков и разведки месторождений Ямало-Ненецкого округа, о возможном газовом насыщении перспективных объектов. Бурением скважины Верхнекубинская-1 нами была установлена газоносность пяти пластов суходудинской свиты, в результате испытаний получены притоки газа дебитами до 500 тыс.м³/сут. Открыто газоконденсатное месторождение им. Е.Зиничева (Государственный доклад..., 2022), что подтверждает целесообразность предложенного подхода и делает актуальным вопрос о возобновлении геологоразведочных работ на Рассохинском мегавале.

Глава 5. Адресный подход к комплексированию геолого-геофизических и геохимических методов. Разнообразие факторов неопределенности (рис. 3) определяет целесообразность комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов и видов работ для извлечения разнородной информации и всесторонней характеристики ИГС, что в соответствии с заключительным третьим звеном эвристического алгоритма определило третью задачу настоящей работы: изучить возможность применения дифференцированного, адресного — направленного на снижение наиболее значимых рисков — подхода к комплексному изучению залежей, месторождений и перспективных объектов различного типа.

Основная идея комплексирования может быть выражена графически (рис. 12), отражая сложившиеся представления о повышении эффективности геологоразведочных работ за счет решения конкретных задач в минимально короткий срок с заданной точностью и наименьшими затратами (Кунин, 1972), а в контексте настоящей работы — в скорейшем снижении неопределенности.

Огромный вклад в изучение вопросов комплексирования внесли работы И. Х. Абрикосова, А. Г. Алексина, Г. С. Вахромеева, О. Л. Кузнецова, Н. Я. Кунина, В. С. Мелик-Пашаева, А. А. Никитина, А. Г. Тархова, В. К. Хмелевского и др.

