

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

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
доктора геолого-минералогических наук

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

Москва - 2025 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ.....	23
1.1. Системные исследования: последовательность и задачи познавательного процесса .....	24
1.1.1. Залежи углеводородов — изучаемые геологические системы .....	25
1.1.2. Системный подход как межнаучная дисциплина.....	28
1.1.3. Методологическая система Ю. А. Косыгина .....	36
1.2. Неопределенность, риск и возможности их преодоления .....	44
1.3. Комплексирование геолого-геофизических и геохимических методов как инструмент снижения риска геологоразведочных работ .....	49
1.4. Системный подход к организации геологоразведочного процесса.....	51
ГЛАВА 2. ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	53
2.1. История изучения и основные результаты геологоразведочных работ .....	55
2.2. Геологическое строение .....	61
2.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.....	63
2.2.2. Сейсмостратиграфическая характеристика .....	68
2.2.3. Структурно-тектоническая характеристика и этапы формирования важнейших структурных элементов.....	74
2.3. Нефтегазоносность.....	79
2.3.1. Неоком-аптский нефтегазоносный комплекс .....	81
2.3.2. Геолого-геохимические условия формирования месторождений нефти и газа .....	86

ГЛАВА 3. МЕТОДОЛОГИЯ ИЗУЧЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЕЕ АПРОБАЦИЯ .....	95
3.1. Статическое направление и априорные модели .....	95
3.2. Динамическое направление и концептуальные модели .....	102
3.3. Ретроспективное направление и прогнозные модели .....	113
3.4. Методология снижения неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем .....	123
3.5. Аprobация предложенной методологии.....	126
3.5.1. Априорная модель .....	130
3.5.2. Концептуальная модель .....	135
3.5.3. Прогнозная модель .....	143
3.5.4. Критерии выделения Пайяхской зоны нефтенакопления .....	148
3.5.5. Результаты верификации и актуализации прогнозной модели.....	152
3.6. Дальнейшее развитие и аprobация прогнозной модели .....	157
ГЛАВА 4. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РИСКА И РАНЖИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ .....	161
4.1. Факторы неопределенности .....	164
4.2. Мониторинг геологического риска .....	176
4.3. К вопросу ранжирования объектов ГРП .....	180
4.4. Аprobация предложенного подхода к преодолению геологического риска .....	183
ГЛАВА 5. АДРЕСНЫЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСИРОВАНИЮ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ .....	193
5.1. Некоторые принципы комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов и видов работ.....	194
5.2. Морфогенетическая классификация залежей нефти и газа.....	201
5.2.1. Группа структурных залежей .....	202
5.2.2. Группа литогенетических залежей.....	208
5.2.3. Группа комбинированных залежей.....	211

5.3. Адресное комплексирование при поисках и разведке залежей различного морфогенетического типа .....	213
5.3.1. Месторождения внутри- и окраинноплитных линейных дислокаций .....	215
5.3.2. Месторождения, связанные с органогенными постройками.....	226
5.3.3. Месторождения, связанные с соляными куполами.....	239
5.3.4. Месторождения, связанные с седиментационными линзами .....	250
5.4. Апробация адресного подхода.....	264
5.5. Концепция повышения эффективности геологоразведочного процесса ...	268
Заключение .....	272
Список литературы .....	274



## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность исследования.** Нефтегазовый комплекс России является важнейшей составляющей отечественной экономики и в значительной мере влияет на глобальную энергетическую стабильность. Его устойчивое развитие зависит от восполнения запасов в традиционных регионах нефтегазодобычи, сложившаяся инфраструктура которых позволяет поддерживать добычу за счет открытия и ввода в разработку все более мелких и сложных месторождений и результативности геологоразведочных работ в удаленных и малоизученных регионах, перспективных для открытия крупных месторождений нефти и газа, создания новых центров нефтегазодобычи.

И в том и в другом случае эффективность геологоразведочных работ (ГРР) в значительной степени определяется достоверностью наших представлений об особенностях формирования, размещения и геологического строения залежей и месторождений УВ, а возрастающая сложность и недостаточная изученность объектов ГРР приводят к увеличению геологического риска, росту числа «сухих» скважин и повышению стоимости подготовки запасов, вплоть до приостановки геологоразведочного процесса.

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 геологоразведки и непосредственно определяющего ее эффективность (результативность, успешность, выраженную, например, в удельной стоимости подготовки запасов углеводородного сырья), в отечественной литературе должного внимания не привлекало. Практически не освещены теоретические аспекты комплексного анализа геологического риска, вопросы подготовки

соответствующих результатам такого анализа рекомендаций по снижению риска за счет рационального сочетания методов и видов исследований, по ранжированию объектов ГРП. 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, обратная вероятности бурения успешной (обеспечившей измеримый и устойчивый дебит УВ) поисково-разведочной скважины, иными словами — обратная вероятности совместного присутствия в ограниченном пространстве геологических тел (резервуаров), структурных форм<sup>1</sup> (ловушек) и углеводородных флюидов, слагающих геологическую систему с важным для нас эмерджентным<sup>2</sup> свойством — нефтегазоносностью — 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 гипотезы, нежели теории. С учетом изложенного анализ риска, представляющий собой изучение естественной совокупно-

---

<sup>1</sup> Под структурной формой в настоящей работе, вслед за В. Б. Олениным [Оленин, 1977], понимается любая часть земной коры, обладающая определенным строением, позволяющим обособить ее по этому признаку от смежных частей (антиклиналь, участок несогласия или выклинивания, линзовидное тело и т. п.).

<sup>2</sup> Эмерджентность — возникновение новых свойств целого, не выводимых из свойств частей, т. е. не присущих ни одной отдельно взятой части [Шарапов, 1976].

сти элементов, процессов и событий в условиях объективной неопределенности, относится к системным исследованиям и подразумевает соответствующую логику организации таких исследований, предложенную диссертантом исходя из следующих предположений:

1. Системное представление объекта исследования, как «дискретной модели непрерывного бытия» [Волкова, Денисов, 2006] дает определенные преимущества в теоретическом анализе, так как опирается на «присущие объекту свойства и характеристики, позволяющие получить наибольшее количество интересующих именно данную науку знаний об объекте» [Забродин, 2009]. В контексте настоящей работы системный подход, точнее прикладной системный подход, как межнаучная дисциплина, направленная на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности [Дроздов, 2002], предполагает изучение залежей нефти и газа, выявленных или прогнозируемых, в качестве органичных природных целостностей — геологических систем (ГС).

2. Онтологическая и гносеологическая база осадочно-миграционной теории нефтегазообразования, капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления и системного подхода как межнаучной дисциплины, подкрепленная практикой поисково-разведочных работ, способствует достижению полноты и непротиворечивости результатов исследования, что позволяет охарактеризовать элементы и структуру изучаемых «природных целостностей», оценить вероятность их существования.

3. В силу неполноты отражения изучаемого объекта моделям геологических систем свойственна неопределенность [Поляков, Колосков, 2025], являющаяся атрибутивным источником риска, величина которого определяет эффективность геологоразведочного процесса.

4. Интегральная количественная оценка геологического риска как величины, функционально зависимой от вероятности существования исследуемых геологических систем — залежей нефти и газа, даст возможность обоснованно подойти к сравнительному анализу объектов ГРП для выбора из всей их совокупности

наименее рискованных, что должно положительно повлиять на эффективность геологоразведки.

5. Возможность выявления наиболее значимых факторов неопределенности, характерных для того или иного типа залежей, месторождений или нефтегазоперспективных объектов, предполагает целесообразность дифференцированного, адресного подхода к проведению геологоразведочных работ — для снижения соответствующих рисков.

6. Предложенная последовательность решения задач нефтегазовой геологии, формализованная с использованием системного подхода как межнаучной дисциплины, позволяет сформулировать — как совокупность теоретических положений — концепцию повышения эффективности геологоразведочного процесса.

Все изложенное позволило сформулировать цели и задачи исследования в следующей редакции.

**Целью** настоящего исследования 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, предусматривающую 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. Кригин, 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, С. Г. Неручев, член-корр. РАН Б. А. Соколов, Б. Тиссо, Дж. Хант 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 «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 элемен-

тов, процессов и событий<sup>3</sup> 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, естественно-научной и философской литературы, посвященной рассматриваемым в работе проблемам, в частности:

- по методологическим вопросам геологического познания (Ю. А. Воронин, 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, О. Dubrule, 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, А. Я. Кремс, О. Л. Кузнецов, Н. Я. Кунин, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, А. А. Никитин, В. Б. Оленин, 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, С. Ю. Беляев,

---

<sup>3</sup> События — рубежи эволюции УВ-системы, важные для формирования или деструкции залежей нефти и газа.

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, А. А. Конторович, В. А. Конторович, В. А. Кригин, Л. Л. Кузнецов, Д. П. Куликов, Д. Г. Кушнир, А. М. Никишин, Ю. А. Филипцов, 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 НГР.

**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, 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 геоло-



гической 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, Ступакова, Малышев 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 нефтегазо-перспективных 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 км<sup>2</sup>, Пайяхской зоны нефтенакопления.*

2. Пайяхская зона входит в состав Западно-Таймырского ареала зон нефтенакопления, 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) изучение геологического строения и геологической истории для выявления особенностей формирования и закономерностей размещения залежей и месторождений нефти и газа; 2) снижение неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем и соответствующего риска при проведении ГРП; 3) выбор оптимальной программы исследований, подразумевающей сочетание производственных и научно-исследовательских работ. Успешность решения перечисленных задач 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, газовое 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<sup>4</sup> зон нефтенакопления, включающий выделенную соискателем Пайяхскую ЗНН. Доказана целесообраз-

---

<sup>4</sup> Ареал ЗНН — пространственно обособленная совокупность зон нефтегазонакопления, выраженная структурными формами, обеспечивающими общность формирования месторождений (Оленин, 1977).

ность 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.

Отдельные разделы, например теоретические аспекты комплексного анализа риска, вопросы рационального сочетания методов и видов исследований, могут использоваться при подготовке учебного курса «Методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений».

**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), «Нефтегазogeологический 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.

**Благодарности.** В первую очередь я благодарен моим учителям — преподавателям Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова: А. Я. Архипову, О. К. Баженовой, М. К. Иванову, О. В. Крылову, Е. Е. Карньюшиной, 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, профессору 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.

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

Структура работы соответствует логике диссертационного исследования. Стремление к последовательному изложению материала привело к необходимости рассмотрения основных понятий теории вероятности, вопросов классификации залежей УВ, стадийности и этапности ГРП, 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.

Во **введении** обосновывается актуальность диссертационной работы, приводится гипотеза исследования, определяются его цель и задачи, дается описание теоретической и методологической базы, формулируется концепция исследования, раскрывается теоретическая и практическая значимость результатов проведенной работы.

**Глава первая. Теоретические и методологические аспекты системного подхода при решении задач нефтегазовой геологии.** Рассмотрены системные свойства залежей нефти и газа. Представлены место и задачи системного подхода как межнаучной дисциплины, направленной на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности, в структуре системологии. На основе опубликованных работ в области системных исследований (А. С. Enthoven, И. В. Блауберг, В. Н. Садовский, В. Н. Лившиц, Ф. П. Тарасенко и др.), в том числе системных исследований в геологии (Л. А. Буряковский, Л. Ф. Дементьев, И. В. Круть, Н. В. Лопатин и др.) сформулирована эвристическая последовательность и определены задачи познавательного процесса при решении задач нефтегазовой геологии. Указанная последовательность условно подразделена на три звена: 1) анализ, синтез, формулирование рабочей гипотезы и построение прогнозной модели; 2) оценка рисков и выбор наилучшей альтернативы; 3) производственный эксперимент и обратная связь, что определило соответствующие теоретические задачи настоящей работы, а именно: 1) разработать методологию построения прогнозных моделей изучаемых геологических систем; 2) разработать методику анализа риска и определения приоритетных направлений

геологоразведочных работ и 3) определить подход к выбору оптимальной программы исследований с последующей актуализацией прогнозных моделей;

**Глава вторая. Очерк геологического строения и нефтегазоносности территории исследований.** Апробация теоретических положений настоящей работы выполнена в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края, на территории Нижнеенисейского, Рассохинского и Енисей-Пясинского НГР Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 11).

Рассмотрены история изучения региона и основные результаты ГРР; отмечено, что на современном их этапе доказаны высокие перспективы как нефте-, так и газоносности территории исследований.

Приведена литолого-стратиграфическая, сейсмостратиграфическая и структурно-тектоническая характеристика территории исследований. Охарактеризован неоком-аптский нефтегазоносный комплекс, включающий ачимовский, нижнехетский, суходудинский и малохетский резервуары, с которыми, исходя из фактического распределения запасов месторождений и достигнутых результатов геологоразведочных работ, в ближайшее время будут связаны основные открытия, приросты запасов и развитие добычи УВ-сырья.

Сформулированы геолого-геохимические условия формирования месторождений нефти и газа. Показано, что нефтегазоматеринскими толщами для нефтей ачимовского резервуара неоком-аптского НГК являются отложения гольчихинской и яновстанской свит. Сделан вывод о том, что Центрально-Таймырский мегапрогиб следует рассматривать как мощный очаг не только нефтеобразования (с аккумуляцией в ачимовских резервуарах неоком-аптского НГК), но и газообразования (с аккумуляцией в суходудинском и в меньшей мере в малохетском и нижнехетском резервуарах).

**Глава третья. Методология изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем и ее апробация.** В соответствии с первой задачей настоящей работы исследованы возможности адаптации общегеологической методологической зет-системы Ю. А. Косыгина для прогноза нефтегазоносности и обосно-

вания геологоразведочных работ. Отмечены отличия в этапах познавательного процесса между зет-системой и сложившейся последовательностью решения практических задач нефтегазовой геологии.

Введено и раскрыто содержание понятий об априорной и концептуальной моделях, исторических и причинно-следственных ретроспективных построениях, верификации и актуализации прогнозной модели. Предложена частногеологическая методология изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем, предусматривающая снижение неопределенности их прогнозных моделей за счет последовательной интеграции знаний о геологических элементах, процессах и событиях, определяющих нефтегазообразование и нефтегазонакопление.

На примере обоснования и проведения ГРП в выделенной нами Пайяхской зоне нефтенакопления (ЗНН) Нижнеенисейского НГР проведена апробация предложенной методологии. Проиллюстрирована эволюция геологической модели Пайяхского месторождения — от априорной к прогнозной, от небольшого Пайяхского месторождения к Пайяхской ЗНН, результаты ее верификации и актуализации. Сформулированы критерии выделения и намечены границы Пайяхской ЗНН на правобережье р. Енисей, выполнена оценка ее ресурсной базы, представлена карта перспектив нефтеносности.

Показано, как дальнейшее развитие прогнозной модели, за счет экстраполяции результатов предложенного подхода на прилегающие перспективные территории, позволило установить, что Пайяхская зона нефтенакопления входит в состав Западно-Таймырского ареала зон нефтенакопления, предварительно оконтурить его и наметить приоритетную для ГРП территорию Западно-Носковского прогиба уже на левом берегу р. Енисей, что было в дальнейшем подтверждено нами открытием Западно-Иркинского нефтяного месторождения.

**Глава четвертая. Комплексный анализ риска и ранжирование объектов геологоразведочных работ.** В соответствии со второй задачей работы исследована природа неопределенности прогнозных моделей залежей нефти и газа, введено и развито понятие геологического риска. Перечислены основные факторы



неопределенности при прогнозе, поисках и разведке месторождений нефти и газа, приведена понятийная и количественная покоеффициентная характеристика геологического риска на разных стадиях геологоразведочного процесса.

Приведена методика оценки и мониторинга геологического риска, показано, что снижение риска возможно за счет сравнительного анализа, ранжирования и определения первоочередных объектов поисково-разведочных работ.

Доказано, что на стадии выявления объектов поискового бурения важной задачей является локализация площадей ГРП не самих по себе, а как составных частей зон нефтегазонакопления, характеризующихся единством условий образования осадочных толщ, историей тектонического развития и онтогенезом углеводородов, что существенно снижает объективные неопределенности и риски. На примере ГРП, выполненных в Рассохинском НГР, рассмотрена апробация предложенного подхода, кратко изложена история открытия газоконденсатного месторождения им. Е. Зиничева.

**Глава пятая. Адресный подход к комплексированию геолого-геофизических и геохимических методов.** В соответствии с третьей задачей работы рассмотрены некоторые важные в контексте настоящей работы принципы комплексирования: функциональности, последовательных приближений и спецификации. Приведена авторская классификация залежей нефти и газа, определяющая поисковые критерии и методику разведки. Сделан вывод о необходимости изучения конкретных факторов неопределенности в конкретной геологической обстановке, что определяет целесообразность адресного сочетания геолого-геофизических методов, каждый из которых обладает своими преимуществами, недостатками и спецификой применения.

Введено и развито понятие адресного комплексирования для снижения наиболее значимых рисков, характерных для того или иного типа перспективных объектов, залежей и месторождений УВ. С использованием разработанного нами «Каталога методов геологоразведочных работ», отличительной особенностью которого является интеграция в единой базе не только методов получения информа-

ции, но и методов ее интерпретации, сформулированы основные задачи адресного комплексирования на поисково-оценочном и разведочном этапах геологоразведочного процесса при изучении месторождений разного типа.

Представлены результаты апробации предложенного подхода при проведении геологоразведочных работ в Енисей-Пясинском НГР, описаны процедура комплексирования геолого-геофизических данных при прогнозе его газоносности и история открытия Северо-Байкаловского газового месторождения.

Подытожены определяющие содержание диссертационного исследования теоретические положения и сформулирована концепция повышения эффективности геологоразведочного процесса.

В **заключении** подводятся итоги исследования, формулируются основные выводы, оцениваются перспективы дальнейших исследований.

## ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ<sup>5</sup>

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. Соловьёв, И. В. Круть и др.), а в дальнейшем — при внедрении системного подхода как межнаучной дисциплины (В. Ю. Забродин, Л. Ф. Дементьев, А. Н. Дмитриевский и др.) — 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 и следует скорее вторым путем, руководствуясь общепринятыми положениями принципа системности: взаимосвязью целого и частей, приматом целого над частями, взаимодействием системы и внешней среды. При этом подразумевается, что системное представление объекта исследования как «дискретной модели непрерывного бытия» [Волкова, Денисов, 2006] дает определенные преимущества в теоретическом анализе, так как опирается на «онтологически присущие объекту свойства и характеристики, позволяющие получить наибольшее количество интересующих именно данную науку знаний об объекте» [Забродин, 2009]. С учетом изложенного, ниже рассмотрены теоретические и методо-

---

<sup>5</sup> При подготовке данного раздела диссертации автором использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. **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 %**).
2. **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).
3. **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).

логические аспекты системного подхода (СП) при решении основных задач нефтегазовой геологии: 1) изучения геологического строения и геологической истории для выявления особенностей формирования и закономерностей размещения залежей и месторождений нефти и газа; 2) снижения неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем и соответствующего риска при проведении геологоразведочных работ; 3) выбора оптимальной программы исследований, подразумевающей сочетание производственных и научно-исследовательских работ. Успешность решения перечисленных задач непосредственно определяет эффективность геологоразведочного процесса.