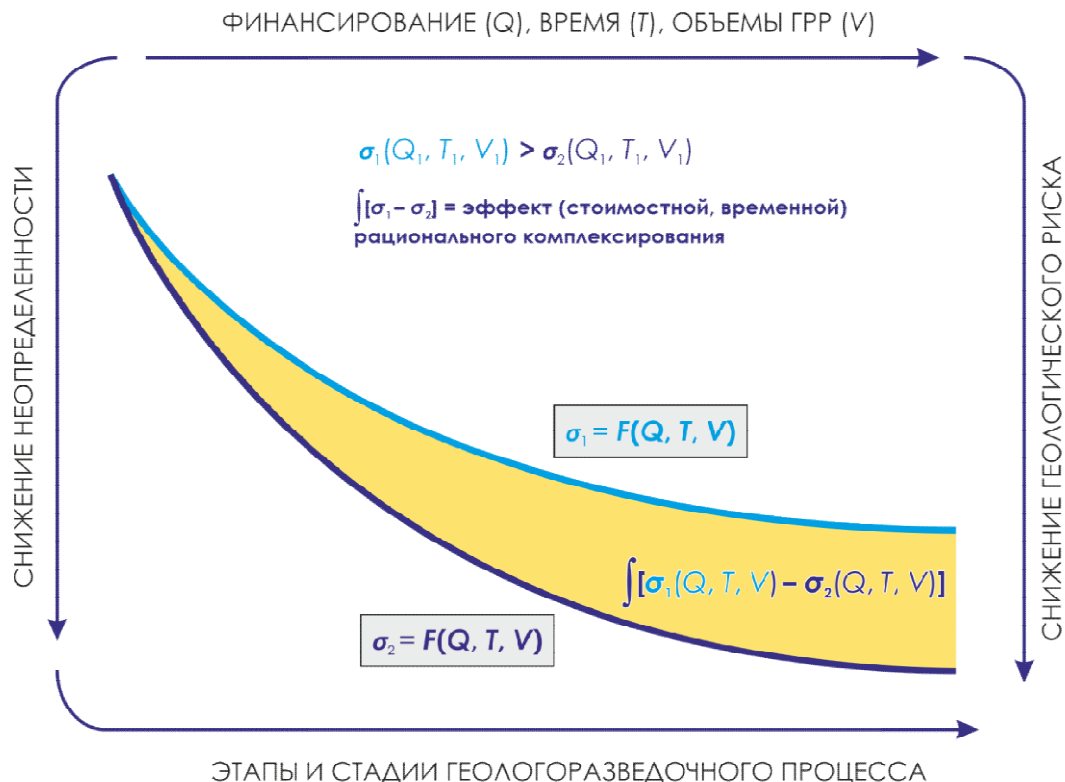


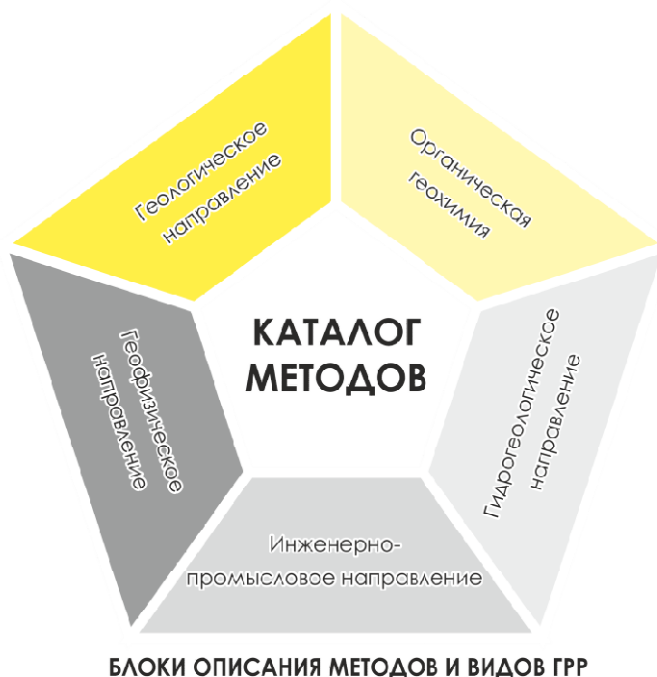
Рисунок 12. Графическое представление идеи рационального комплексирования (σ — неопределенность)

Из всей совокупности изложенных в трудах перечисленных исследователей принципов формирования геолого-геофизических комплексов, охватывающих вопросы применимости методов, неоднозначности решения обратных задач, расчета сети наблюдений и точности измерений в контексте настоящей работы и для решения поставленных задач использованы следующие принципы.

1. Принцип функциональности, подразумевающий, что все звенья, в совокупности образующие комплексы, должны быть увязаны друг с другом в информационном, физическом и энергетическом отношении (Ацюковский, 2005). Из принципа функциональности следует требование к полноте и непротиворечивости итогового комплекса исследований.

В свою очередь, требование к полноте и непротиворечивости комплекса методов корректно может быть выполнено только с учетом понимания, какими преимуществами, недостатками и спецификой применения характеризуются те или иные геолого-геофизические и геохимические методы.

Для всесторонней их характеристики нами был создан Каталог методов геологоразведочных работ, общее число которых превышает 500 (Поляков и др., 2023; Поляков и др., 2025).



БЛОК 1	БЛОК 2	БЛОК 3	БЛОК 4
Рубрикатор направлений	Унифицированные параметры	Преимущества и ограничения метода	Справочная информация
7 столбцов	8 столбцов	10 столбцов	5 столбцов

Рисунок 13. Каталог методов геологоразведочных работ (Поляков и др., 2023)

Они подразделяются, в зависимости от той или иной преобладающей технологии, по пяти видам: геофизическому, геологическому, геохимическому, гидрогеологическому и инженерно-промысловому (рис. 13). Для каждого метода описано 34 параметра, от названия до программного обеспечения.

Отличительной особенностью каталога является интеграция в единой базе не только методов получения информации, но и методов ее

интерпретации, поскольку геологоразведочный процесс — это совокупность не только производственных, полевых, но и научно-исследовательских работ.

Определены области применения методов не только для решения конкретных задач геологоразведки, но и для определения базовых критериев нефтегазоносности (Ступакова, Поляков и др., 2023), определяющих формирование и размещение месторождений нефти и газа (рис. 14). Таким образом, изучение геологической системы проводится совместно с исследованием условий ее существования, что соответствует принципу системности и корреспондируется с очаговым подходом Б.А. Соколова.

Конкретное наполнение искомого комплекса изменяется по мере повышения детальности исследований, однако на каждой стадии ГРР искомая совокупность видов и объемов работ должна обеспечивать, помимо решения основных геологических задач, формулирование рабочей гипотезы, построение прогнозной модели соответствующего уровня детализации и подготовку программы дальнейших исследований, направленных на снижение ключевых неопределенностей (рис. 2, 3).

2. Принцип последовательных приближений, нашедший отражение в стадийности геологоразведочного процесса, возрастающей детальности исследований по правилу «от общего к частному», зависимости видов и объемов ГРР на каждой стадии от результатов предыдущей, чередовании производственных экспериментов и тематических исследований (актуализация рабочей гипотезы), что обеспечивает обратную связь (рис. 2).

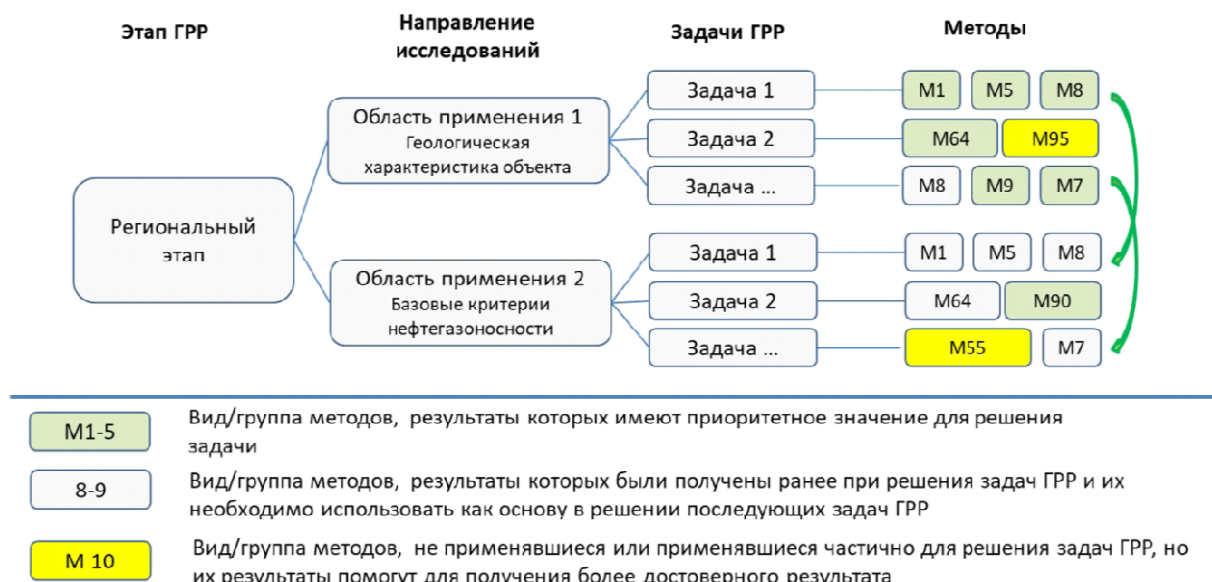


Рисунок 14. Алгоритм выбора комплекса методов для решения задач геологоразведочных работ (Поляков и др., 2025)

3. Принцип спецификации, в соответствии с которым разработка единого, типового рационального комплекса невозможна из-за индивидуальных особенностей геологического строения и закономерностей размещения месторождений в различных регионах (Аксенов и др., 1983). Следствием из принципа спецификации является вывод о необходимости изучения конкретных факторов неопределенности в конкретной геологической обстановке.

С учетом изложенных принципов введено понятие адресного комплексирования — как геологически и экономически обоснованного сочетания геолого-геофизических и геохимических методов, направленных на каждой стадии геологоразведочного процесса на снижение конкретных, наиболее значимых рисков, характерных для определенных типов перспективных объектов, месторождений и залежей углеводородов.

С использованием разработанного нами каталога методов ГРР сформулированы основные задачи адресного комплексирования на разных этапах геологоразведочного процесса при изучении месторождений разного типа. Ниже представлены результаты апробации предложенного подхода к комплексированию геолого-геофизических

методов на примере перспективных поисковых объектов на территории Енисей-Пясинского НГР Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 4).

Изучение территории глубоким бурением начато в 1950 г., в процессе ГРП были открыты два месторождения — Дерябинское газоконденсатное и Хабейское газовое. С учетом того что неопределенных положительных структур, с которыми могут быть связаны крупные и даже средние месторождения углеводородов, в границах Енисей-Пясинского НГР нет, геологоразведочные работы здесь были приостановлены в 80-х годах прошлого века.

Енисей-Пясинский нефтегазоносный район приурочен к северному борту Енисей-Хатангского регионального прогиба и южному склону Южно-Таймырской мегамоноклинали. Структурно-тектоническая приуроченность территории, даже с учетом низкой изученности, не предполагает наличия здесь значимых антиклинальных структур. Очевидно, что поиски новых месторождений могли быть связаны литологическим или комбинированными ловушками. Но с какими именно? Внимание привлекли клиноформные толщи нижнего мела в составе отложений шуратовской и байкаловской свит, которые характеризуются разнообразием как резервуаров, так и ловушек, сформировавшихся в результате проградационного заполнения неокотского бассейна.

Ранее автором было установлено (Поляков и др., 2012; Поляков, 2013), что именно в границах Енисей-Пясинского НГР благоприятное сочетание структурного плана и седиментационного наклона клиноформных отложений привело к формированию ловушек, связанных с «бескорневыми» поднятиями, в силу особенностей своего формирования, получивших название «тектоноседиментационные» (рис.15).