### **1.1. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ: ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ И ЗАДАЧИ ПОЗНАВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА**

Системность мира представляется в виде объективно существующей иерархии различно организованных взаимодействующих систем [Спицнадель, 2000]. В ставшем классическим определении Л. Берталанфи система рассматривается как совокупность объектов, находящихся в устойчивом взаимодействии друг с другом и с окружающей средой. В свою очередь, 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., 1983]. В общем случае системы, в том числе геологические системы, являющиеся объектом исследования настоящей работы, характеризуются следующими особенностями.

**Целостность и функциональность.** Под целостностью системы понимается ее обособленность от окружающей среды, предполагающая существование границ системы, «обусловленных самой природой» [Зубков, 1979], либо «определяемых целями познающего субъекта» [Забродин, Соловьёв, 1983]. Определение границ системы позволяет оценить ее функциональность — поведение системы в результате внешнего воздействия и производимые ей изменения в окружающей среде.

**Внутренняя неоднородность и структурированность.** Неоднородность подразумевает различимость частей, формирующих иерархический список элементов системы, при этом под элементами системы понимаются такие образования, начиная с которых рассматривается взаимодействие на данном уровне организации. Элементы связаны между собой существенными связями различной природы, формирующими структуру системы, «при этом свойства системы в целом зависят от того, как именно взаимодействуют ее части» [Тарасенко, 2010].

**Открытость и изменчивость.** Любой объект может быть представлен как система и включен в систему объектов того же самого рода [Урманцев, 1988], что позволяет говорить об открытости, взаимосвязи и взаимодействии системы и окружающей среды (метасистемы). Изменения, как следствие указанного взаимодействия, могут носить аддитивный характер, связанный с изменением количества элементов и конфигурации границ системы, либо интегративный, при котором происходит существенное изменение функциональности системы.

**Эмерджентность,** подразумевающая возникновение новых свойств целого, не выводимых из свойств частей, т. е. не присущих ни одной отдельно взятой части [Шарапов, 1976]. Качественно новые свойства системы, появляющиеся при объединении элементов, присущи только системе с определенной структурой и до тех пор, пока она составляет единое целое.

Представление залежей нефти и газа в качестве природных целостностей — геологических систем, с важным для нас *эмерджентным* свойством — нефтегазоносностью (т. е. способностью таких взаимодействующих элементов литосферы аккумулировать углеводородное сырье и отдавать его в процессе разработки), целесообразно начать с рассмотрения их системных свойств.

### 1.1.1. ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ — ИЗУЧАЕМЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Залежь нефти или/и газа рассматривается большинством исследователей в качестве простейшего элемента в иерархической системе нефтегазогеологического районирования и представляет 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, Чилингар, 1996].

«Залежи (нефти и газа. — *Прим. авт.*) — 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. Под **функциональностью** изучаемых геологических систем — их поведением в результате внешнего воздействия — Л. Ф. Дементьевым предложено понимать процессы, происходящие при разработке залежей и добыче нефти и газа [Дементьев, 1988].

Рассматривая **внутреннюю неоднородность** залежей, необходимо отметить, что понятие элемента системы во многом зависит от степени декомпозиции, т. е. определяется задачами исследований. Например, в нефтегазопромысловой геологии большое внимание уделяется изучению неоднородности коллекторов нефти и газа, поэтому часто в качестве элементов изучаемой системы рассматриваются породы различного литологического типа [Иванова и др., 2000; Ермаилов, Лапердин, 2011]. 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, а). Существенными связями, составляющими **структуру** системы, выступают функциональные связи (объединяемые такой связью элементы осуществляют определенную функцию [Блауберг и др., 1970], формируя при этом обладающие собственной значимостью подсистемы).

Формирование залежей происходит в **процессе** миграции УВ из-за границ изучаемой системы (расстояние от очага генерации до зоны аккумуляции может достигать 160 км [Demaison, Huizinga, 1994]), в данном случае система и метасистема взаимодействуют через связи преобразования, поскольку именно благодаря «углеводородному дыханию» совокупность элементов ловушки преобразуется в залежь (рис. 1, б). Следовательно, изучение особенностей формирования

и научный прогноз размещения залежей нефти и газа невозможны без рассмотрения их положения в составе метасистемы — углеводородной системы, представляющей собой, по Н. В. Лопатину, «геосреду, включающую нефтегазоматеринский литолого-стратиграфический комплекс, очаги активного проявления процессов генерации УВ, миграционно-дренажные пути между очагом генерации и зоной аккумуляции нефти и газа, природный резервуар, региональную покрывку, ловушки зоны аккумуляции, осадочные породы, перекрывающие очаг и продуктивные резервуары» [Лопатин, 2006]. Отмеченная **открытость** проявляется во взаимообмене системы и метасистемы веществом и энергией и является причиной непрерывных **изменений**: формирования, переформирования и разрушения залежей нефти и газа.

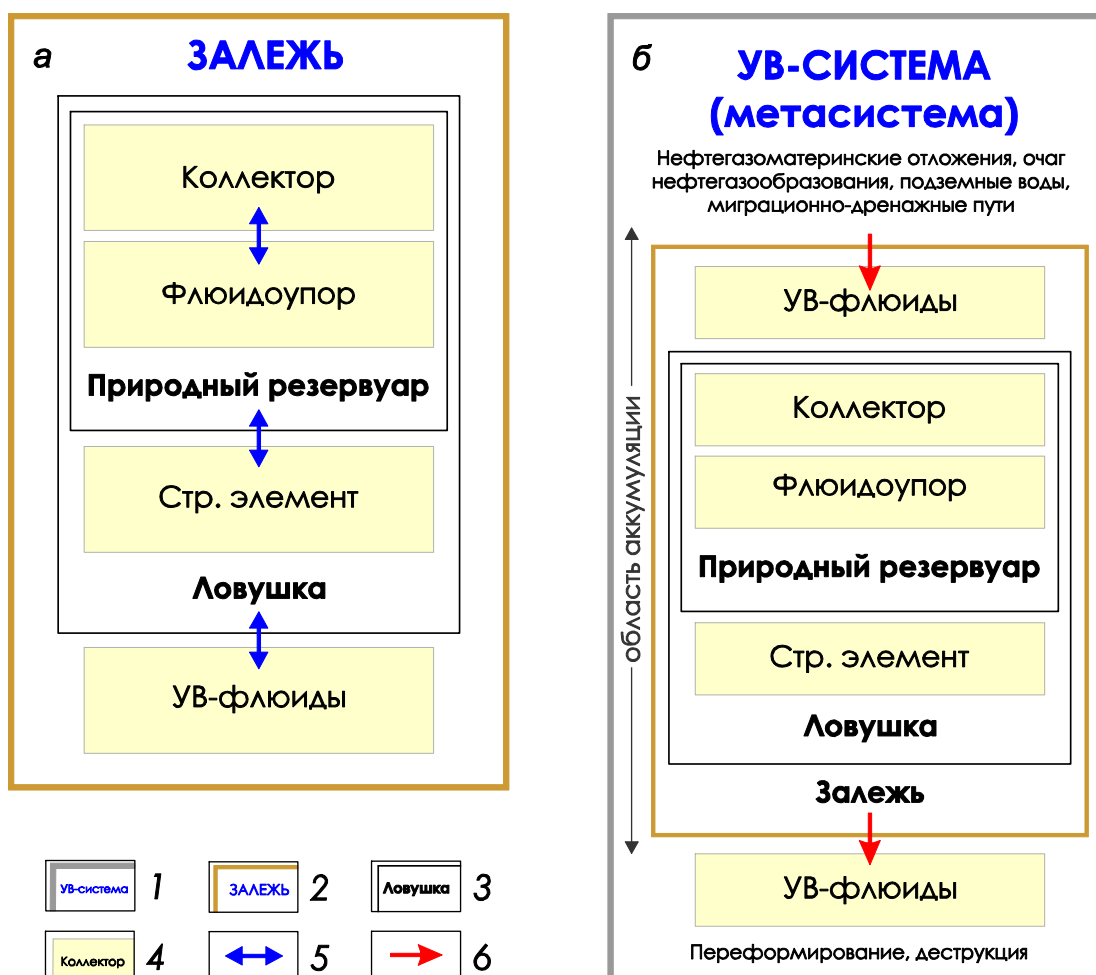


Рисунок 1 — Система (а) и метасистема (б). Условные обозначения: 1 — метасистема, 2 — система, 3 — подсистемы, 4 — элементы системы, 5 — функциональные связи, 6 — связи преобразования

С учетом перечисленных системных свойств 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 (рис. 2), т. е. исследование системы должно проводиться совместно с исследованием условий ее существования. Указанное требование соответствует принципу системности — «ядру системной философии» (Лившиц, 2013).

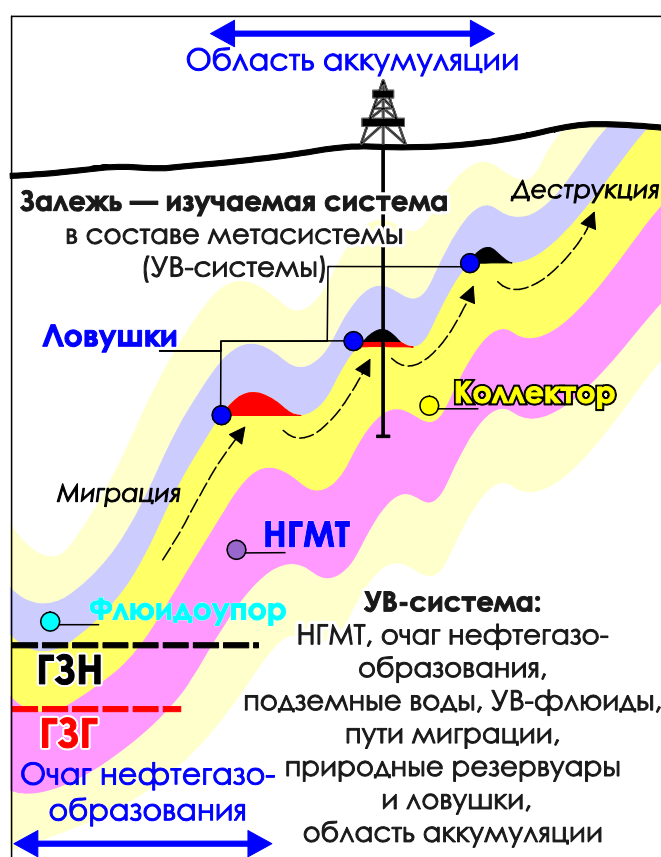


Рисунок 2 — Залежь углеводородов — изучаемая геологическая система в составе УВ-системы (метасистемы)

### 1.1.2. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД КАК МЕЖНАУЧНАЯ ДИСЦИПЛИНА

Системные исследования при всей их специфике и разнообразии сходны в понимании исследуемых объектов как систем, т. е. множества взаимосвязанных элементов, выступающих в виде единого целого [Спицнадель, 2000].



Характеристика основных системных идей и их иерархия в структуре системологии рассмотрены в работах Блауберга И. В., Дроздова Н. Д., Лившица В. Н., Садовского В. Н., Спицнаделя В. Н., Тарасенко Ф. П. и др. и в упрощенной форме приведены на рис. 3.

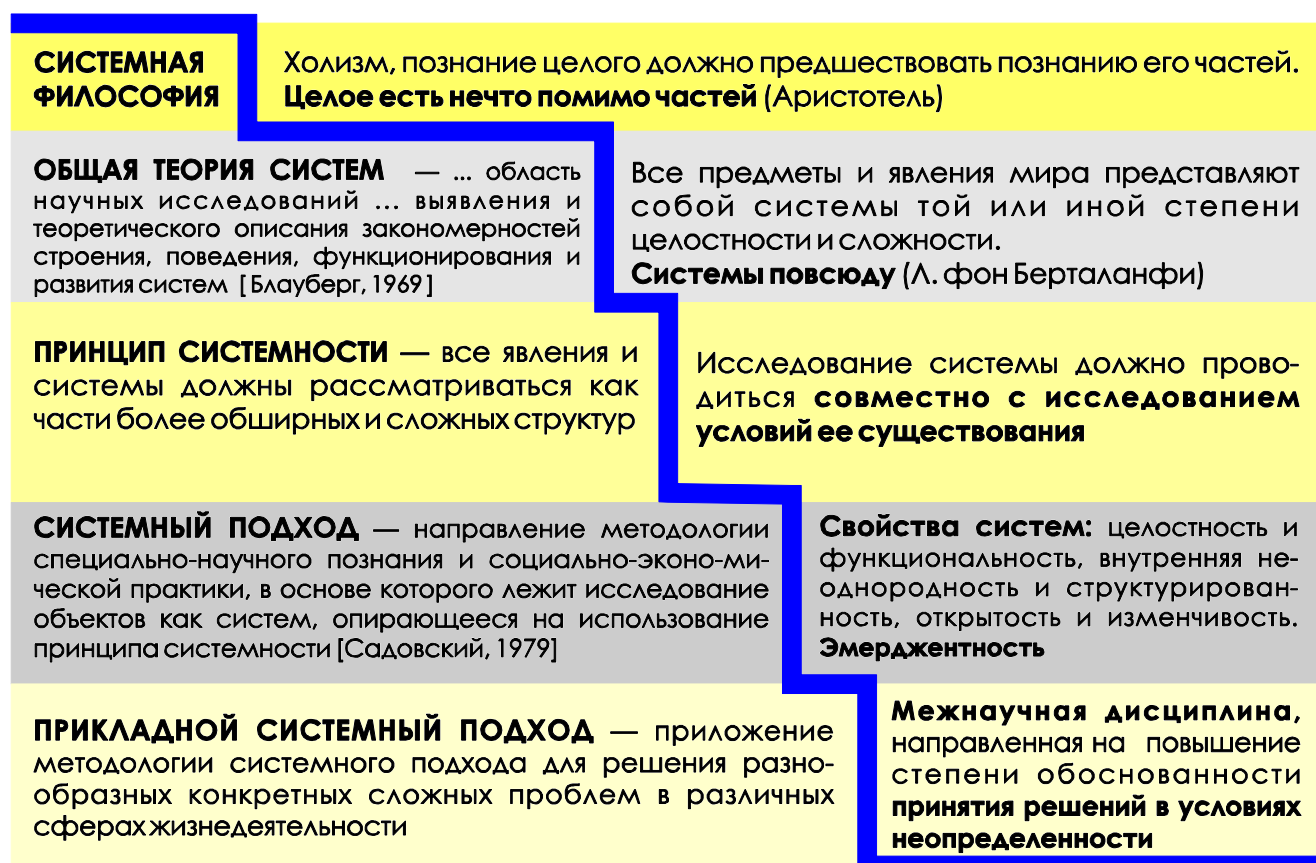


Рисунок 3 — Прикладной системный подход в структуре системологии (по [Блауберг, 1969; Садовский, 1979; Дроздов, 2000; Лившиц, 2013] с изменениями)

Следует отметить, что приведенные здесь определения не являются единственно возможными и общепринятыми, часто при «решении разнообразных конкретных проблем» (рис. 3) используется термин «системный анализ» (прикладной системный анализ), однако его алгоритм включает и системный синтез, что вносит некоторую путаницу, поэтому в настоящей работе системный анализ, как и системный синтез, рассматриваются как отдельные методы в составе прикладного системного подхода.

В свою очередь, под прикладным системным подходом в настоящей работе понимается межнаучная дисциплина, направленная на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности.

Изучению возможностей применения системного подхода в геологии, и в геологии нефти и газа в частности, начиная с 50-х годов XX века посвящены труды В. Г. Афанасьева, М. Д. Белониной, В. В. Белоусова, Л. А. Буряковского, Ю. А. Воронина, О. А. Вотеха, Л. Ф. Дементьева, А. Н. Дмитриевского, Н. А. Еременко, В. Ю. Забродина, А. Э. Конторовича, Ю. А. Косыгина, И. В. Крутя, В. А. Кулындышева, Н. В. Лопатина, В. Д. Наливкина, В. А. Соловьёва, А. А. Трофимука и многих других.

Анализ и обобщение результатов работ перечисленных исследователей позволили сформулировать следующий эвристический алгоритм (рис. 4, а) изучения геологических систем — залежей нефти и газа — при прогнозе нефтегазоносности и обосновании поисково-разведочных работ:

**1. Системный анализ.** Целью анализа является изучение состава системы, характеристики ее неоднородности, свойств элементов, их композиции и структуры для объяснения строения ГС. Системный анализ предполагает разделение сложного на простые части (элементы), использование специальных методов для их изучения и, наконец, объединение частных результатов для объяснения и описания целого. Примером аналитической процедуры в нефтегазовой геологии является подсчет запасов, традиционно включающий разделы, посвященные исследованию стратиграфии, тектоники, гидрогеологии, физико-литологической характеристике коллекторов и флюидоупоров, составу и свойствам нефтей и пр. Характеристика элементов ГС завершается построением геологической модели залежи (месторождения). После выяснения строения изучаемой геологической системы следующим этапом является изучение процессов и событий, непосредственно влияющих на формирование залежей нефти и газа.

**2. Системный синтез.** Направлен на выявление внешних связей системы и выделение из них главных, объяснение взаимодействия системы и окружающей среды. Системный синтез заключается в последовательном выполнении трех опе-

раций [Перегудов, Тарасенко, 1989]: характеристика большей системы (метасистемы), в которую интересующая нас система входит как часть; рассмотрение состава и структуры метасистемы; объяснение роли, которую играет изучаемая система в метасистеме через ее связи с другими системами. Синтетическими является, например, историко-геологический подход (Н. В. Лопатин, Б. А. Соколов и др.) к восстановлению эволюции осадочных бассейнов при прогнозе нефтегазоносности, специализированные палеогеологические реконструкции при изучении особенностей природных резервуаров и прогнозе ФЕС, палеотектонические реконструкции при изучении строения сложных структурных форм и т. д. Возможно и другое представление этой части алгоритма. Рассматривая метасистему как совокупность элементов, процессов и событий (см. выше), целесообразно в качестве результатов применения методов системного анализа и системного синтеза выделить: модель элементов залежи и УВ-системы; модель процессов, происходящих или происходивших в метасистеме; график (модель) событий, важных для формирования и сохранности залежей нефти и газа (рис. 4, б).

Решение перечисленных задач позволяет наметить закономерности размещения УВ-скоплений в границах изучаемой территории, т. е. сформулировать рабочую гипотезу.

### **3. Формулирование рабочих гипотез и подготовка прогнозных моделей.**

Рабочая гипотеза — временное предположение, которое служит условным допущением, позволяющим сгруппировать и систематизировать результаты наблюдений и дать согласующееся с наблюдениями описание явлений [Завалишин, 2007]. Соответствующие рабочим гипотезам прогнозные геологические модели позволяют воспроизвести свойства объекта-оригинала и «обеспечивают в процессе исследований получение некоторых знаний о самом объекте-оригинале» [Промыслово-геологическое обеспечение..., 1992], позволяя, в контексте настоящей работы, выполнить оценку перспектив нефтегазоносности изучаемой территории, прогноз зон нефтегазонакопления или обосновать приоритетные площади геологоразведочных работ.