На данной стадии изученности основной неопределенностью являлось распространение пластов-коллекторов в границах выделенных «бескорневых» поднятий, поскольку наличие Центрально-Таймырского очага газообразования было подтверждено открытием месторождений им. Е. Зиничева, Озерного и Байкаловского.

Соответствующий риск был снят путем комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения, построения седиментационной модели клиноформных толщ Енисей-Пясинского НГР. На основе соответствующих палеогеографических, палеогеоморфологических и палеотектонических реконструкций соискателем было предположено, что резервуарами служат кромкошельфовые песчаные тела, которые протягиваются в полосе, ограниченной бровками склона проградирующего бассейна на момент начала и окончания формирования соответствующего пласта (Кос, Поляков

и др., 2004). В составе клиноформного комплекса они отличаются повышенными толщинами и улучшенными коллекторскими свойствами.

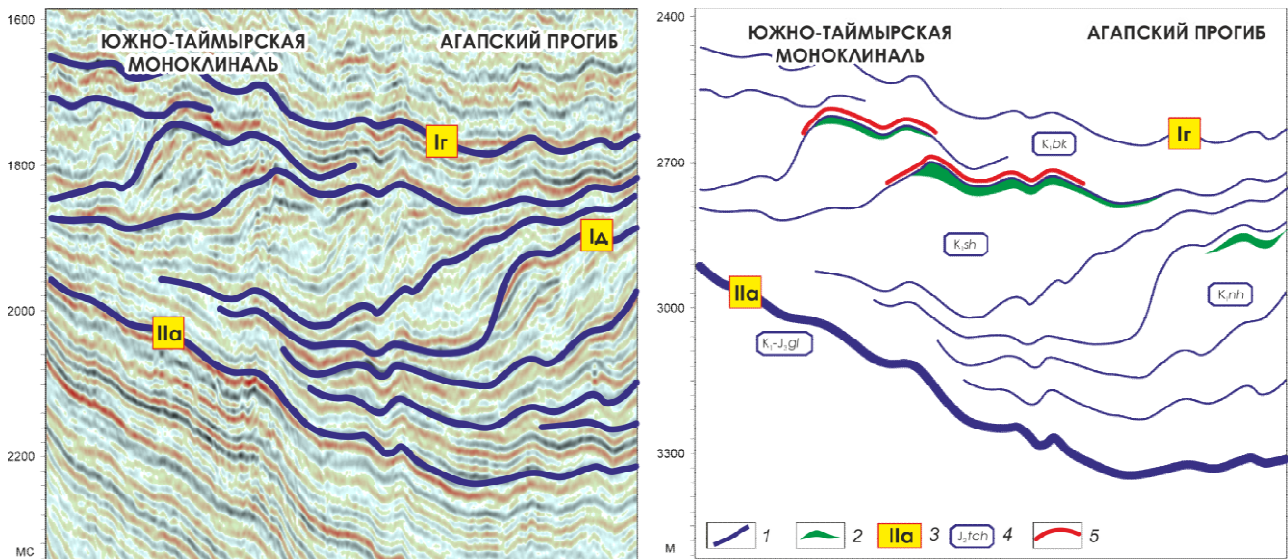


Рисунок 15. Тектоно-седиментационные ловушки Енисей-Пясинского НГР. Условные обозначения: 1 — основные изохронные границы, 2 — ловушки углеводородов, 3 — индексы отражающих горизонтов, 4 — индексы стратиграфических подразделений, 5 — «бескорневые» тектоно-седиментационные ловушки

Такой адресный подход к снижению риска позволил в кратчайшие сроки (выше было отмечено, что задачей комплексирования является снижение неопределенности за минимальное время и с наименьшими затратами) обосновать проведение детализационных сейсморазведочных работ и заложить поисковую скважину Яковлевская-3. Скважиной установлена газоносность ловушки именно прогнозируемого типа в отложениях байкаловской свиты, в результате испытаний получены притоки газа с дебитами до 300 тыс. м³/сут, открыто газовое Северо-Байкаловское месторождение (Нефтегазовая промышленность, 2025), что подтверждает эффективность предложенного адресного подхода к комплексированию.

Схожие ловушки широко распространены на прилегающей территории, что дает основание выделить отдельное, новое направление геологоразведочных работ на газ, связанное с неунаследованными тектоно-седиментационными поднятиями Енисей-Пясинского НГР. Потенциал газоносности таких ловушек оценен автором в 300 млрд м³ и будет существенно увеличен по мере увеличения степени изученности территории.