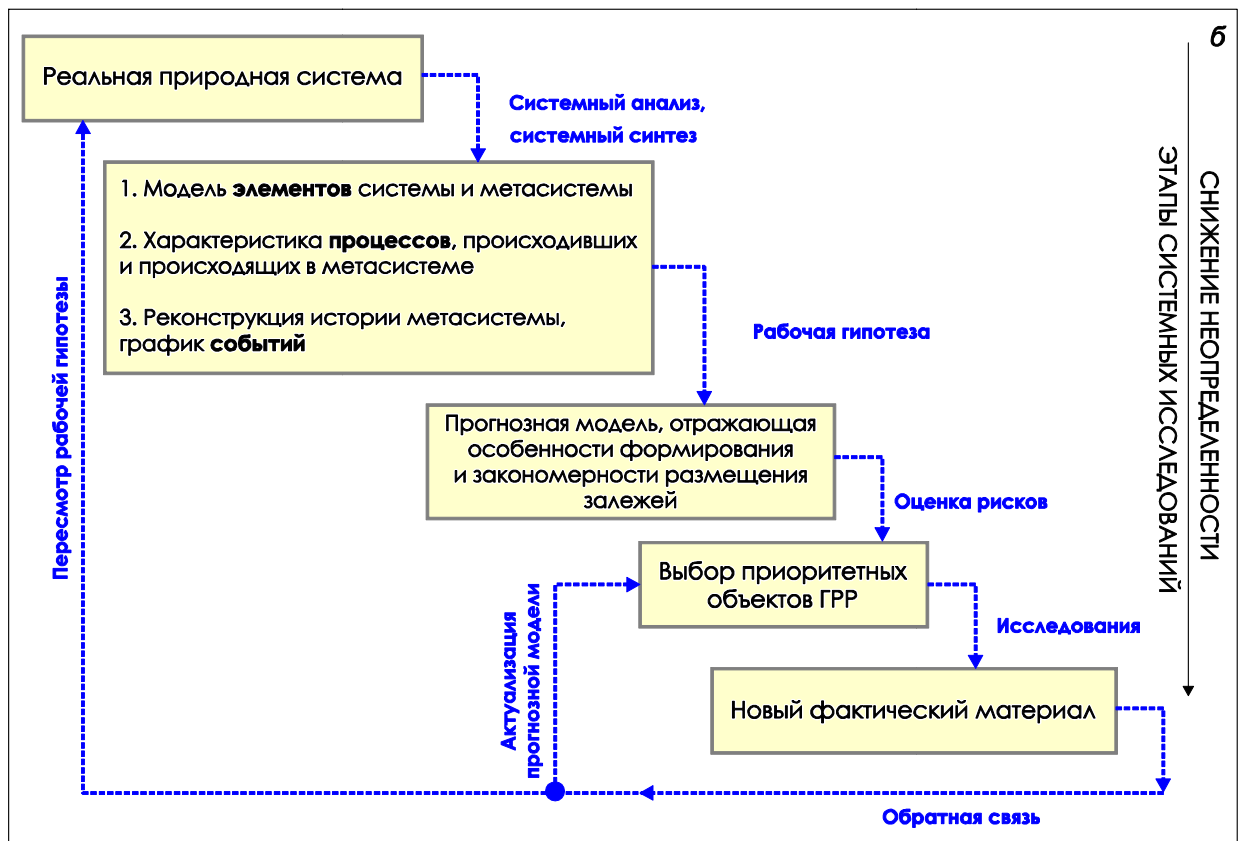
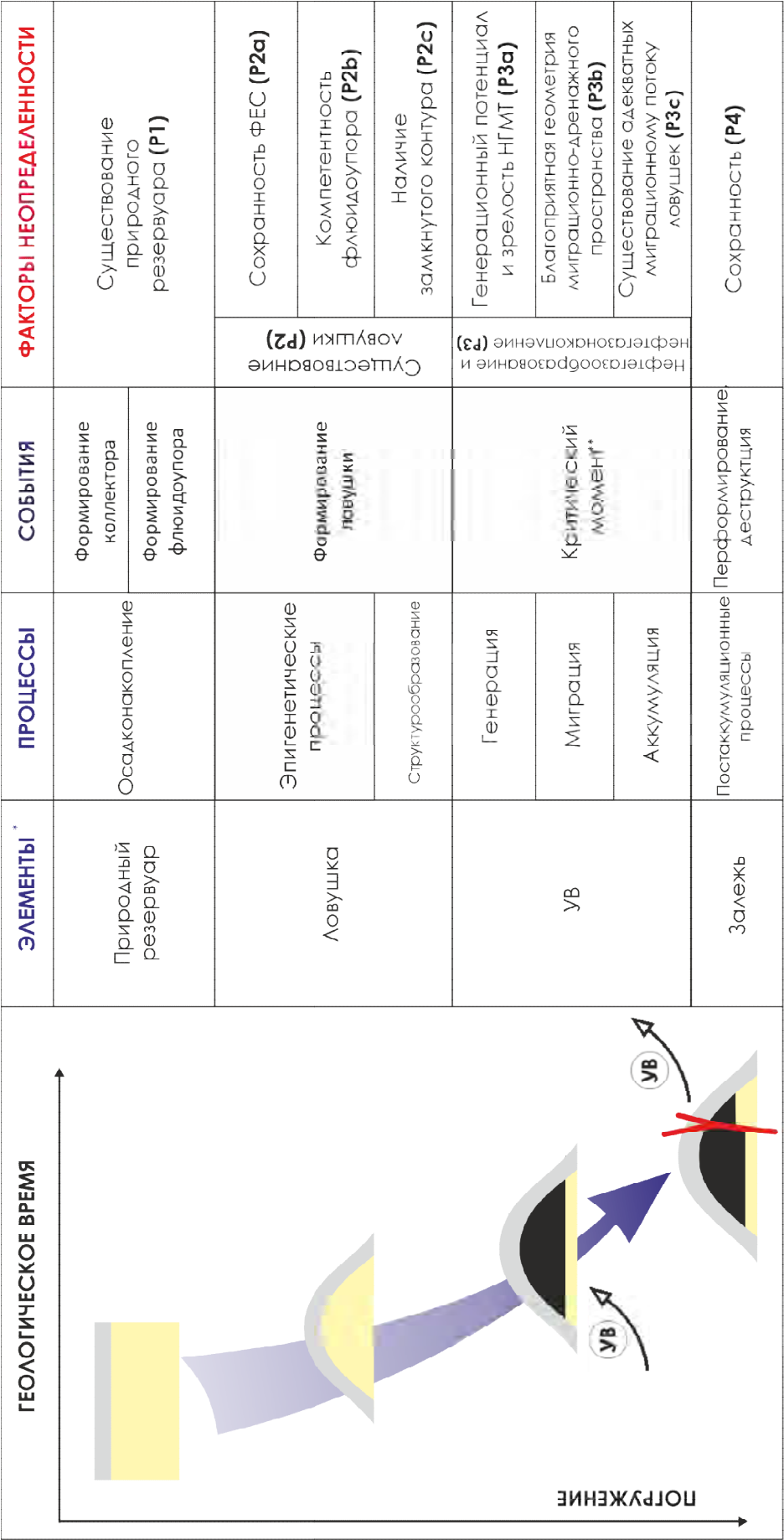


Рисунок 4 — Эвристический алгоритм изучения залежей нефти и газа в качестве геологических систем при прогнозе нефтегазоносности и обосновании поисково-разведочных работ

Рабочие гипотезы обладают как описательными, так и объяснительными (в том числе предсказательными) функциями, однако в силу недостатка информации о свойствах элементов и структуре ГС, их открытости и изменчивости прогнозным моделям свойственна неопределенность, «принципиально неустранимая из-за всеобщей связи всех объектов реального мира и бесконечности их развития» [Качалов, 2002]. Схематическое отображение факторов неопределенности в поисково-разведочном процессе приведено на рис. 5.

**4. Оценка рисков и выбор наилучшей альтернативы.** Неполнота и неточность информации о геологических системах ведет к вариативности прогнозных моделей, которая «в ходе реализации прогноза может привести к возникновению неблагоприятных ситуаций и последствий» [Вишняков, Радаев, 2008], иными словами, неопределенность является атрибутивным источником риска. При решении практических задач нефтегазовой геологии, например при обосновании заложения поисково-разведочных скважин, в первоочередное освоение вводятся, как правило, наименее рискованные объекты, выявленные путем сравнительной характеристики перспективных площадей. Сравнение проводится на основе оценки вероятности существования метасистемы в целом и залежи как ее части, т. е. вероятности благоприятной комбинации геологических элементов, процессов и событий (рис. 5). Несмотря на то что результаты таких исследований не могут быть корректно выражены количественно, полученная сравнительная оценка позволяет на основании актуальной рабочей гипотезы и соответствующей прогнозной модели выбрать приоритетные объекты или направления геологоразведочных работ. Дальнейшее совершенствование гипотезы предполагает проведение специальных исследований, в том числе производственных экспериментов.

**5. Выбор методов исследований.** Главным методом исследований в нефтегазовой геологии является бурение поисково-разведочных скважин — производственный эксперимент, «часть материального производства, и метод научного познания».



\* Элементы, подсистемы и залежь как система в составе метасистемы

\*\* Момент, когда нефтеобразование достигло наибольшей интенсивности и когда более 50% от теоретически возможного количества углеводородов эмигрировало из очага распространения активных нефтематеринских отложений и поступило в миграционно-дренажную сеть, ведущую в зону формирования нефтяных залежей [Лопатин, 2006].



Рисунок 5 — 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

С его помощью наука непосредственно связывается с техникой, теория познания — с практикой» [Назаров, 1982]. Под исследованиями также понимаются полевые, промысловые, лабораторные (керна, пластовые флюиды и др.) и тематические научные работы, направленные на изучение важных для нас свойств ГС. Разнообразие факторов неопределенности (рис. 5) определяет необходимость комплексирования геолого-геофизических и геохимических *методов* для извлечения разнородной информации и всесторонней характеристики системы и метасистемы. Важными особенностями организации исследований являются:

- последовательное чередование производственных экспериментов и тематических исследований (актуализация рабочей гипотезы). Поскольку постановка производственного эксперимента нецелесообразна без актуальной модели, переход к новой стадии производственных работ наступает после комплексного обобщения накопленного фактического материала;
- зависимость видов и объемов геологоразведочных работ на каждой стадии от результатов предыдущей, характеризующаяся в нефтегазовой геологии понятием «стадийность», а в некоторых технических науках — «обратная связь».

**6. Обратная связь** заключается в принятии или непринятии рабочей гипотезы на основании данных, полученных в результате исследований. Накопление фактического материала сопровождается уточнением, актуализацией геологической модели, а в случае выявления существенных противоречий и рисков — формулированием новой рабочей гипотезы (начиная с этапов анализа и синтеза).

С учетом вышеизложенного, методология системного подхода «носит итеративный характер с многократной взаимоувязкой по системным соображениям получаемых промежуточных результатов» [Лившиц, 2013].

Осознавая всю сложность изучения ГС, следует отметить, что системный подход не является редукционизмом, снижающим гносеологический уровень геологии. СП — это в первую очередь методология организации исследований, направленная на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности, характерной для геологических систем, недоступных для не-

посредственного наблюдения. Конечная цель СП заключается «не в том, чтобы найти решение лучше существующего, а в том, чтобы найти самое лучшее решение из всех возможных» [Черчмен и др., 1968], что предполагает целенаправленное совершенствование рабочей гипотезы, последовательное снижение вариативности модели путем комплексного изучения факторов неопределенности и, наконец, минимизацию риска принятия решений на основе количественного сравнения альтернатив.

Указанную последовательность познавательного процесса (рис. 4, а) целесообразно подразделить на три самостоятельных звена, направления, соответствующих теоретическим задачам настоящей работы, а именно: (1) разработке методологии построения прогнозных моделей изучаемых ГС для решения нефтегазгеологических задач, (2) изучению природы геологического риска и возможностей его снижения и (3) выбору оптимальной программы исследований с последующей актуализацией прогнозных моделей на новой стадии геологоразведочного процесса.

Рассмотрим реализацию *первого из этих звеньев* — построение прогнозной модели изучаемой геологической системы, опираясь на классические работы ученых Дальневосточного научного центра Академии наук СССР под руководством академика Ю. А. Косыгина, которыми было введено и развито понятие «методологическая система».

### 1.1.3. МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ СИСТЕМА Ю. А. КОСЫГИНА

Методологическая система обычно рассматривается в двух аспектах: в аспекте методологии исследований объекта как системы и в аспекте системности методологии как совокупности «взаимосвязанных методов..., которая отличается целостностью, полнотой и исключает противоречие в методах» [Кудж, Цветков, 2014].

Как было показано выше, при изучении ГС (рис. 4, б и рис. 5) обособляются три направления исследований с различными целями, задачами и особыми мето-



диками их решения — статическое, динамическое и историческое. С этими направлениями Ю. А. Косыгин и В. А. Соловьев [Косыгин, Соловьев, 1969] предложили сопоставить различные по существу, абстрагированные из естественной совокупности геологических элементов, процессов и событий системы более низкого ранга: статические<sup>6</sup>, динамические и ретроспективные.

Вкратце перечисленные системы могут быть охарактеризованы следующими авторскими высказываниями разных лет [Косыгин, Соловьев, 1969; Косыгин, 1974; Косыгин, 1988]:

«В качестве *статических систем* рассматриваются сложные объекты (наблюдаемые в настоящее время, без учета происходящих перемен. — *Прим. авт.*), состоящие из геологических тел... (реальные или модели). В статических системах время является фиксированным, рассматриваются только пространственные соотношения между элементами». Статической системой формационного ранга является, например, майкопская серия Предкавказья, во всем многообразии слагающих ее горных пород, структурных элементов и пластовых флюидов. «Задачи изучения статических систем решаются пространственными построениями, при которых геологические тела и их сочетания представляются неподвижными» и включают изучение свойств элементов, законов их композиции, описание морфологии системы.

*Динамические системы* — это любые современные геологические процессы, к примеру процессы осадконакопления, наблюдаемые в природе, воспроизведенные экспериментально или моделируемые. «В динамических системах в качестве элементов выступают геологические события и состояния. Структуры систем образуются пространственно-временными отношениями и причинно-следственными связями». Примерами решения задач динамического направления являются «геологические эксперименты для изучения, во-первых, современных геологических процессов, недоступных для наблюдения, во-вторых, геологиче-

---

<sup>6</sup> В поздних работах [Косыгин, 1983; Косыгин, 1988] — квазистатические системы.

ских процессов длительностью, намного превышающей длительность тех интервалов времени, в которых наблюдаются современные процессы».

*Ретроспективные системы* — это модели геологических элементов и процессов прошлого, запечатленных в истории как события или обстановки. «Структуры ретроспективных систем определяются реконструированными отношениями последовательности... и реконструированными причинно-следственными связями». В основе исследований ретроспективных систем лежат историко-геологические принципы актуализма, унаследованности, цикличности, непрерывности, последовательности напластования и основанные на указанных принципах методы. Примером ретроспективных моделей являются тематические палеорекострукции.

«Каждый тип систем характеризуется особой, свойственной ему природой элементов, их отношений и связей (структур), особыми принципами исследования, особыми подходами в понимании времени, особыми типами моделей» (табл. 1).

«Исследования каждого типа систем являются самостоятельными и специфическими..., тогда как исследования всех трех классов систем служат единой цели и должны быть в соответствии с этим организованы». Последовательность изучения систем, очередность решения задач, их отношения с другими задачами и методами решения, правила синтеза результатов исследований устанавливаются в методологических системах, наиболее известная из которых по форме ее схематического, графического изображения получила название «зет-система» (рис. 6).

«На схеме показана некоторая исходная статическая система. Исследования этой системы могут производиться как на уровне наблюдений (полевые описания, геофизические измерения), так и на уровне конструкторов (структурные построения и модели)...

Таблица 1 — Характеристика статических, динамических и ретроспективных систем [Косыгин, 1968; Косыгин, 1974; Косыгин, 1988]

СИСТЕМЫ	ЭЛЕМЕНТЫ	СТРУКТУРА	ВРЕМЕННАЯ ШКАЛА	ПРИНЦИПЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	МОДЕЛИ
Статические	Реально существующие современные геологические тела, структурные элементы, пластовые флюиды и др.	Пространственные отношения и функциональные связи	Фиксированная	Специализированные методы для описания композиции, морфологии, изучения свойств элементов системы	Геологические карты и разрезы, иные пространственные построения, отражающие свойства элементов модели и закономерности их композиции
Динамические	Современные геологические процессы и обстановки	Пространственно-временные отношения и причинно-следственные связи (связи преобразования)	Физическая или логическая	Непосредственные наблюдения, эксперименты, моделирование	Графики функциональных зависимостей
Ретроспективные	Реконструированные тела, процессы и события геологического прошлого	Все перечисленные отношения и связи, реконструированные	Геохронологическая, относительная (раньше — позже — одновременно), событийная	Историко-геологические (актуализма, унаследованности, цикличности, непрерывности, последовательности напластования и др.)	Палеорекострукции, графики событий

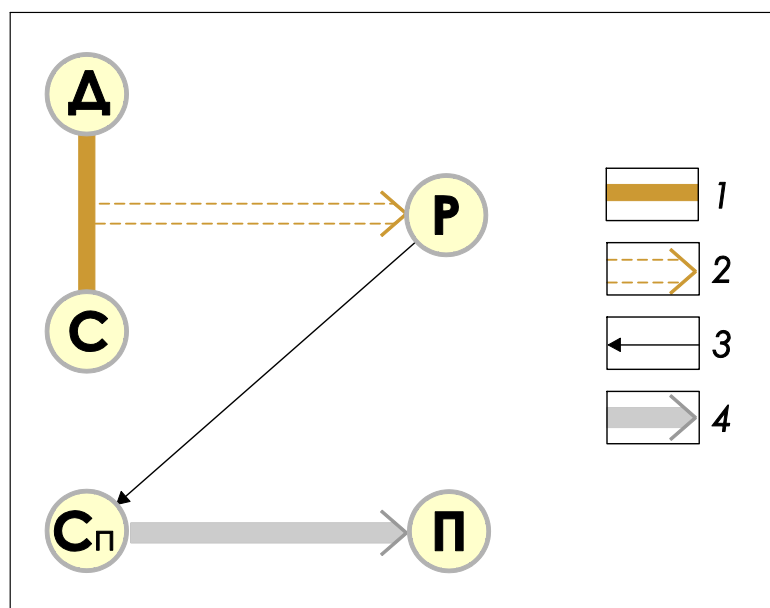


Рисунок 6 — Зет-система [Косыгин, 1983]. Условные обозначения: С — статические системы, Д — динамические системы, Р — ретроспективные системы, Сп — прогнозные модели статических систем, П — практический результат; 1 — сравнение по распространенной аналогии, 2 — построение ретроспективной модели по принципу актуализма, 3 — построение прогнозной модели, 4 — практическая реализация

Сравнивая статическую систему, ее элементы и связи с результатами некоторого наблюдаемого в природе, воспроизводимого экспериментально или построенного теоретически процесса, мы по распространенной аналогии можем представить себе нашу систему (ее элементы, связи) как результат аналогичного процесса... Используя принцип актуализма, мы переносим суждение о генезисе статической системы на геологическое прошлое и строим ретроспективную модель. Рабочие гипотезы (ретроспективные конструкции) о временных отношениях между телами (событиями) или о процессах геологического прошлого позволяют существенно уточнять и дополнять (корректировать) модель исходной статической системы. Модели статических систем, дополненные, скорректированные или заново построенные, с использованием ретроспективных реконструкций, могут быть названы прогнозными моделями. Они путем дополнительных исследований (разведочных работ) реализуются в практических целях».

Следует отметить, что зет-система Ю. А. Косыгина оказала существенное влияние на методологию геологических наук. Ее дальнейшее *развитие* нашло отражение в работах по региональной геологии, тектоники, стратиграфии, литологии, геологии нефти и газа:

1. Практическая реализация зет-системы при изучении состава и генезиса отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района [Алексеев, Федоров, Савенко, 2009] показала необходимость *введения процедур верификации результатов исследований*, под которыми В. П. Алексеевым подразумеваются сравнительно-исторические исследования одновозрастных объектов, изучение парагенеза фаций и др.

2. В. Ю. Забродин при изучении дизъюнктивов [Забродин, 1981] категория ретроспективных моделей *дополнительно подразделяется* на палеостатические, палеокинематические и палеодинамические.

3. А. И. Гриценко, А. Н. Дмитриевским и др. для решения задач газопромысловой геологии, *в развитие представлений* Ю. А. Косыгина и Л. Ф. Дементьева, была предложена [Промыслово-геологическое обеспечение..., 1992] методологическая система моделирования, представляющая собой стратегию построения геологических, промыслово-геологических и геолого-газодинамических моделей (рис. 7).

4. А. Н. Дмитриевским разработаны теоретические основы системного литолого-генетического анализа (рис. 8), направленного на изучение осадочных бассейнов как целостных природных систем, *установление их структуры и состава, генезиса и этапов развития* и прогнозирования на этой основе их нефтегазоносности [Дмитриевский, 1982], введен в геологическую науку и практику системный анализ нефтегазовых осадочных бассейнов.

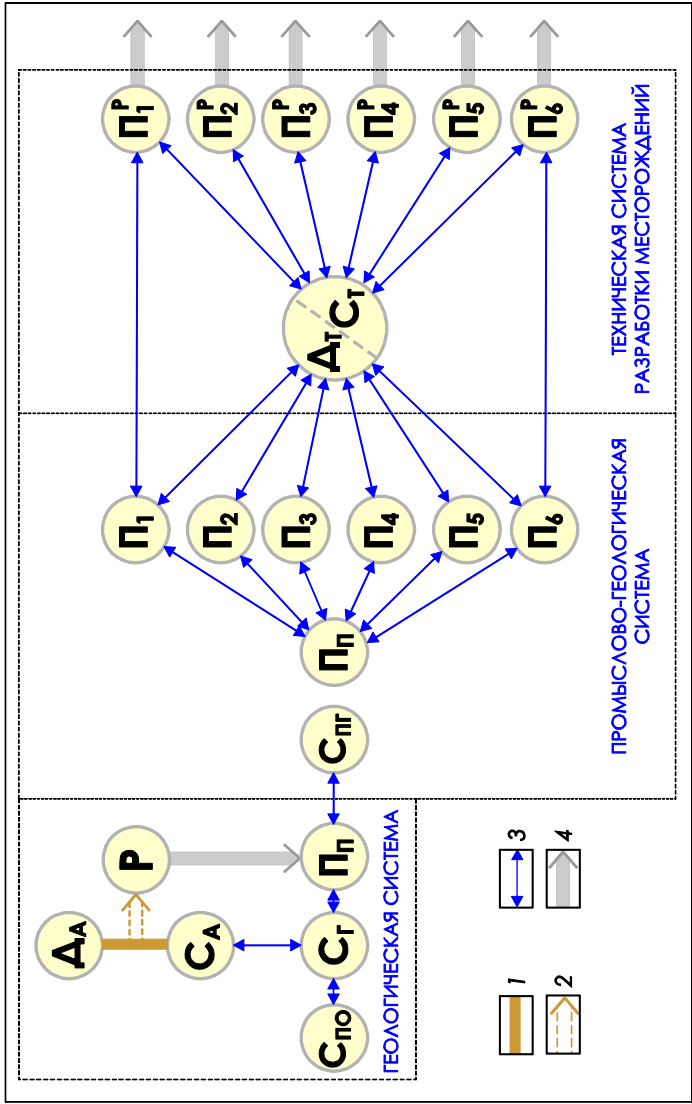


Рисунок 7 — Принципиальная схема методологической системы исследования (моделирования) газового, газоконденсатного месторождения [Промыслово-геологическое обеспечение ..., 1992]. Условные обозначения:  $C_{no}$  — статическая система предметной области;  $C_a$  — статическая система аналогии;  $D_a$  — динамическая система аналогии;  $P$  — ретроспективная система;  $C_r$  — статическая геологическая система;  $C_{nr}$  — статическая промыслово-геологическая система;  $D_r/C_r$  — соответственно динамическая и статическая подсистемы технической системы;  $P_n$  — прогнозные модели геологической, промыслово-геологической и технической систем;  $P_1$  — литолого-стратиграфическая и промыслово-геологическая модели-схемы строения продуктивных отложений (залежи);  $P_2$  — модели с нулевой размерностью: набор средних значений основных промыслово-геологических параметров;  $P_3$  — одномерные модели: геологический разрез единичной скважины, геологический профиль, сводный геолого-статистический разрез группы скважин; все они имеют распределенные значения параметров по ординате;  $P_4$  — двумерные модели: комплекс геологических и промыслово-геологических карт или регулярных сеток, характеризующих пространственные закономерности размещения параметров на плоскости;  $P_5$  — трехмерные модели: система плоских, двумерных моделей с сопряжением сеточных областей по вертикали (толщине) залежи;  $P_6$  — промыслово-геологические модели для решения задач разработки (без построения фильтрационных моделей);  $P_1^P, \dots, P_6^P$  — модели технической системы, созданные на основе соответствующих моделей промыслово-геологической системы; 1 — корреляция признаков разной специализации при наличии обратной связи, 2 — сравнение по аналогии, 3 — построение ретроспективных моделей по принципу актуализма, 4 — практические реализации моделей (задач)

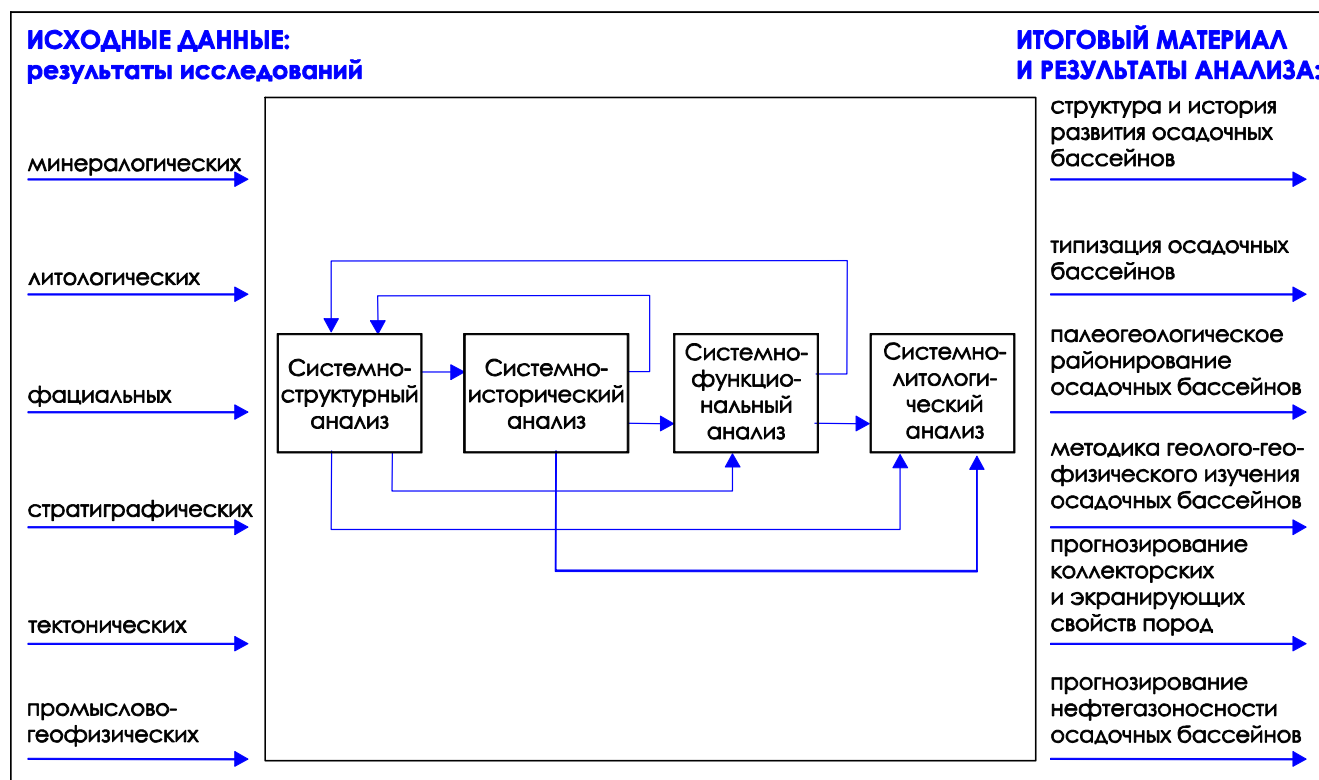


Рисунок 8 — Схема системного литолого-генетического анализа нефтегазоносных осадочных бассейнов [Дмитриевский, 1982]

Критический обзор зет-системы приведен в ряде публикаций М. П. Покровского [Покровский, 2014а; Покровский, 2014б; Покровский, 2015], который, обращая внимание на синкретизм, нечеткость содержания используемых понятий, подчеркивает ее эвристический характер. Однако отмеченная выше специфика изучения залежей УВ, уникальность каждой из них и свойственная моделям ГС объективная неопределенность дают основание полагать, что эвристическая методология является допустимым и достаточным, а в некоторых случаях и высшим гносеологическим уровнем геологии нефти и газа.

Следовательно, исследования в составе первого звена системного подхода, направленные на формулирование рабочей гипотезы и построение прогнозной модели, в контексте настоящей работы и в соответствии с представлениями Ю. А. Косыгина, В. А. Соловьёва и В. Ю. Забродина должны подразумевать:

1) изучение элементов залежи (месторождения) и УВ-системы, особенностей их композиции;

2) изучение геологических процессов и производимых ими изменений, причинно-следственных связей, влияющих на образование ловушки, нефтегазообразование и нефтегазонакопление;

3) изучение истории и критических рубежей эволюции УВ-системы, определяющих формирование, переформирование и разрушение залежей нефти и газа.

Основной идеей всех перечисленных системных построений является предложенная Ю. А. Косыгиным процедура возвращения 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, таким образом, логика исследований направлена на последовательное снижение неопределенности.

С учетом изложенного первой задачей настоящей работы является разработка методологии 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.

Однако, несмотря на то что искомое снижение неопределенности, в свою очередь, ведет к снижению риска принятия решений, связанных с бурением поисково-разведочных скважин и проведением полевых геофизических работ, риск остается неотъемлемой составляющей геологоразведки. Рассмотрим это утверждение более подробно.

## **1.2. НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ, РИСК И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ**

Изучению понятия «неопределенность», в том числе вопросам неопределенности геологических моделей, посвящены работы Ю. П. Ампилова, Я. Д. Вишнякова, Г. А. Габриэлянца, Т. Ф. Дьяконовой, Н. Б. Ермасовой, Э. С. Закирова, Р. М. Качалова, М. Г. Латышевой, В. И. Пороскуна, Н. Н. Радаева, В. А. Саркисова, А. Я. Фурсова, А. С. Шапкина и многих других. Результаты их



исследований, дополненные разработками зарубежных ученых (Е. С. Сапен, О. Dubrule, G. E. McMaster, R. E. Megill, J. Meisner, P. Rose и др.), легли в основу практического понимания неопределенности и риска.

Под неопределенностью понимается недостаток знаний о текущих событиях или о будущих возможностях [Экономика, 2000]. В контексте настоящей работы неопределенность является следствием недостатка информации о составе и структуре изучаемой геологической системы, особенностях ее взаимодействия с окружающей средой. Она принципиально неустранима из-за всеобщей связи всех объектов реального мира и бесконечности их развития [Качалов, 2002], интерференции разноранговых процессов [Хаин, Рябухин, 1997].

Неопределенность, как неполнота отражения изучаемого объекта, в той или иной мере присуща всем геологическим моделям — статическим, динамическим и тем более ретроспективным.

При построении *статических моделей* используются накопленные геолого-геофизические данные об элементах залежи, месторождения или УВ-системы, их вещественном составе, особенностях их композиции, однако все наблюдения и измерения характеризуют изучаемый объект лишь точно — по данным бурения поисково-разведочных скважин, расстояние между которыми может достигать 5 км даже на подготовленных к разработке месторождениях. Применение сейсморазведочных работ — для изучения морфологии залежей, выяснения особенностей распространения природных резервуаров, влияния разрывных нарушений на геометрию флюидальных контактов — сдерживается физическими ограничениями метода, в частности: недостаточной разрешающей способностью по вертикали и неоднозначностью решения обратной задачи. Таким образом, геолого-геофизические данные, даже самые современные, характеризуют строение изучаемого объекта весьма неполно и могут быть интерпретированы по-разному разными исследователями.

Построение *динамических моделей* заключается в выявлении причинно-следственных связей между геологическими процессами и результатами этих

процессов, при этом подразумевается, что динамические системы доступны непрерывному наблюдению. Однако С. В. Мейен показал, что реально мы почти никогда не можем вести непрерывное наблюдение меняющейся системы: в процессе исследования мы связываем различные статические состояния объекта в непрерывную эволюционную последовательность, основываясь на принципе процессуальных реконструкций [Забродин, 2009]. Отмеченное обстоятельство становится существенным, если мы допускаем нелинейность процессов нефтегазообразования [Контрович, Лившиц, 2007], литогенеза (скачкообразное изменение свойств пород при перераспределении энергии и вещества) и тектонического структурообразования.

*Ретроспективные системы*, как отмечено выше, не имеют оригиналов и представлены исключительно моделями. При их построении отождествление причинно-следственных связей, установленных по материалам изучения современных динамических систем, с геологическими процессами прошлого сталкивается с методологической проблемой соотношения актуализма и истории (необратимости и унаследованности развития), которые, как неоднократно отмечалось многими исследователями, в принципе несовместимы (см. [Катастрофы и история..., 1986; Мейен, 1990] и др.). С учетом изложенного ретроспективные, а стало быть и *прогнозные модели*, отражающие актуальные рабочие гипотезы, всего лишь возможны.

Неполнота и неточность информации о геологических объектах и процессах ведёт к невозможности их описания в качестве детерминистических моделей и, как следствие, к *вариативности* прогнозных моделей. Установленный факт подчинения распределения параметров ГС стохастическим законам «имеет большое практическое и теоретическое значение, поскольку свидетельствует о вероятностном характере геологических явлений» [Дементьев и др., 1977], поэтому наиболее эффективными методами описания геологических систем признаны вероятностно-статистические, позволяющие судить о возможном диапазоне изменения характеристик ГС и их вероятности. Отмеченная вариативность прогнозных моде-

лей, как отмечено выше, является атрибутивным источником риска, проявляющегося, например, в снижении запасов открытого месторождения относительно ожидаемых или неподтверждении добычных характеристик залежи. Более того, с учетом отмеченного *гипотетического* характера прогнозных моделей не только свойства ГС, но и само существование изучаемой ГС в точках, не охарактеризованных скважинами, следует рассматривать только с позиций теории вероятности.

Вероятность ( $P$ ) — количественная мера возможности осуществления события при наличии неопределенности, т. е. в ситуации, когда это событие характеризуется как возможное [Новейший философский словарь, 1998]. Для определения степени возможности используется шкала вероятности от 0 до 1 (или в процентах — до 100 %). Границы шкалы вероятности, т. е. точки 0 и 1, являются моментами, с достижением которых возможность перестает быть таковой, превращаясь в одном случае в невозможность, в другом — в действительность. Риск ( $R$ ) функционально зависим от вероятности (рис. 9):

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

его величина является своеобразной мерой адекватности наших представлений об особенностях формирования, размещения и геологического строения месторождений нефти и газа. К сожалению, часто эти представления, в разрезе конкретных месторождений и перспективных площадей, лежат скорее в области гипотез, нежели теорий, т. е. имеют вероятностную природу, что заставляет нас признать риск неотъемлемой составляющей геологоразведочных работ.

С учетом (1), анализ геологического риска подразумевает оценку мультипликативной величины, равной вероятности ( $P_g$ ) отмеченной ранее благоприятной комбинации независимых<sup>7</sup> элементов, процессов и событий (см. рис. 5): существо-

---

<sup>7</sup> Независимыми (элементами, процессами, событиями. — Прим. авт.)  $A$  и  $B$  называются такие, если появление одного из них не изменяет вероятности появления другого [Эддоус, 1997], например, существование ловушки не влияет на степень преобразованности нефтегазоматеринских толщ.

вания природного резервуара и ловушки УВ, реализации процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, сохранности залежи.

$$Pg = Pa \times Pb \times \dots \times Pn, \quad (2a)$$

где  $Pa \dots Pn$  — факторы неопределенности, или

$$R = 1 - Pa \times Pb \times \dots \times Pn. \quad (2б)$$



Рисунок 9 — Понятийная характеристика и количественное выражение вероятности и риска

Необходимо подчеркнуть, что обсуждение конкретной величины геологического риска не имеет смысла и корректно вычислено быть не может. Вероятно, поэтому, как справедливо отмечено Ю. П. Ампиловым, понятие геологического риска пока «не прижилось» в отечественной геологической литературе и не является общепринятым [Ампилов, Герт, 2006]. Тем не менее практика показала целесообразность организации работ по оценке риска в едином ключе для последующего сопоставления и ранжирования геологоразведочных проектов [Mac Kay, 1996; McMaster, 1998; Megill, 1984; Rose, 1992; White, 1993]. Указанное сопоставление целесообразно проводить с использованием количественной оценки риска,

при том условии, естественно, что оценка всей совокупности объектов ГРР проведена с единых методических позиций.

Выбор объектов с большей вероятностью геологической успешности позволяет соответствующим образом оптимизировать программу поисково-разведочного бурения, повысить ее эффективность, преодолеть в какой-то мере сопровождающий геологоразведку риск.

Исходя из этого, второй задачей настоящей работы, соответствующей следующему звену системного подхода, являются изучение природы неопределенности моделей геологических систем и геологического риска, разработка методики анализа и оценки риска для объектов ГРР на разных стадиях изученности и их ранжирования — для определения приоритетных площадей поисково-разведочного бурения.

Однако бурению предшествуют, как правило, детализационные работы, включающие разнообразные геолого-геофизические и геохимические методы, направленные на снижение ключевых факторов неопределенности прогнозных моделей и соответствующих рисков. В связи с этим важными задачами являются выбор методов исследований и поиск оптимального их сочетания. Рассмотрим и этот вопрос в рамках реализации третьего звена СП (рис. 4, а).

### **1.3. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ КАК ИНСТРУМЕНТ СНИЖЕНИЯ РИСКА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

Понимая, что избавиться полностью от риска проведения геологоразведочных работ не удастся, наметим дальнейшие пути его снижения. Разнообразие факторов неопределенности (см. рис. 5) определяет целесообразность комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов и видов работ для извлечения разнородной информации и всесторонней характеристики системы.

Понятие *комплексность* обычно употребляется в более узком, более практическом смысле, нежели системность [Лившиц, 2013]. Комплексирование заключа-

ется в нахождении лучшего решения частной проблемы (например, выделение разломов и блоков фундамента геофизическими методами), в то время как задачей системных исследований является изучение такой проблемы с позиции взаимодействия частного, целого и внешней среды.