Считая теоретические задачи выполненными, вернемся к цели настоящей работы — концепции повышения эффективности геологоразведочного процесса. Перед ее формулированием целесообразно кратко подытожить определяющие содержание работы теоретические положения и методологические установки.

Проблема диссертационного исследования подразделяется на три самостоятельных аспекта, соответствующих трем звеньям предложенного алгоритма системного подхода:

- о снижении неопределенности, объективно присущей прогнозным моделям геологических систем в рамках специализированной методологии;
- о риске как неотъемлемой составляющей геологоразведочных работ и возможности его преодоления;
- об адресном комплексировании геолого-геофизических и геохимических методов.

Предложенная последовательность решения задач нефтегазовой геологии, формализованная с использованием системного подхода как межнаучной дисциплины, направленной на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности, в совокупности с теоретическим положениями, выдвинутыми при решении задач настоящей работы, позволяет сформулировать **концепцию повышения эффективности геологоразведочного процесса** (рис. 16) на основе системного подхода как итеративной последовательности процедур построения прогнозной модели, оценки и мониторинга геологического риска, ранжирования перспективных площадей, адресного комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов, верификации и актуализации прогнозной модели на новой стадии геологоразведочного процесса.



Рисунок 16. Концепция повышения эффективности геологоразведочных работ

Искомая концепция апробирована в процессе обоснования и проведения геологоразведочных работ и подтвердила свою эффективность открытием различных типов месторождений нефти и газа в различных нефтегазоносных районах Енисей-Хатангского прогиба (рис. 17).