В настоящее время общепринято подразделение комплексов на следующие виды: *типовой* — обобщенный и, как правило, избыточный; *оптимальный*, ограничением применимости которого является требование к существенному объему статистического материала [Козлов, 1980]; *рациональный*, представляющий собой геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопровождающих их геологических и геохимических видов исследований с целью эффективного решения поставленной задачи [Комплексирование..., 1982].

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

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:

- **принцип функциональности**, подразумевающий, что все звенья, в совокупности образующие комплексы, должны быть увязаны друг с другом в информационном, физическом и энергетическом отношении [Ацюковский, 2005];
- **принцип последовательных приближений**, обусловленный стадийностью геологоразведочного процесса и возрастающей детальностью исследований по правилу «от общего к частному» [Никитин, Хмелевской, 2004];
- **принцип спецификации**, в соответствии с которым разработка единого, типового рационального комплекса невозможна из-за индивидуальных особен-

ностей геологического строения и закономерностей размещения месторождений в различных регионах [Аксенов, Новиков, 1983].

Следствием из принципа спецификации является вывод о необходимости изучения конкретных факторов неопределенности в конкретной геологической обстановке, что определяет 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.

Однако для корректного решения этой задачи необходимо учесть тот факт, что все геолого-геофизические и геохимические методы обладают своими преимуществами, недостатками и спецификой применения. Для всесторонней их характеристики *следует определить области применения отдельных методов, проанализировать каждый из них с целью определения его информативности, достоверности и существующих ограничений в конкретных геологических условиях.*

#### **1.4. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОРГАНИЗАЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА**

Как видно, перечисленные направления исследований и задачи работы соответствуют звеньям эвристического алгоритма системного подхода, за исключением обратной связи. Она в свою очередь обеспечивается сложившейся стадийностью геологоразведочного процесса, выраженной в последовательном чередовании производственных экспериментов и тематических исследований (актуализация рабочей гипотезы), а также зависимостью видов и объемов геологоразведочных работ на каждой стадии от результатов предыдущей.

Предложенная последовательность познавательного процесса при решении задач нефтегазовой геологии, формализованная с использованием системного подхода как межнаучной дисциплины, направленной на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности, позволяет, при условии решения перечисленных выше задач, сформулировать концепцию повы-

шения эффективности геологоразведочного процесса, которая и является целью настоящей работы и определяет заключительную четвертую задачу — апробировать предложенную концепцию и добиться практически значимых результатов поисково-разведочных работ на территории Енисей-Хатангского прогиба — одного из наименее изученных регионов России, перспективного, по мнению многих исследователей, для открытия новых крупных месторождений нефти и газа.

С этой целью в главе 2 кратко рассмотрены особенности геологического строения и нефтегазоносности территории исследований.



## ГЛАВА 2. ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ<sup>8</sup>

Территория исследований расположена в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края, в 300–600 километрах севернее Полярного круга (рис. 10), и в нефтегеологическом отношении входит в состав Нижнеенисейского, Рассохинского и Енисей-Пясинского НГР Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 11). Из-за удаленности и слаборазвитой инфраструктуры она остается одним из наименее изученных регионов России, перспективным, по мнению многих исследователей (Н. Н. Ростовцев, 1966; И. И. Нестеров, 1979; А. Э. Конторович и др., 1994; В. А. Балдин, Д. П. Куликов, 2000; Л. Л. Кузнецов, 2001; В. И. Казаис, Д. Г. Кушнир, 2013; А. А. Поляков, 2013; А. В. Исаев, В. А. Кригин, 2015 и многие другие), для открытия новых крупных месторождений нефти и газа.

### 2.1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Процесс изучения геологии и нефтегазоносности северо-востока Западной Сибири имеет длительную историю. Эта территория, особенно район низовьев

---

<sup>8</sup> При подготовке данного раздела диссертации автором использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. 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 WPSEEU. (**3,9 п. л., авторский вклад 50%**). Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).
2. 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).
3. **Поляков, А. А.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений северо-западного обрамления Сибирской платформы : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Поляков Андрей Александрович. — Москва, 2013. — 23 с. — EDN SVFBJF. (**1,3 п.л., авторский вклад 100 %**).

р. Енисей, всегда оценивалась как перспективная для поисков месторождений нефти и газа. Впервые различные сведения по геологии, геоморфологии и полезным ископаемым региона были получены И. Г. Гmeliным (Великая Северная экспедиция 1733–1742 гг.), собравшим материалы о каменном угле и об ископаемых раковинах к востоку от нижнего течения р. Енисей. Сведения о мезозойских отложениях Енисей-Хатангского регионального прогиба были получены экспедицией А. Ф. Миддендорфа в 1843–1844 гг., исследовавшим северную часть Лено-Енисейской области и совершившим маршрут из Красноярска вниз по р. Енисей до пос. Дудинка и далее на п-ов Таймыр.



Рисунок 10 — Обзорная схема полуострова Таймыр и прилегающих территорий. Условные обозначения: 1 — граница территории исследований

Целенаправленные *нефтегазопроисковые* работы в низовьях р. Енисей начались в 1934 году Горно-геологическим управлением Главсевморпути под управлением Н. А. Гедройца и были основаны на общих соображениях о перспективах нефтегазоносности Северной ветви Тунгусского бассейна и Хатангской впадины, изложенных в трудах А. Д. Архангельского, И. М. Губкина и Н. С. Шатского. В изучении территории в разные годы принял участие ряд известных впоследствии геологов и геофизиков: В. Н. Сакс, Н. Б. Вассоевич, Н. Н. Ростовцев,

М. К. Полшков и др. Несмотря на то что уже в 1941–1945 годах нефтегазопрооявления, установленные в скважинах Малохетской площади, подтвердили перспективность территории, геологоразведочные работы надлежащего развития не получили и в 1953 году были приостановлены.

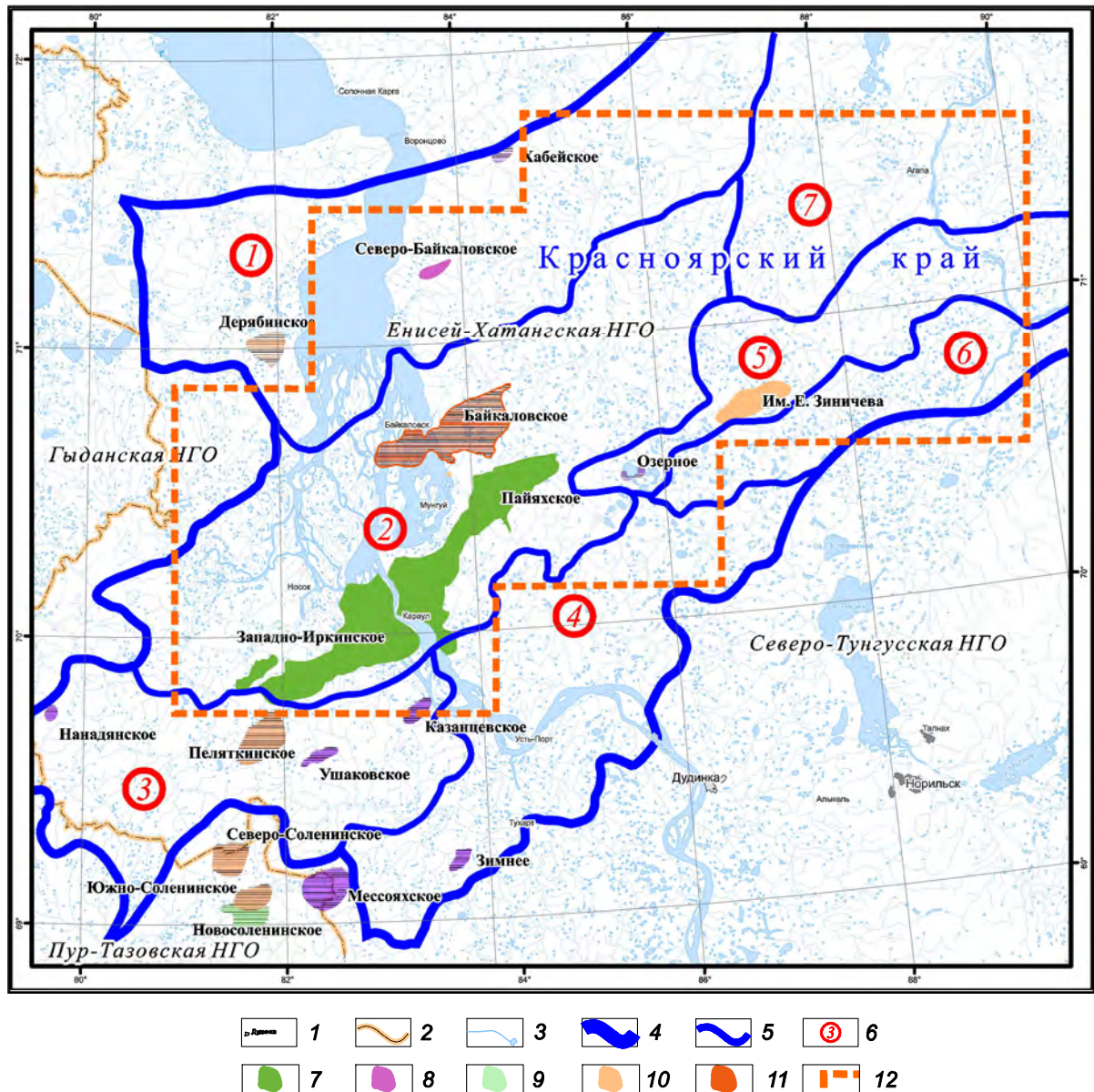


Рисунок 11 — Обзорная карта западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Условные обозначения: 1 — населенные пункты; 2 — административные границы; 3 — реки, озера; границы: 4 — Енисей-Хатангской НГО; 5 — нефтегазоносных районов (по [Конторович, Ершов, 2010]); 6 — нефтегазоносные районы: 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

С 1961 года для решения задачи энергообеспечения Норильского промышленного района (рис. 12) вновь созданной Таймырской геофизической экспедицией возобновлены комплексные геофизические исследования, а Нижне-Енисейской НГРЭ — глубокое бурение, что уже в 1965–1968 годах привело к открытию крупных газовых и газоконденсатных месторождений Танамского и Мессояхского НГР: Мессояхского, Пеляткинского, Казанцевского и др.



Рисунок 12 — Производственное совещание по обеспечению энергопотребления Норильского района проводит председатель Совета министров СССР А. Н. Косыгин. г. Норильск, 1964 г. [История: сайт АО «Таймыргеофизика», 2019]

На правобережье р. Енисей в связи с незначительными запасами выявленных Озерного (Багаевского), Джангодского и Хабейского газовых месторождений результаты геологоразведочных работ были признаны неуспешными, помимо этого, «сложились негативные, сдерживающие освоение территории представления о бесперспективности на нефть юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба» (В. И. Казаис, устное сообщение). Тем не менее даже небольшой объем геолого-геофизической информации позволил изучить строение и провести детальное расчленение разреза мезозойского чехла, выполнить фациальное и нефтегазогеологическое районирование юрско-мелового комплекса отложений.



Научное обобщение геолого-геофизических материалов, полученных на этом этапе, осуществлялось коллективами специалистов НИИГА (в настоящее время — ВНИИОкеангеология), СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ИГиГ СО АН СССР (в настоящее время — ИНГГ СО РАН), ПГО «Енисейнефтегазгеология» и «Енисейгеофизика». Результаты исследований этого этапа обобщены в работах Н. И. Байбородских, Е. Г. Бро, А. А. Булынниковой, Г. И. Гинсбурга, И. С. Грамберга, Г. А. Ивановой, В. И. Казаиса, Г. Н. Карцевой, А. Э. Конторовича, Л. Л. Кузнецова, Н. Х. Кулахметова, Д. П. Куликова, В. Д. Накарякова, З. З. Ронкиной, В. Н. Сакса, Д. С. Сорокова, В. С. Старосельцева, Д. Б. Тальвирского, А. А. Трофимука и других геологов и геофизиков.

В последующие десятилетия геологоразведочные работы в Нижнеенисейском районе носили фрагментарный характер в связи с концентрацией производственных мощностей Нижнеенисейской НГРЭ (в составе ПГО «Енисейнефтегазгеология») на разведке месторождений Большехетской террасы. Только в 1990 году параметрической скважиной Пайяхская-1 (Пх-1), заложенной в бассейне р. Пайяхи, было открыто одноименное нефтяное месторождение. В процессе испытаний (рис. 13) была установлена продуктивность нижнемеловых песчаников шуратовской свиты (пласт Нх-IV) в составе ачимовского [Балдин, 2003] нефтегазоносного комплекса, извлекаемые запасы нефти по результатам бурения скважин Пх-1 и Пх-2 были оперативно оценены в 33,5 млн т.

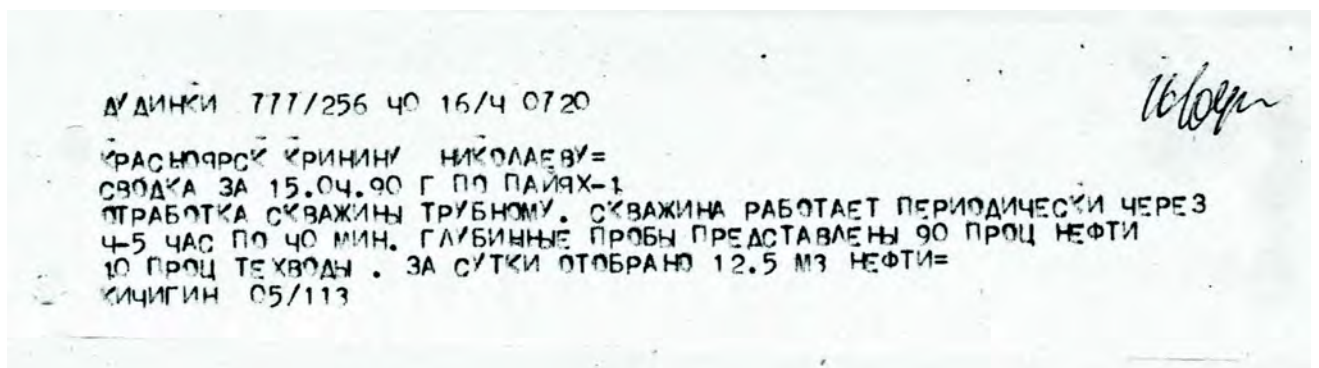


Рисунок 13 — Телефонограмма о получении нефти в процессе испытаний скважины Пайяхская-1

Однако последующие скважины Пх-3 и Пх-4 не подтвердили площадное распространение коллекторов, геологическое строение ачимовской залежи оказалось гораздо сложнее принятой при подсчете запасов пластово-сводовой модели. Скважины Пх-5 и Пх-6, начатые бурением в 1999 году силами «Таймырнефтегаз-геологии», не были добурены до проектного горизонта и законсервированы в связи со сложной экономической ситуацией на предприятии. Запасы месторождения были частично (примерно на 50 %) списаны, а разведка — приостановлена.

В начале XXI века геологическое изучение Таймырского полуострова возобновилось. С 2005 года в рамках программ Федерального агентства по недропользованию ведутся комплексные региональные работы на нефть и газ, включающие сейсморазведку МОГТ 2D, электроразведку методами магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) [Казаис и др., 2007; Кушнир, 2013]. Несколько позднее на правом берегу р. Енисей, в границах Нижнеенисейского НГР, российскими («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Таймырнефтегаз»), а затем и зарубежными (ВР) нефтегазодобывающими компаниями возобновлены проведение площадной сейсморазведки и поисково-разведочное бурение. Результаты не заставили себя ждать:

- в 2008 году компанией «Роснефть» было открыто крупное Байкаловское нефтегазоконденсатное месторождение [Кудряшов и др., 2008] с залежами в нижнемеловых песчаниках верхней части разреза шуратовской свиты, причем в скважине Байкаловская-1 по данным ГИС была установлена нефтегазоносность шуратовских песчаников ачимовского типа, аналогичных продуктивным на Пайяхском месторождении;
- в 2011 году возобновлена разведка Пайяхской площади скважиной Пх-6, добуренной после 10-летней консервации, открыто нефтяное Северо-Пайяхское месторождение, здесь продуктивным также оказался ачимовский пласт Нх-IV (рис. 14);
- скважинами Кубинской-6410 и Казак-Яхской-6411, пробуренными «Сургутнефтегаз» в 2015–2016 годах, установлена (по данным ГИС) нефтегазонос-

ность ачимовских песчаников шуратовской свиты на удалении 50 км к северу, северо-востоку от Пайяхского месторождения;



Рисунок 14 — Отработка после ГРП скважины Пайхяская-6, 2019 г.

- дальнейшее поисково-разведочное бурение на Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской (2012–2018 гг.) а также Иркинской (2019 г.) площадях, в совокупности с результатами переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ, привело к открытию Пайяхской зоны нефтенакопления с извлекаемыми запасами и ресурсами нефти порядка 1,5 млрд т, локализованными в песчано-алевритовых пластах ачимовского типа в нижней части разреза шуратовской свиты нижнего мела [Исаев, Поляков, 2020];
- скважинами Западно-Иркинская-31 и Западно-Иркинская-32 в 2020 году ПАО «НК «Роснефть» открыто уникальное по запасам нефтяное Западно-Иркинское месторождение, подтверждено высказанное ранее предположение о продолжении Пайяхской зоны нефтенакопления на левобережье р. Енисей [Исаев, Поляков, 2019].

В 2021 г. в границах Рассохинского мегавала ООО «Ермакнефтегаз» (совместное предприятие ПАО «НК «Роснефть» и ВР) открыто уникальное по запасам

газоконденсатное месторождение на Моховой (Верхнекубинской) площади, которому присвоено имя Героя России Е. Н. Зиничева, трагически погибшего на территории Таймырского района Красноярского края.

И наконец, в 2024 году открытием среднего по запасам газового Северо-Байкаловского месторождения подтверждена газоносность несводовых тектоно-седиментационных поднятий в границах Енисей-Пясинского НГО, обоснованию перспектив газоносности которых ранее были посвящены наши работы [Поляков и др., 2012; Поляков, 2013].

Все перечисленные результаты являются, без сомнения, заслугой большого коллектива специалистов ведущих научно-исследовательских организаций и производственных объединений: СНИИГГиМС (В. П. Девятков, А. С. Ефимов, А. В. Исаев, С. М. Карпухин и др.), «РН-КрасноярскНИПИнефть» (Л. Н. Болдушевская, А. А. Конторович и др.), ИНГГ СО РАН (С. Ю. Беляев, Л. М. Бурштейн, С. В. Ершов, А. Э. Конторович, В. А. Конторович и др.), «Таймыргеофизика» (В. А. Балдин, В. И. Казаис, Д. Г. Кушнир и др.), «Ванкорнефть» (В. А. Кринин), Независимой нефтегазовой компании (Д. С. Кучерявенко, А. И. Мурзов, С. Ю. Паньков, В. В. Силантьев, Б. Е. Оксенойд), «Таймырнефтегаз» (И. М. Згоба, Е. Н. Климова, Р. Р. Шайдуллин, И. Ф. Шарифьянов), ВНИГНИ (А. П. Афанасенков и др.), МГУ им. М. В. Ломоносова (А. М. Никишин, С. В. Фролов и др.) и ПАО «НК «Роснефть» (Стрельцов Т. М., Жестков Д. Н., Хайруллина Е. А., Рейдик Ю. В. и др.), внесших огромный вклад в разработку теоретических и практических вопросов нефтегазовой геологии на современном этапе изучения территории.