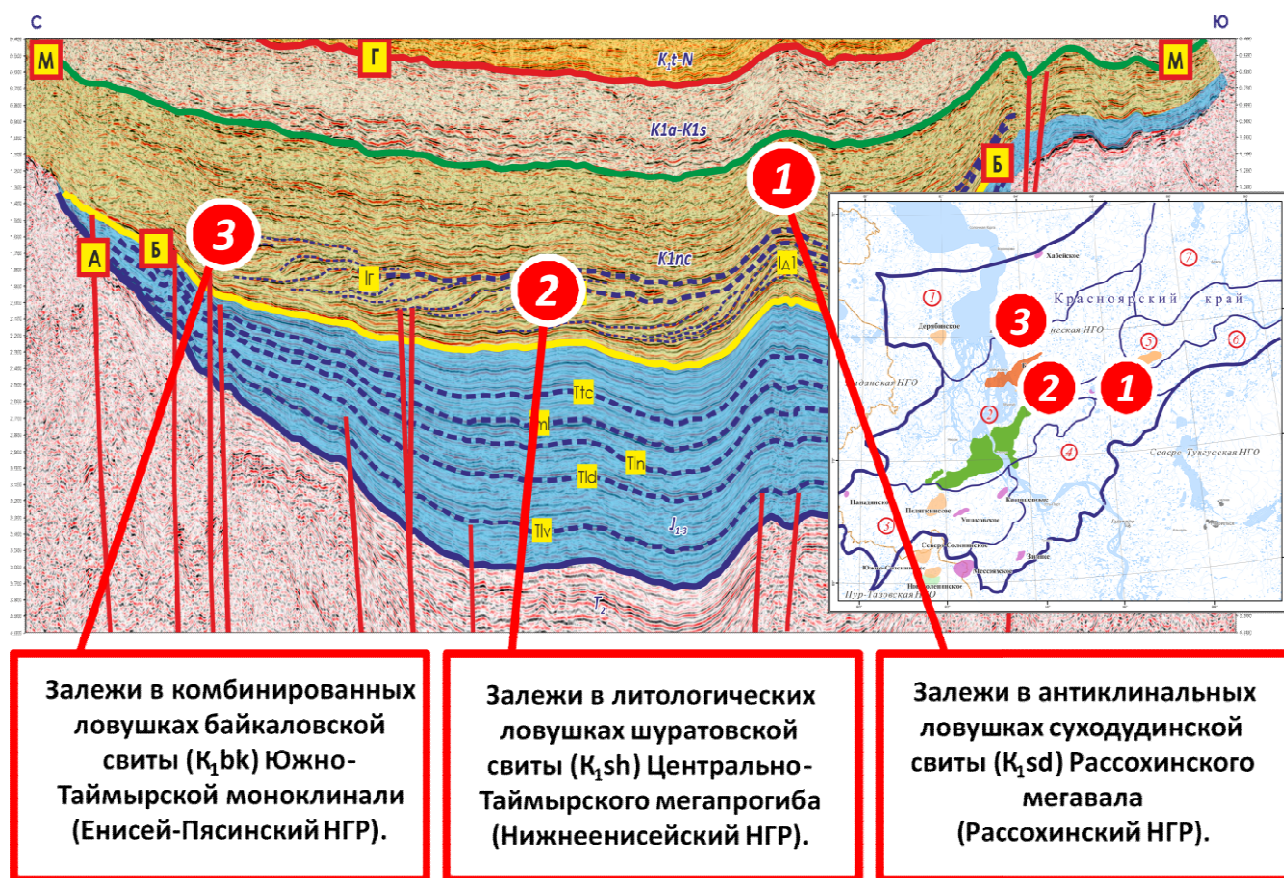


Рисунок 17. Апробация предложенной концепции

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования подтвердили целесообразность системного подхода к прогнозу нефтегазоносности, обоснованию заложения поисково-разведочных скважин и выбору рационального комплекса методов и видов геологоразведочных работ, что в большой мере способствует повышению эффективности геологоразведочного процесса.

В соответствии с гипотезой исследования, теоретическими и методологическими аспектами системного подхода залежи нефти и газа рассмотрены в качестве геологических систем, сформулирован эвристический алгоритм их изучения.

В развитие предложенного алгоритма, следуя представлениям академика Ю. А. Косыгина, предложена специализированная нефтегазогеологическая методология, объединяющая принципы, методы и последовательность изучения геологических элементов, процессов и событий, определяющих формирование и размещение залежей нефти и газа, подразумевающая последовательное снижение

неопределенности в процессе построения прогнозных моделей изучаемых геологических систем.

На основе концепции онтогенеза залежей нефти и газа (В. Б. Оленин, О. К. Баженова и др.) раскрыто понятие геологического риска, перечислены основные факторы неопределенности при прогнозе, поисках и разведке месторождений нефти и газа, приведены диапазоны геологического риска для объектов геологоразведочных работ на разной стадии изученности. Показано, что факторная количественная оценка геологического риска и его последующий мониторинг дают возможность сравнительного анализа объектов геологоразведочных работ.

Введено и развито понятие адресного комплексирования как совокупности геолого-геофизических и геохимических методов и видов работ, направленных, на каждой стадии геологоразведочного процесса, на снижение конкретных, наиболее значимых рисков, характерных для определенных типов перспективных объектов, месторождений и залежей УВ.

Все изложенное позволило сформулировать — как совокупность теоретических положений — концепцию повышения эффективности геологоразведочного процесса. Предложенная концепция апробирована в период с 2013 по 2024 год при обосновании и проведении поисково-разведочных работ на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, ее эффективность подтверждена открытием различных типов месторождений нефти и газа в различных нефтегазоносных районах Енисей-Хатангского прогиба.

Благодарности. В первую очередь я благодарен моим учителям — преподавателям Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова: А. Я. Архипову, О. К. Баженовой, М. К. Иванову, О. В. Крылову, Е. Е. Карнюшиной, Е. В. Соболевой, В. В. Семеновичу, Б. А. Соколову, Н. П. Фадеевой, С. В. Фролову.

В дальнейшем, сотрудничая с производственными организациями, научно-исследовательскими и научно-проектными институтами, мне довелось общаться с замечательными учеными и специалистами, которые помогли выбрать направление научного поиска и многое привнесли в логику исследований. Среди них особенно хочется отметить академика А. Э. Конторовича, И. С. Афанасьева, С. И. Бачина, Ю. А. Воложа, В. В. Гайдука, А. А. Гусейнова, В. Е. Зиньковского, А. В. Исаева, В. А. Каширцева, А. А. Конторовича, В. А. Кринина, Н. В. Лопатина, З. Х. Молаева, В. А. Мусихина, А. М. Никишина, Н. К. Фортунатову, И. И. Хведчука, Н. С. Шик.

Автор выражает свою искреннюю благодарность доктору геолого-минералогических наук, профессору Н. А. Малышеву и доктору геолого-минералогических наук, доценту А. В. Ступаковой за неизменное многолетнее внимание и поддержку научных инициатив.

С чувством глубокой признательности вспоминаю своих руководителей: И.И. Сечина, Э. Ю. Худайнатову, С. И. Кудряшова, М. М. Хасанова и В. С. Славкина, которые были инициаторами многих идей, нашедших дальнейшее развитие и реализацию в данной работе.

Написанию работы в большой мере способствовали дискуссии с прекрасными специалистами — геологами, разработчиками, геофизиками и геохимиками: А. Д. Алексеевым, А. П. Афанасенковым, В. А. Балдиным, В. Н. Блиновой, А. В. Гайдуком, Д. И. Ганичевым, Д.Ю. Головановым, И. Ю. Ефимовым, А. Э. Жаровым, Д. Н. Жестковым, И. О. Зверевым, И. М. Згобой, В. Н. Колосковым, А. Л. Корзуном, Н. Н. Косенковой, Р. Ф. Кулеминым, Д. С. Кучерявенко, В. А. Машориным, А. В. Мирошниченко, Ш. М. Мурзиным, А. И. Мурзовым, В. А. Никишиным, Б. Е. Оксенойдом, В. Ю. Павловым, С. Ю. Паньковым, К. М. Паровинчаком, Ю. В. Рейдиком, М. И. Саакяном, К. А. Седых, В. В. Силантьевым, М. Б. Скворцовым, О. М. Тимошенко, Е.А. Хайруллиной, Р. Р. Шайдуллиным, И. Ф. Шарифьяновым и многими другими.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности и отрасли наук

1. **Поляков, А.А.** Конвергентная неопределенность и возможности ее преодоления / А.А. Поляков, В.Н. Колосков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2025. — Т.20, — №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/45_2025.html — EDN: ПКUUO (0,9 п.л., авторский вклад 80%). Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

2. **Поляков, А.А.** Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области / А. А. Поляков, А. В. Ступакова, Н. А. Малышев, Р. С. Сауткин, О. В. Трутнева, В. Е. Вержбицкий, Д. К. Комиссаров, С. В. Осипов, А. П. Антонов, В. Г. Лакеев, Р. В. Лукашев // Георесурсы. — 2025. — Т. 27, № 2. — С. 31–41. — EDN JDVRAN. (1,3 п. л., авторский вклад 50%). Импакт-фактор 0,5 (JIF).

3. **Исаев, А. В.** Перспективы наращивания ресурсов и запасов нефти в Енисей-Хатангском региональном прогибе / А. В. Исаев, А. А. Поляков, М. И. Эпов //

Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. — 2024. — Т. 515, № 1. — С. 5–7. — EDN XWWQFQ. **(0,3 п.л., авторский вклад 40%)**. Импакт-фактор 0,911 (РИНЦ).

4. **Поляков, А.А.** Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа / **А. А. Поляков**, А. В. Ступакова, Н. А. Малышев, Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В. // Георесурсы. — 2023. — Т. 25, № 4. — С. 240–251. — EDN АТPIJY. **(1,4 п.л., авторский вклад 60%)**. Импакт-фактор 0,5 (JIF).

5. Ступакова, А.В. Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна / А. В. Ступакова, **А. А. Поляков**, Н. А. Малышев, Р. С. Сауткин, В. Е. Вержбицкий, Д. К. Комиссаров, В. В. Волянская, С. В. Осипов, М. А. Большакова, А. А. Суслова, А. Г. Калмыков, К. А. Ситар, М. Е. Воронин, М. Ю. Карпушин, А. В. Мордасова, Н. И. Коробова // Георесурсы. — 2023. — Т. 25, № 2. — С. 5–21. — EDN FBNIEJ. **(2,0 п.л., авторский вклад 40%)**. Импакт- фактор 0,5 (JIF).

6. Исаев, А.В. Стрoение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба / А. В. Исаев, А. П. Афанасенков, **А. А. Поляков**, И. А. Хилько, А. А. Чикишев // Геология и геофизика. — 2022. — Т. 63, № 11. — С. 1591–1603. — EDN STWLAY. **(1,5 п.л., авторский вклад 20%)**. Импакт-фактор 1,695 (РИНЦ).

7. Исаев, А. В. Пайяхская зона нефтенакопления западной части Енисей-Хатангской НГО / А. В. Исаев, **А. А. Поляков** // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2020. — № 1(41). — С. 20-39. — EDN MRRATJ. **(2,2 п.л., авторский вклад 50%)**. Импакт-фактор 0,374 (РИНЦ).

8. Исаев, А. В. Пайяхская зона нефтенакопления — трудноизвлекаемая нефть Таймыра / А. В. Исаев, **А. А. Поляков** // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2019. — Т. 14, № 4. — DOI 10.17353/2070-5379/36_2019. — EDN WPSEEY. **(3,9 п.л., авторский вклад 50%)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

9. Климова, Е. Н. Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района / Е. Н. Климова, Д. С. Кучерявенко, **А. А. Поляков** // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2018. — Т. 13, № 1.— DOI 10.17353/2070-5379/4_2018. — EDN YVQUXM. **(2,0 п.л., авторский вклад 80%)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

10. **Поляков, А. А.** Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа / **А. А. Поляков** // Нефтегазовая геология.