Многолетнее сотрудничество с ними, совместное обсуждение фактического материала и планирование производственных программ сыграли решающую роль в успехе геологоразведочных работ.

Подводя итог почти столетней истории проведения нефтегазопроисловых работ в регионе, следует отметить, что именно на современном их этапе доказаны высокие перспективы как нефте- (шуратовская свита Нижнеенисейского НГР),



так и газоности (суходудинская и байкаловская свиты Рассохинского и Енисей-Пясинского НГР) территории исследований. Выделены новые направления геологоразведочных работ и обоснована целесообразность их возобновления в районах, считавшихся ранее малоперспективными, что позволяет утверждать, что в ближайшее время основные открытия, приросты запасов и развитие добычи УВ-сырья будут связаны именно с неоком-аптским нефтегазоносным комплексом.

## 2.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

В тектоническом отношении территория исследований приурочена к надпорядковым структурным элементам: Енисей-Хатангскому прогибу (западная часть Центрально-Таймырского мегапрогиба и Рассохинского мегавала) и в меньшей мере Южно-Таймырской мегамоноклинали (рис. 15). В геологическом строении территории исследований принимают участие юрско-меловые терригенные образования толщиной до 7000 м, залегающие со стратиграфическим несогласием на вулканогенно-осадочных отложениях триаса [Афанасенков и др., 2016].

Как отмечено выше, практические результаты, полученные за время проведения геологоразведочных работ в границах территории исследований в совокупности с ранее полученными теоретическими выводами [Поляков 2013], определяют целесообразность углубленного описания в настоящей работе отложений гольчихинской (верхи бата – низы берриаса) и яновстанской (верхи оксфорда – низы берриаса) свит, являющихся нефтегазоматеринскими толщами и обеспечивших формирование значительных скоплений нефти в резервуарах ачимовского типа в составе шуратовской свиты (см. [Ботнева, Фролов, 1995; Филиппов, Давыдова, Болдушевская, 2006; Сафронов, Ершов, Ким, 2011; Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018] и др.), а также нижнемеловых, включающих природные резервуары и газоматеринские (преимущественно) толщи в составе неоком-аптского НГК, с которыми связаны основные открытия последних лет и перспективы нефтегазоносности территории исследований.

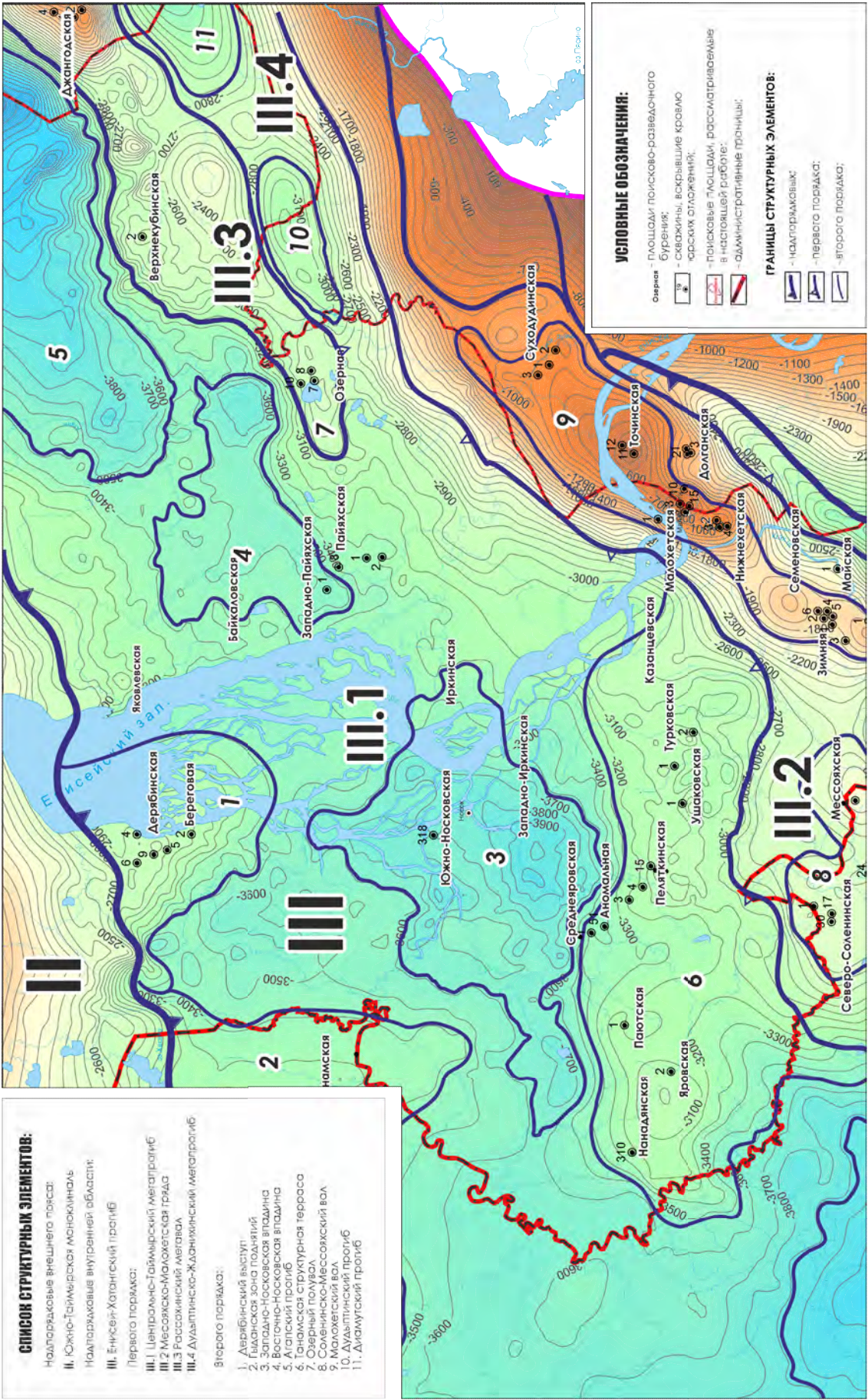


Рисунок 15 — Схема структурно-тектонического районирования ([Поляков, 2013] с изменениями)

### 2.2.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**Отложения келловей – верхней юры** трансгрессивно перекрывают образования ниже-среднеюрского комплекса. Их накопление происходило на фоне крупной трансгрессии моря (прерывавшейся лишь в оксфордский век). В соответствии с официально утвержденными региональными стратиграфическими схемами Западной Сибири [Решения..., 2004] территория исследований относится к Тазо-Хетскому, Гыданскому и Хатангскому фациальным районам Обь-Ленской области морского седиментогенеза.

В составе разреза Тазо-Хетского фациального района (большая часть Нижне-енисейского, Рассохинский и частично Танамский НГР) выделяются точинская (верхи бата – нижняя часть верхнего келловей), сиговская (верхи келловей – низы верхнего оксфорда) и яновстанская (верхи оксфорда – низы берриаса) свиты, а в составе Хатангского и Гыданского фациальных районов — гольчихинская свита, которая является возрастным аналогом точинской, сиговской и яновстанской свит. Замещение точинско-сиговско-яновстанского типа разреза прибортовых частей бассейна на гольчихинский имеет весьма постепенный характер, поэтому в переходной зоне разными исследователями зачастую используются различные варианты расчленения разреза [Никитенко, Девятов, Родченко и др., 2020].

**Яновстанская свита** (Тазо-Хетский фациальный район, верхи кимериджа – низы берриаса). За стратотип свиты взят разрез в скв. 1Р-Туруханская [Байбародских, Булынникова, Карцева и др., 1969]. Как правило, она согласно залегает на отложениях сиговской свиты. Сложена преимущественно глинами и аргиллитами темно-серыми с зеленоватым оттенком, от тонкоотмученных до алевроитовых, с редкими прослоями битуминозных разностей, с подчиненным количеством пластов песчаников и алевролитов. В восточном направлении толщина свиты, а также количество и мощность песчаных прослоев в ней увеличиваются. Толщина отложений яновстанской свиты достигает на востоке территории исследований 600 м (Озерная площадь). Яновстанская свита перекрывается преимущественно нижнехетской, реже (Верхнекубинская площадь) — шуратовской.



**Гольчихинская свита** (Гыданский фациальный район), верхи верхнего бато – низы берриаса. Д. П. Куликовым [Куликов, 1989] в качестве стратотипа гольчихинской свиты был предложен разрез, вскрытый скв. Южно-Носковская 318. Однако, учитывая ее недостаточную стратиграфическую характеристику, в работе [Никитенко, Девятов, Родченко и др., 2020] предложено стратотипичным считать разрез Пайяхской площади. В то же время такой авторитетный исследователь Таймыра, как А. П. Афанасенков, в разрезе Пайяхской площади выделяет именно яновстанскую свиту [Афанасенков, Жеглова, Петров, 2019].

Свита представлена аргиллитами темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенками, тонкоотмученными или алевроитовыми, в прослоях высокоуглеродистыми. Она согласно залегает на малышевской свите и перекрывается шуратовской свитой. Толщина свиты достигает 800 м.

На **ранний мел** приходится крупнейшая эпоха коллизионного горообразования в Азии. Вокруг Сибирской платформы горы образовались в Алтае-Саянской области, в Забайкалье и в Верхояно-Чукотской области. Все это привело к тому, что в некоем значительное количество обломочного материала было транспортировано реками в Западно-Сибирский и в Енисей-Хатангский бассейны. Режим некомпенсированного осадконакопления сменился лавинной седиментацией [Конторович, Ершов, Казаненков и др., 2014], результатом чего явилось заполнение некомпенсированной впадины континентальными, прибрежно-морскими, морским и глубоководно-морскими образованиями. Начавшись в берриасе, этот процесс продолжался до начала апта и нашел отображение в установленном и существенном отличии строения Малохетского и Притаймырского подрайонов.

В Малохетском подрайоне **берриас-нижнеаптские** отложения представляют собой горизонтально-слоистый комплекс, сложенный исключительно мелководно-морскими и континентальными образованиями. В Притаймырском подрайоне нижняя часть разреза нижнемеловых отложений имеет клиноформное строение и относительно глубоководный генезис [Карташова, Ершов, Шестакова, 2024].

Следует отметить, что в связи с поступлением новых геолого-геофизических данных и в целом совершенствованием представлений о строении нижнемелового комплекса региона неоднократно отмечалось, что структурно-фациальное районирование и стратиграфическая схема берриас-аптских отложений требуют уточнения, в связи с чем при подготовке настоящего раздела автор опирался на предложения С. В. Ершова и А. К. Карташовой, основанные на региональной корреляции нижнемеловых отложений по данным бурения и сейсморазведки (рис. 16), представленные в работе [Ершов, Карташова, 2020]. Основным преимуществом предлагаемой стратиграфической схемы являются отображение клиноформного строения шуратовской и низов байкаловской свит, а также выделение ачимовской толщи в их составе, что соответствует нашим выводам, полученным в разные годы изучения территории [Поляков, 2013; Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018; Исаев, Поляков, 2020]. Вероятно, это явилось причиной различной стратификации продуктивного пласта Северо-Байкаловского месторождения Сд4(2), который при подсчете запасов отнесен к шуратовской, а автором настоящей работы — к байкаловской свите. В представленную схему внесены изменения в части контакта нижнехетской и шуратовской свит с подстилающими отложениями яновстанской и гольчихинской, соответствующие принятому районированию, с учетом явно преждевременного решения этого вопроса.

Территория исследований относится к Малохетскому (Рассохинский, Танамский, частично Нижнеенисейский НГР) и Притаймырскому подрайонам (большая часть Нижнеенисейского и Енисей-Пясинский НГР) Енисей-Хатангского фациального района. В составе разреза выделяются нижнехетская, суходудинская, малохетская, шуратовская и байкаловская свиты (рис. 16).

**Нижнехетская свита** (Малохетский подрайон, верхи берриаса – низы нижнего валанжина). Стратотип свиты выделен в разрезе скв. 10Р — Малохетской [Байбародских и др., 1969]. Нижнехетская свита трансгрессивно залегает на отложениях яновстанской (реже гольчихинской) свиты и сложена светло-серыми и серыми алевролитами и аргиллитами. В разрезе наблюдаются редкие прослои серых песчаников. Толщина нижнехетской свиты достигает 300 м.

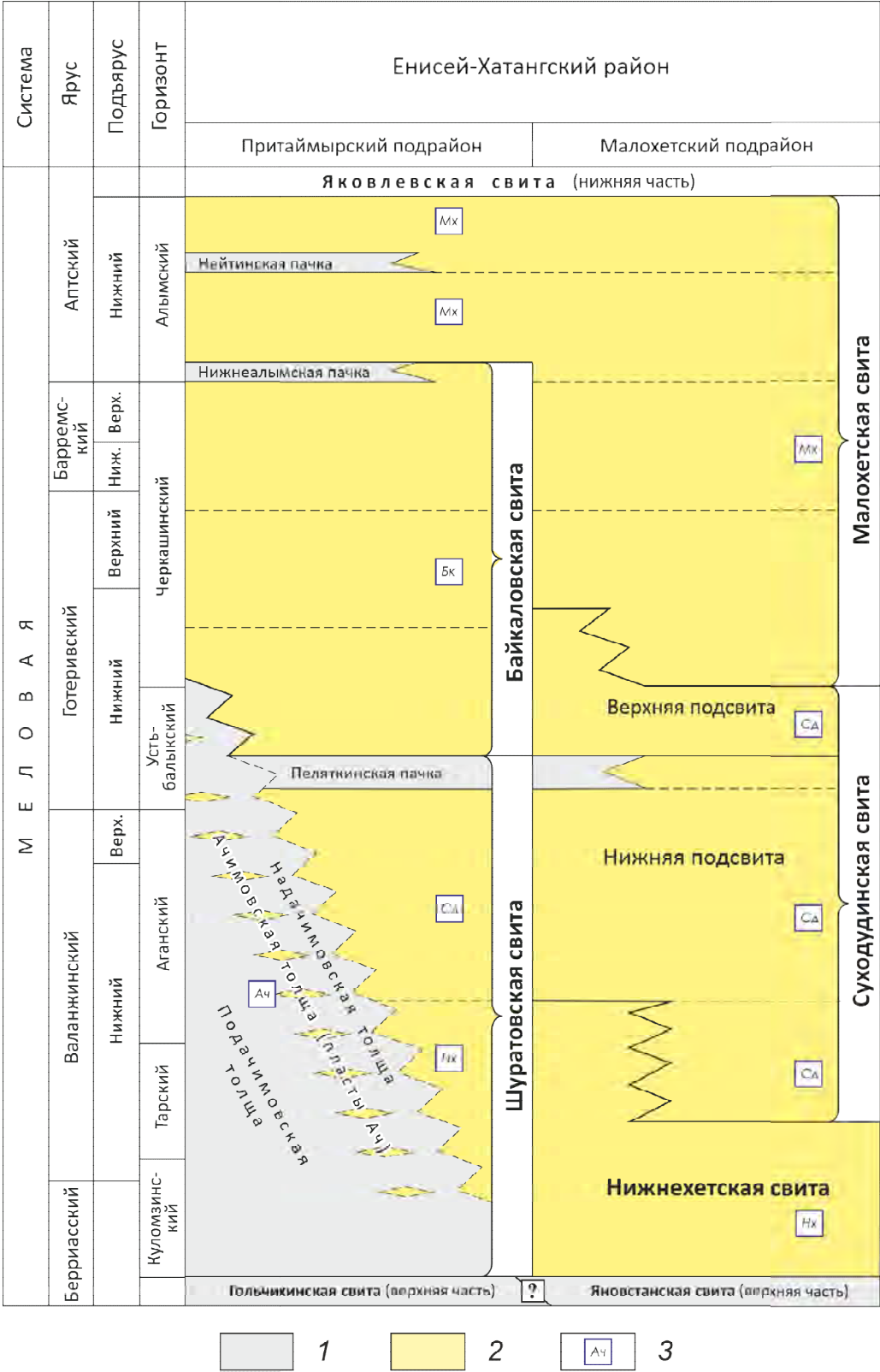


Рисунок 16. Уточненный вариант стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Енисей-Хатангского района Западной Сибири ([Ершов, Карташова, 2020] с изменениями). Условные обозначения: 1 — преимущественно глинистые толщи, флюидоупоры, 2 — толщи, сложенные преимущественно проницаемыми породами, 3 — индексы пластов-коллекторов.

**Суходудинская свита** (Малохетский подрайон, верхи нижнего валанжина – низы готерива) выделена Н. И. Байбародских, А. А. Булынниковой, Г. Н. Карцевой и З. З. Ронкиной в 1967 г. На большей части своего распространения она согласно залегает на нижнехетской свите. Свита представлена алевроито-песчаными и глинистыми отложениями, чередующимися между собой в сложном сочетании, в зависимости от которого делится на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита имеет двучленное деление: пачка 1 (соленинская) и пачка 2 (пеляткинская). Соленинская пачка представлена серыми, зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами, достаточно равномерно чередующимися с серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами. Пачка 2 (пеляткинская) сложена глинами темно-серыми и серыми, от тонкоотмученных до алевроитовых, с прослоями серых алевролитов и песчаников. Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, до светло-серых, с подчиненными прослоями темно-серых и серых глин, тяготеющих к верхней части подразделения, отмечаются пропластки угля.

Толщина суходудинской свиты достигает 900 м в северных районах Танамской террасы.

**Шуратовская свита** (Притаймырский подрайон, верхи берриаса – нижний готерив), со стратотипом, выделенным в разрезе скв. 318 — Южно-Носковская, название свите дано по ручью Шурат. Шуратовская свита имеет ярко выраженное клиноформное строение. С подстилающей гольчихинской свитой она имеет согласные взаимоотношения и представлена серыми алевролитами и глинами с пачками и прослоями песчаников. Шельфовые пласты в северо-западном направлении последовательно переходят в склоновые и далее в дистальные фации. Максимальная толщина шуратовской свиты превышает 1000 м в Западно-Носковской впадине.

**Байкаловская свита** (Притаймырский подрайон, готерив–баррем), со стратотипом в скв. 318 — Южно-Носковская, названа по пос. Байкалово. С подстилающими отложениями шуратовской свиты имеет согласный контакт. Наиболее

поздние клиноформные тела, которые формировались в Енисей-Хатангском региональном прогибе, относятся к нижней части разреза байкаловской свиты. Байкаловская свита является фаціальным аналогом верхов суходудинской и низов малохетской свит. Максимальная толщина свиты в границах территории исследований достигает 800 м.

**Малохетская свита** (Туруханский и Енисей-Хатангский фаціальные районы, верхи готерива – нижний апт) выделена В. Н. Саксом и З. З. Ронкиной в 1957 г. в объеме барремского яруса, со стратотипом в разрезе скв. Малохетская — 1Р [Юрские и меловые отложения..., 1957]. В Притаймырье нижняя часть (неокомская часть разреза и нижеалымская пачка) описываемого подразделения замещается байкаловской свитой. Контакт с суходудинской и байкаловской свитами часто согласный, однако на отдельных площадях наблюдается несогласное налегание малохетской свиты на подстилающие отложения.