Теория и практика. — 2016. — Т. 11, № 1. — DOI 10.17353/2070-5379/3_2016. — EDN VRNVZH. **(2,5 п.л., авторский вклад 100%)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

11. Поляков, А. А. К вопросу о классификации залежей нефти и газа / А. А. Поляков, В. Н. Колосков, М. Н. Фончикова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10, № 1. — DOI 10.17353/2070-5379/7_2015. — EDN TOBAMN. **(1,7 п.л., авторский вклад 60%)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

12. Конторович, А. Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / П. И. Сафронов, С. А. Гуськов, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, В. А. Конторович, Е. А. Костырева, В. Н. Меленевский, В. Р. Лившиц, А. А. Поляков, М. Б. Скворцов // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 1179–1226. — EDN RAPIMR. **(4,7 п.л., авторский вклад 5%)**. Импакт-фактор 1,695 (РИНЦ).

13. Малышев, Н. А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности малышевского резервуара на северо-востоке Западной Сибири / Н. А. Малышев, А. А. Поляков, В. Н. Колосков, А. В. Исаев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2013. — Т. 8, № 4. — EDN RSNBAZ. **(2,0 п.л., авторский вклад 30 %)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

14. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7, № 4. — EDN PLNDHV. **(3,3 п.л., авторский вклад 70%)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

15. Поляков, А. А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа / А. А. Поляков. — 2-е издание, переработанное и дополненное. — Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2019. — 184 с. — ISBN 978-5-4344-0884-4. — EDN VCOUSP. **(10,7 п.л., авторский вклад 100 %)**.

Иные публикации

16. Поляков, А.А. Методические основы освоения низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири / А. А. Поляков, В. В. Силантьев, И. О. Зверев, И. М. Згоба // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2015. — № 2(39). — С. 56–59. — EDN TXTNJL. **(0,5 п.л., авторский вклад 70 %)**. Импакт-фактор отсутствует.

17. Поляков, А. А. История формирования, геологическое строение и нефтегазоносность кимеридж-валанжинского клиноформного комплекса на северо-востоке Пур-Тазовской нефтегазоносной области / А. А. Поляков, А. В. Ершов //

Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7, № 2. — EDN OZHMQF. **(1,7 п.л., авторский вклад 70%)**. Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).

18. **Поляков, А.А.** Новые направления геологоразведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба (правобережье Енисея) / А. А. Поляков, Е. В. Фомина, А. В. Исаев, С. М. Карпухин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2012. — № 1(26). — С. 2–6. — EDN ROQWLJ. **(0,6 п.л., авторский вклад 60%)**. Импакт-фактор отсутствует.

19. **Поляков, А. А.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских отложений юга Игарской зоны / А. А. Поляков, А. В. Исаев // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 12. — С. 84–87. — EDN PJEAMT. **(0,5 п.л., авторский вклад 70 %)**. Импакт-фактор 0,674 (РИНЦ).

20. **Поляков, А. А.** Влияние ложных флюидоупоров на нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Большехетской террасы / А. А. Поляков, В. А. Кригин, Т. А. Жемчугова // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2011. — № 4(25). — С. 15–19. — EDN ONGHTZ. **(0,6 п.л., авторский вклад 70 %)**. Импакт-фактор отсутствует.

21. Кудряшов, С. И. Основные направления геологоразведочных работ и развития ресурсной базы ОАО НК Роснефть / С. И. Кудряшов, С. И. Бачин, М. Б. Скворцов, Н. А. Малышев, **А. А. Поляков** // Геология нефти и газа. — 2008. — № 6. — С. 13–19. — EDN IWRRPA. **(0,8 п.л., авторский вклад 20%)**. Импакт-фактор 0,607 (РИНЦ).

22. Кос, И.М. Геолого-геофизический прогноз нефтеносности неомских отложений Сахалинского лицензионного участка (Западная Сибирь) / И.М. Кос, **А. А. Поляков**, Е. Б. Беспалова, В. Н. Колосков // Геология нефти и газа. — 2004. — № 2. — С. 16–26. — EDN PJUTUV. **(1,3 п.л., авторский вклад 40 %)**. Импакт-фактор 0,607 (РИНЦ).

23. Алексеев А.С., Барабошкин Е.Ю., Булычев А.А., Ершов А.В., Калмыков Г.А., Копаевич Л.Ф., Лыгина Е.А., Малышев Н.А., Малышева Е.О., Никишин А.М., **Поляков А.А.**, Попов М.Г., Фокин П.А., Хмелевской В.К. Геология для нефтяников. М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. — 360с. **(53 п.л., авторский вклад 5%)**.