Свита представлена слабосцементированными песчаниками и уплотненными песками, преимущественно мелкозернистыми, реже среднезернистыми или разнотернистыми, буровато-серого, серовато-белого или почти белого цвета. В некоторых скважинах разрез свиты начинается прослоем грубозернистого плохо отсортированного песка (песчаника) с зернами гравия и галькой, угловатыми, угловато-окатанными. В верхней части свиты встречаются прослои зеленовато-буровато-серых, зеленовато-желтовато-серых или желто-бурых рыхлых, иногда слабоизвестковистых песчаников. Толщина малохетской свиты — до 500 м.

### 2.2.2. СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В юрско-меловом чехле Енисей-Хатангского прогиба все опорные отражающие сейсмические горизонты (ОГ) приурочены к глинистым пачкам морского генезиса, сформировавшимся в относительно глубоководных условиях на этапах региональных трансгрессий: титонской, аптской и туронской.

Именно такие пачки, развитые на значительной части бассейна, обладают аномально низкими относительно вмещающих пород жесткостными характери-



стиками и благоприятными для формирования высокоамплитудных отраженных волн толщинами.

Анализ региональных сейсмических профилей (рис. 17) свидетельствует о том, что перечисленные отражающие горизонты являются опорными на всей территории исследований, однако их динамическая выраженность существенно изменяется. Это обусловлено замещением морских глинистых пачек более мелководными изохронными аналогами и снижением акустической контрастности отложений в бортовых частях Енисей-Хатангского бассейна, а также неоднозначной корреляцией горизонта Г в областях попадания дорожковских отложений в зону ММП.

В соответствии с наличием перечисленных региональных сейсмических реперов в разрезе юрско-мелового чехла территории исследований выделяются 5 сейсмогеологических мегакомплексов: домезозойского основания, триас-юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский), апт-альб-сеноманский, турон-кайнозойский [Конторович, 2011]. Как видно, рассматриваемый в настоящей работе стратиграфический интервал, включающий отложения неоком-аптского НГК, соответствует неокомскому мегакомплексу, основание которого контролируется отражающим горизонтом Б (Па), а кровля — горизонтом М.

В южной части рассматриваемой территории, в зоне, где гольчихинская свита, представленная аргиллитами, замещается яновстанской, происходит увеличение длительности волнового пакета, что отвечает увеличению мощности толщи, и падение амплитудных характеристик волн, сформировавшихся на ее кровле и подошве. При этом внутри волнового пакета, характеризующего строение яновстанской свиты, фиксируется косослоистый, субклиноформный рисунок сейсмической записи. Наиболее энергетически выраженное отражение формируется на границе 30–40-метровой пачки аргиллитов, залегающих в низах/средней части яновстанской свиты. Отражение от кровли является неустойчивым.

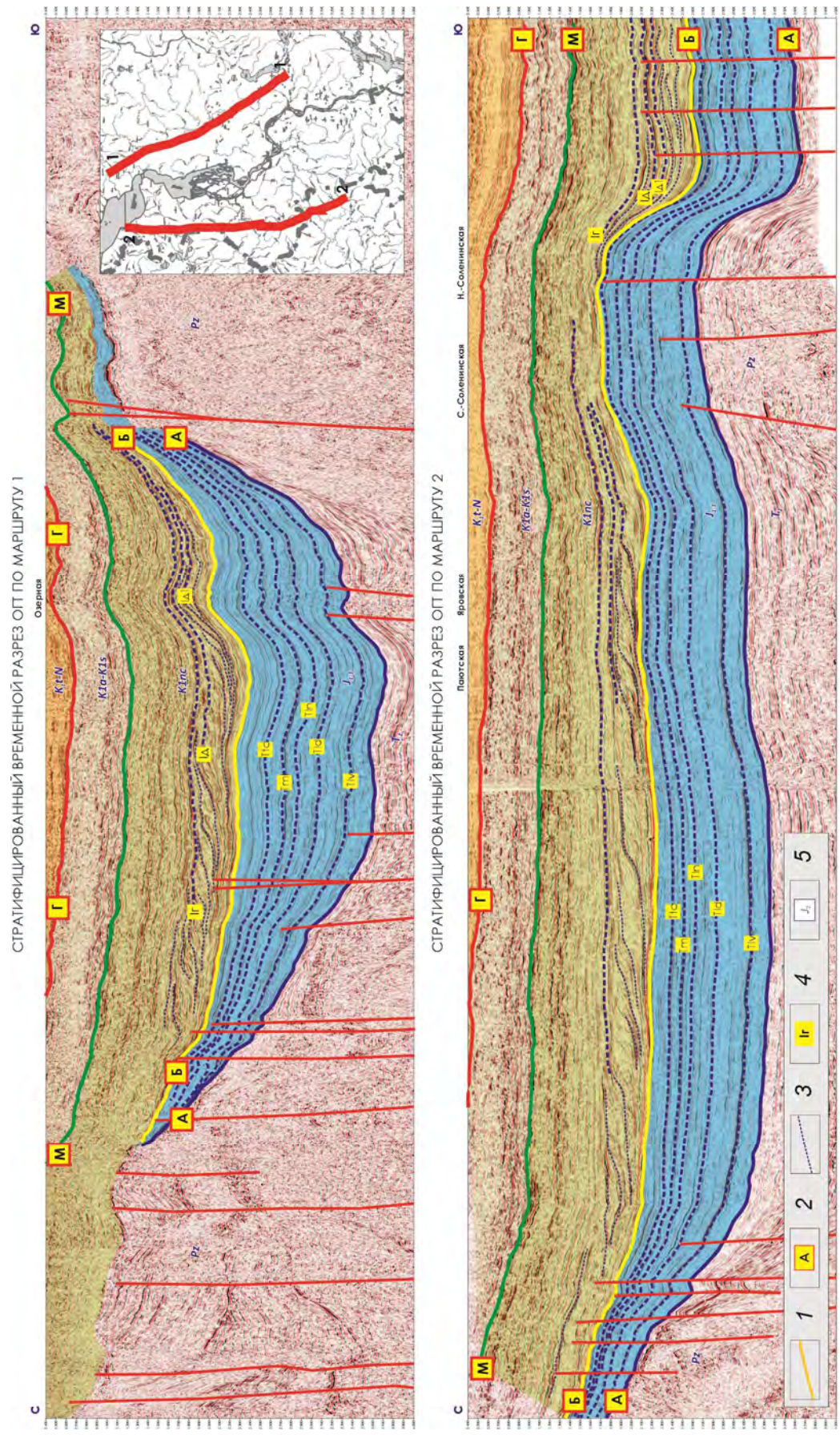


рисунок 17 — Стратифицированные временные разрезы [Поляков, 2013]. Условные обозначения: 1 — опорные отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы опорных ОГ, 3 — вспомогательные ОГ, 4 — индексы вспомогательных ОГ, 5 — индексы стратиграфических подразделений

Главной отличительной особенностью неокомского сейсмогеологического мегакомплекса западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба, как и Западной Сибири, является ярко выраженный клиноформный облик. В настоящее время принято, что он отражает реальное косослоистое строение полого налегающих друг на друга слабонаклоненных геологических тел (клиноформ), характерных для этапа заполнения осадками бассейна после длительной его некомпенсации [Гурари, 2003].

Несмотря на то что в настоящее время установлена обособленность Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского позднеюрско-раннемеловых бассейнов, разделенных Мессояхско-Малохетской грядой, многими исследователями, с учетом данных сейсмостратиграфического анализа, **подчеркивалась сходность их формирования и строения.**

Клиноформный комплекс Западной Сибири четко выделяется на временных разрезах по распространению в определенном временном интервале серии аномально наклонных отражений [Сейсмогеологическое изучение..., 1990]. Модели геологического строения клиноформного комплекса развивались, уточнялись и детализировались в работах М. М. Бинштока, Л. Ш. Гиршгорна, Г. Н. Гогоненкова, Ф. Г. Гурари, В. П. Игошкина, Ю. Н. Карагодина, В. А. Корнева, Н. Х. Кулахметова, Н. Я. Кунина, О. М. Мкртчяна, А. А. Нежданова, А. Л. Наумова, М. Я. Рудкевича, В. С. Славкина, В. С. Соседкова, Ю. Н. Суркова, Л. Я. Трушковой, Ф. З. Хафизова, И. Л. Цибулина, Н. С. Шик, А. Е. Шлезингера, Г. С. Ясовича и многих других.

В свою очередь, клиноформный комплекс Енисей-Хатангского прогиба имеет широкое распространение и характеризуется значительным разнообразием как по количеству клиноформ, их выразительности, направлению падения, так и по источникам сноса, возрасту формирования. Основную площадь занимают неокомские клиноформы субширотного простирания и северного (северо-западного) падения, источникам обломочного материала для которых была Сибирская платформа [Исаев, Афанасенков, Поляков, 2022].



Структура клиноформного комплекса характеризуется отражающими горизонтами  $I_d$ ,  $I_{d1}$ ,  $I_g$  (стратифицируется в средней части суходудинского горизонта). Границам клиноформ соответствуют достаточно выдержанные глинистые пачки, сформировавшиеся в периоды максимальных трансгрессий и являющиеся достаточно сильными отражающими границами, что позволяет изучать внутреннее строение клиноформного комплекса по данным сейсморазведки.

По характеру волнового поля выделяется до 25 отдельных клиноформ (рис. 17), при движении с юго-запада на северо-восток количество клиноформ постепенно уменьшается до 12–7, а их границы выполаживаются. В восточной части Агапского прогиба на меридиане  $96^\circ$  происходит вырождение неокомских клиноформ северного падения. Максимальная высота отдельных клиноформ при этом также меняется: от 500–600 м в западной части прогиба до 300–400 м и менее в центральной его части и 100–200 м в зоне вырождения клиноформ.

Выполненная корреляция временных разрезов позволяет утверждать, что в центральной и восточной частях ЕХРП наиболее древние клиноформы имеют верхнеюрский возраст. Верхнеюрский клиноформный комплекс характеризуется значительно меньшим количеством клиноформ и субклиноформ (от 3 до 7), их слабой выразительностью и небольшой амплитудой (до 250 м) [Исаев, Афанасенков, Поляков, 2022].

Вдоль северного борта ЕХРП выделены неокомские субклиноформы южного падения (рис.18), источником сноса обломочного материала для которых являлась Таймырская возвышенность. Здесь для комплекса характерно наличие 1–4 слабовыраженных субклиноформ высотой в 100–150 м.

Отмеченное сходство сейсмогеологических характеристик неокомского комплекса Западной Сибири и Енисей-Хатангского прогиба имеет большое практическое значение, поскольку предполагает **возможность использования методических приемов прогноза нефтегазоносности, выработанных в центральных районах Западной Сибири.**

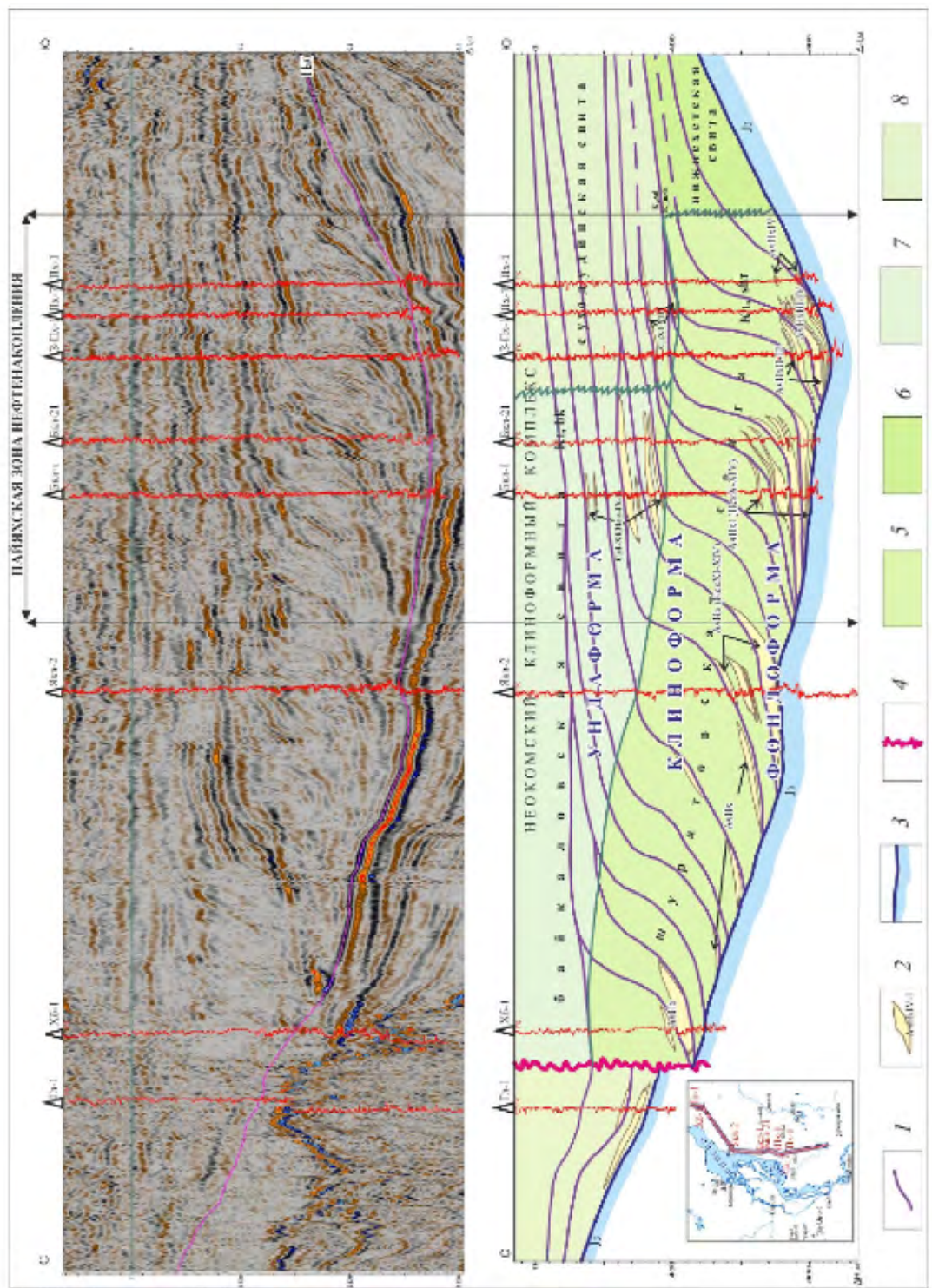


Рисунок 18 — Субмеридиональный композитный геолого-геофизический разрез [Исаев, Поляков, 2019]. Условные обозначения: 1 — границы клиноформ, 2 — песчаные пласты и их индексы предлагаемые и существующие; 3 — кровля отложений яновстанской и гольчихинской свит, 4 — граница распространения клиноформ южного падения; отложения свит: 5 — шуратовской, 6 — нижнехетской, 7 — байкаловской, 8 — сухудинской

### **2.2.3. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВАЖНЕЙШИХ СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ**

Енисей-Хатангский региональный прогиб представляет собой сложнопостроенную крупную впадину, протягивающуюся на расстояние более 1100 км в субширотном направлении от низовьев р. Енисей на западе до Хатангского залива на востоке. С одной стороны, он разделяет Сибирскую платформу и Таймырскую покровно-складчатую область, а с другой — является составной частью зоны мезозойско-кайнозойских депрессий, начинающейся на западе Западно-Сибирской геосинеклизой и протягивающейся через Енисей-Хатангский региональный прогиб в Вилуйскую синеклизу. Границы регионального прогиба с Сибирской платформой и Таймырской складчатой областью проводятся по линии выклинивания выполняющих прогиб осадочных триасово-кайнозойских отложений [Нефтегазные бассейны..., 1994]. В западном направлении прогиб раскрывается в Западно-Сибирскую геосинеклизу, граница с последней условна и может быть проведена по смене субширотных простираний структур, свойственных региональному прогибу, на субмеридиональные, характерные для структур севера плиты [Геология нефти и газа..., 1981].

В качестве основы для тектонических карт Западной Сибири традиционно выступает поверхность кровли юрских отложений, что обусловлено в первую очередь уверенной прослеживаемостью соответствующего отражающего горизонта на большей части территории исследований. Целесообразность такого выбора заключается еще и в том, что на структурно-тектонической карте кровли юрских отложений виден современный структурный план нефтематеринских отложений баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов — гольчихинской и яновстанской свит.

Многообразие подходов к структурно-тектоническому (и, как следствие, нефтегазогеологическому) районированию территории исследований, особенно за

последние 15 лет, обусловило выбор в качестве базовой схемы некоего компромиссного варианта, основанного на классической структурно-тектонической карте западной части Сибирской платформы и прилегающих территорий под редакцией В. А. Кренина, 2002 г., уточненной с учетом новых геолого-геофизических материалов и выполненных в 2008 г. силами специалистов Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН региональных структурных построений. Предлагаемая в работе схема структурно-тектонического районирования (рис. 15) апробирована ранее в работах [Поляков, 2013; Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018], при этом использованы устоявшиеся и широко используемые в производственных организациях названия структурных элементов.

В наиболее погруженной центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяется отрицательная структура первого порядка — Центрально-Таймырский мегапрогиб. Площадь мегапрогиба только в границах территории исследований достигает  $50000 \text{ км}^2$ . Северный борт мегапрогиба осложнен структурами второго порядка — Дерябинским выступом и Гыданской зоной поднятий — и граничит с Южно-Таймырской (Пуринской) мегамоноклиной, окаймляющей с юга Таймырскую складчатую область.

Осевая часть мегапрогиба осложнена отрицательными структурами второго порядка — Западно-Носковской впадиной, Восточно-Носковской впадиной (некоторым исследователями они объединяются в единую Енисейскую или Носковскую впадину) и Агапским прогибом. Южный борт мегапрогиба на западе осложнен Танамской структурной террасой, а на востоке граничит с высокоамплитудным Рассохинским мегавалом. Глубина залегания кровли юрских отложений в наиболее погруженной части Центрально-Таймырского мегапрогиба (Западно-Носковская впадина) достигает 3800 м.

В южной части Енисей-Хатангского регионального прогиба располагается серия кулисообразно расположенных положительных структур первого порядка: Мессояхско-Малохетская гряда и Рассохинский мегавал. Мессояхско-Малохетская гряда является самой контрастной структурой на территории Запад-

ной Сибири. В ее средней части амплитуда поднятия превышает 1000 м. Отличительной чертой этой структуры является также чрезвычайно высокая крутизна северного и южного склонов, в пределах которых перепад высот достигает 50 метров на 1 км. Глубина залегания кровли юрского структурного яруса в наиболее приподнятой части Мессояхско-Малохетской гряды (Точинская площадь) достигает 400 м.

Рассохинский мегавал — контрастная положительная структура субширотного простирания. Площадь мегавала в границах территории исследований достигает 4000 км<sup>2</sup>. В западной части мегавал осложнен положительной структурой второго порядка — Озерным полувалом и большим количеством локальных положительных структур. Глубина залегания кровли юрского структурного яруса в наиболее приподнятой части Рассохинского мегавала составляет 1600–1800 м. От Сибирской платформы Рассохинский мегавал отделен Дудыптинским и Диамутским прогибами, входящими в состав отрицательной структуры первого порядка — Дудыптинско-Жданихинского мегапрогиба.

Палеоструктурный анализ, ранее проведенный в работе [Поляков, 2013] с использованием региональных временных разрезов и их модификаций, выровненных на опорные отражающие горизонты Б, М, Г (рис. 17, 19, 20), показал, что активное формирование Центрально-Таймырского мегапрогиба имело место в неокоме. В дальнейшем, на протяжении позднего мела и кайнозоя, происходило плавное погружение большей части территории. Очевидно также, что на неокомском этапе Сибирская платформа испытывала более интенсивное воздымание, чем Таймырская антеклиза, и обломочный материал для формирования клиноформных толщ поступал главным образом с платформы.

На рубеже юры и мела начался рост наиболее крупных положительных элементов первого порядка: Мессояхско-Малохетской гряды, Рассохинского и расположенного восточнее территории исследований Балахнинского валов, что выразилось в глубоком размыве наиболее приподнятых их участков. Для Рассохинского мегавала характерен также неотектонический этап активного роста, на ко-



торый приходится от 20% до 40% величины прироста его амплитуды за счет унаследованных тектонических движений [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

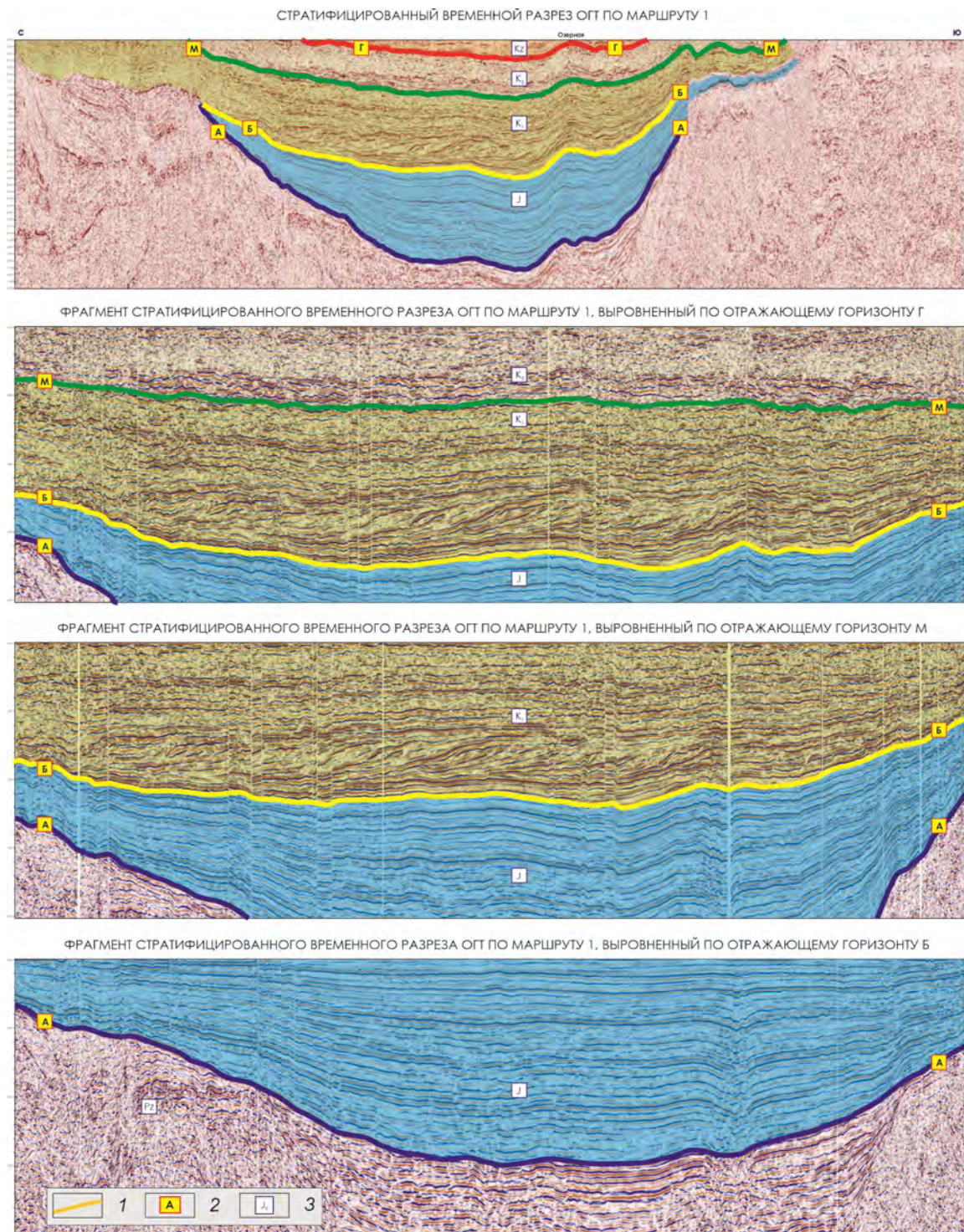


Рисунок 19 — Временной разрез и палеоразрезы по маршруту 1. Условные обозначения: 1 — опорные отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы опорных ОГ, 3 — индексы стратиграфических подразделений. Расположение маршрутов на рис. 17



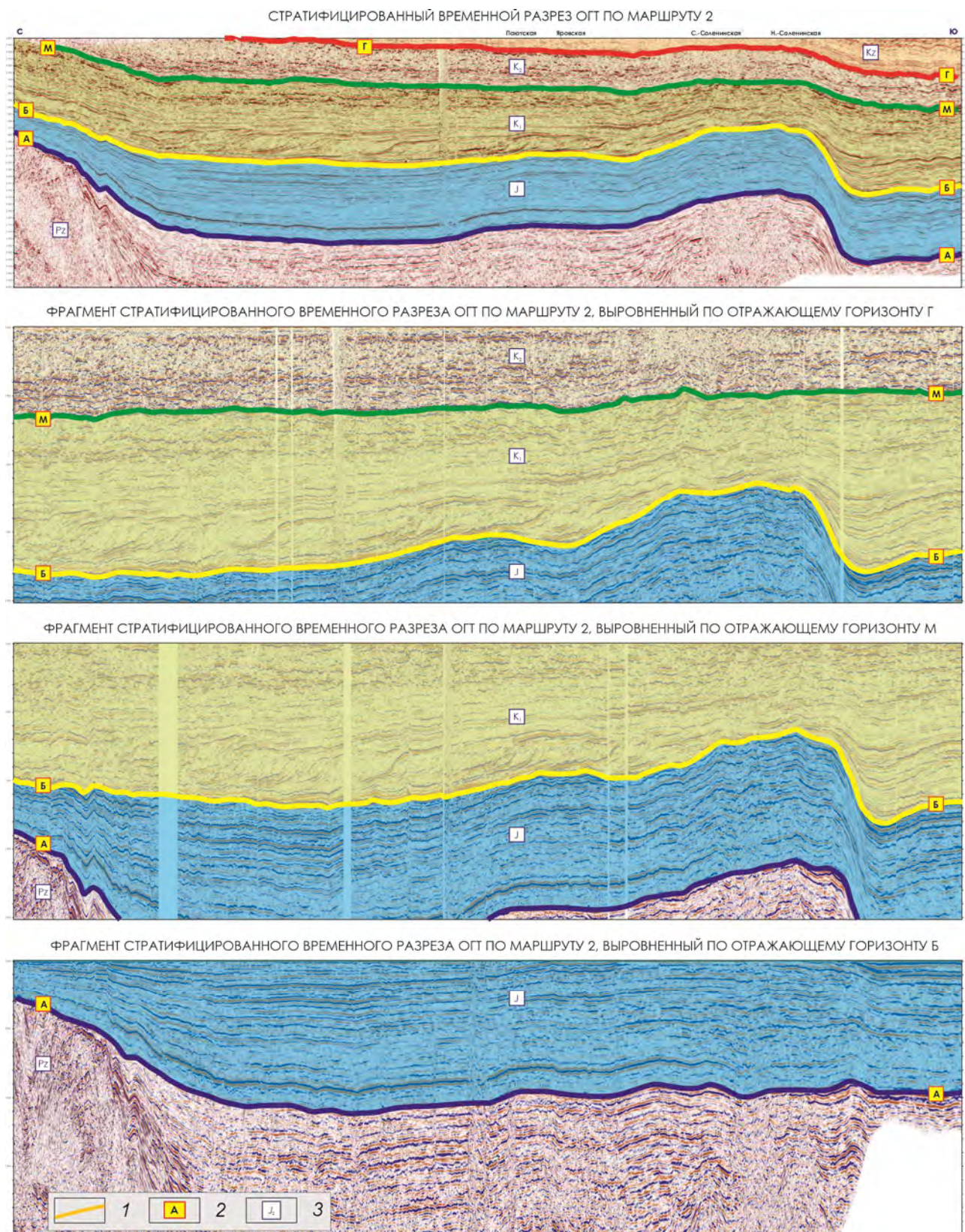


Рисунок 20 — Временной разрез и палеоразрезы по маршруту 2. Условные обозначения: 1 — опорные отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы опорных ОГ, 3 — индексы стратиграфических подразделений. Расположение маршрутов на рис. 17

Таким образом, в Енисей-Хатангском прогибе определяющими в формировании современного тектонического облика стали неокомский и олигоцен-современный этапы развития.

### 2.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

На 01.09.2025 г в границах территории исследований открыто шесть месторождений углеводородов (рис. 11). Среди месторождений 2 нефтяных, 1 нефтегазоконденсатное, 2 газовых и 1 газоконденсатное. Три из них: нефтяные Пайяхское и Западно-Иркинское и 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. Суммарные геологические запасы нефти составляют 6,9 млрд т, газа (с учетом растворенного) — 1,4 трлн м<sup>3</sup>. В опытно-промышленную разработку введено Пайяхское месторождение.

Запасы углеводородного сырья локализованы в 21 залежи, из которых 5 — газовые, 6 — нефтяные, 10 имеют смешанный состав (газоконденсатные и нефтегазоконденсатные).

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

С ниже-среднеюрским НГК в границах территории исследований связано газопроявление на Озерной площади (пласт Мл-II), а на прилегающей территории — небольшая газовая залежь Хабейского месторождения и нефтегазопроявления на Дерябинской, Турковской, Джангодской, Южно-Соленинской, Северо-Соленинской, Яровской, Средне-Яровской и Малохетской площадях (рис. 21). Низкие перспективы его нефтегазоносности объясняются ухудшением коллектор-



ских свойств пород от прибортовых зон юрского бассейна в северном направлении, а также снижением коллекторских свойств с глубиной (на большей части территории исследований отложения нижне-среднеюрского НГК залегают ниже «критической» глубины 3300 м [Нехаев, 2009]).

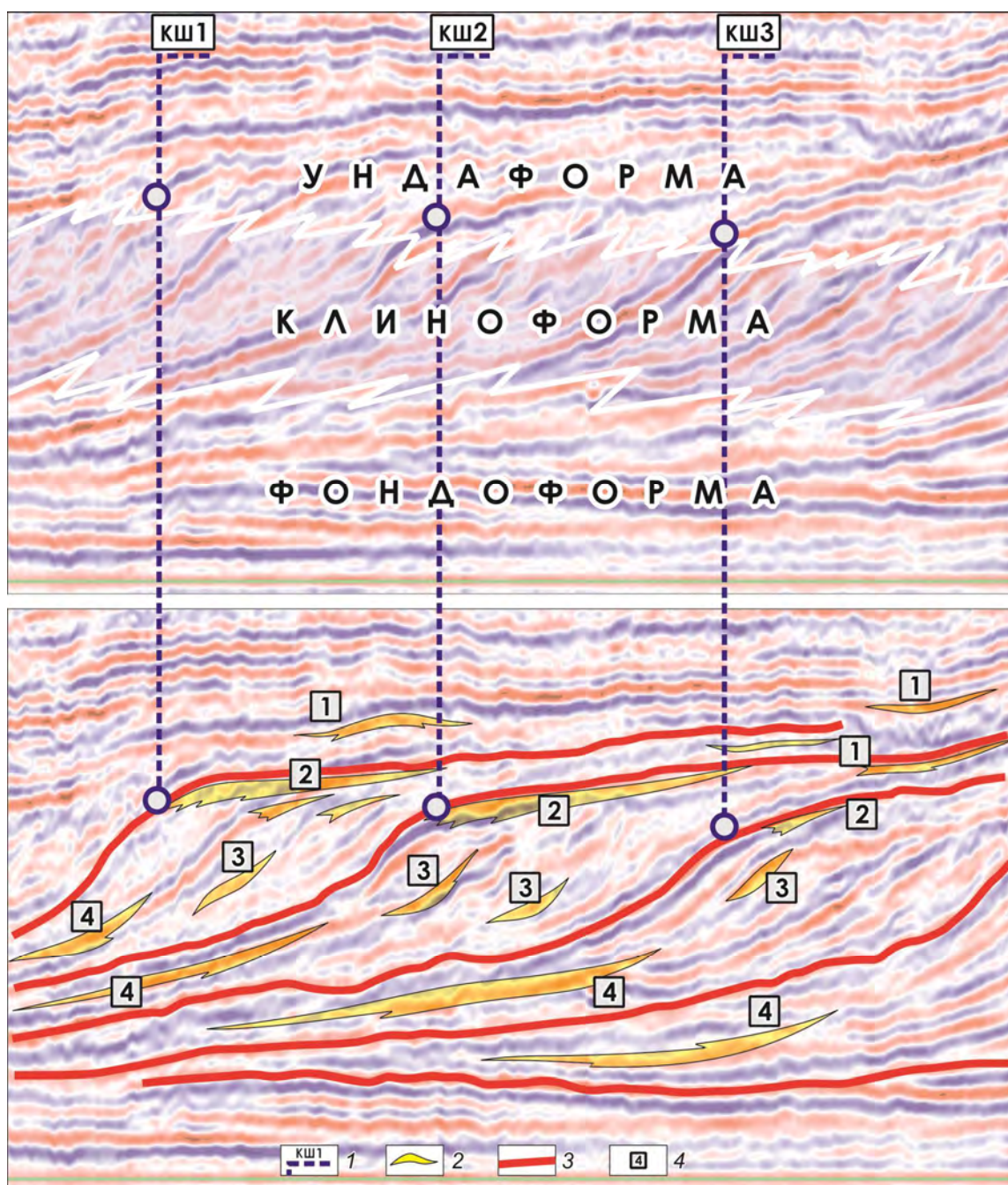


Рисунок 21 — Схема строения клиноформных отложений неокома Западной Сибири [Поляков, 2013]. Условные обозначения: границы: 1 — кромка палеошельфа; 2 — песчаные тела разного генезиса; 3 — основные отражающие горизонты; 4 — индекс типа

песчаных тел: 1 — шельфовые, 2 — кромкошельфовые, 3 — склоновые, 4 — фондо-формные (депресссионные)

На большей части Енисей-Хатангского прогиба разрез верхнеюрского НГК представлен алевроито-глинистой толщей гольчихинской свиты, не содержащей проницаемых пород (рис. 21). Только в Тазо-Хетском фациальном районе песчаники выделяются в составе сиговской свиты, узкой полосой обрамляя границы Сибирской платформы. Зона их повышенных толщин протягивается через Нижнехетскую, Долганскую, Суходудинскую, Озерную, Джангодскую и Рассохинскую площади, в границах территории исследований сиговский резервуар содержит лишь слабопроницаемые пласты песчаников, с которыми связано газопроявление на Озерной площади.

Выделение самостоятельного яновстанского резервуара в настоящей работе не проведено из-за крайне ограниченных данных по его нефтегазоносности и особенностям геологического строения.

Альб-сеноманский НГК имеет практически повсеместное распространение, в сводовой части Малохетского вала и Рассохинского мегавала частично или полностью уничтожен предчетвертичным размывом, что определяет его низкую перспективность в границах территории исследований. С альб-сеноманским НГК связано газопроявление на Озерном месторождении (пласт Як-0), а на прилегающей территории — залежи газа Северо-Соленинского и Южно-Соленинского месторождений.

**Приведенные фактические данные по распределению запасов выявленных в границах территории исследований, также свидетельствуют о том, что перспективы нефтегазоносности территории исследований связаны главным образом с неоком-аптским НГК.**

### 2.3.1. НЕОКОМ-АПТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС

Неоком-аптский НГК охватывает значительный стратиграфический интервал и характеризуется существенной неоднородностью. Поэтому при изучении закономерностей размещения залежей углеводородов возникает необходимость более детального его расчленения, в соответствии с чем неоком-аптский НГК подразделен на четыре природных резервуара: ачимовский, нижнехетский, суходудинский и малохетский.

Последовательное продвижение аккумулятивного склона неокомского бассейна в северном направлении привело к формированию «серии полого налегающих друг на друга слабонаклоненных геологических тел [Гурари, 2003]» с четко выраженной зональностью: все изначально шельфовые пласты рано или поздно приобретают клиноформный облик, а затем сменяются своими синхронными фондоформными аналогами, которые объединяются общим термином «ачимовская толща» [Кос, Поляков, Беспалова, Колосков, 2004]. В соответствии с работами Н. С. Шик и В. С. Славкина [Славкин, Шик, Гусейнов и др., 1994; Славкин, Шик, 2001] в составе клиноформ выделяются песчаные тела 4-х морфологических типов (рис. 21): шельфовые и кромкошельфовые (ундаформные), склоновые (клиноформные) и депрессионные (фондоформные). Шельфовые песчаные тела образуют линзы, «шнурки» или покровы с субпараллельными кровлей и подошвой. Песчаные тела кромки шельфа представляют собой крупные «шнурки» или линзы, вытянутые вдоль палеосклона. Склоновые песчаные тела развиты на участках наиболее интенсивного наращивания палеосклона и приурочены к участкам выноса терригенного материала за кромку шельфа. Депрессионные песчаные тела образуют достаточно мощные линзы, «шнурки» или покровы, локализованные у подножья склона. Сложены они толщей частого переслаивания песчаников и алевролитов.

Сложность сопоставления фондоформных резервуаров с синхронными ундаформными и клиноформными аналогами делают целесообразным выделение самостоятельного **ачимовского резервуара**.

Отложения ачимовской толщи в границах территории исследований вскрыты более чем 60 скважинами. Максимальные толщины ачимовского резервуара, свыше 100 м, установлены в приосевой части прогиба на Иркинской, Дерябинской и Байкаловской площадях. Глубина залегания ачимовского резервуара в границах Центрально-Таймырского мегапрогиба достигает 3,5 км.

Пласты-коллекторы представлены преимущественно песчаниками (до 70 %), содержащими прослой алевропелитовых пород, отмечаются в разной степени карбонатизированные прослой толщиной 0,8–3,0 м. Песчаники мелко- и среднезернистые, серые и светло-серые, с зеленоватым оттенком, содержат тонкие алевритовые прослой, скопления обугленного детрита, намывы слюды. Сортировка пород хорошая и средняя, цемент глинисто-слюдистый, по типу — поровый, пленочный. Открытая пористость пород варьирует от 1,5 до 22,8 %. Проницаемость, как правило, варьирует от десятых долей мД до первых мД.

С ачимовским резервуаром в составе шуратовской свиты связаны газоконденсатная залежь Байкаловского (пласт НскIX), газовая залежь Хабейского, газоконденсатные залежи в пластах ДII–DV Дерябинского, нефтяные залежи Паяхского и Западно-Иркинского месторождений (пласты НхII–IV). Помимо этого, на Яровской, Средне-Яровской, Южно-Носковской и Пеляткинской площадях из песчаных пластов ачимовской толщи были получены притоки пластовой воды или воды с пленкой нефти и растворенным газом дебитами до 40 м<sup>3</sup>/сут (рис. 22).

**Нижнехетский резервуар** выделяется в составе одноименной нижнехетской свиты и в ундаформной части шуратовской свиты. В плане нижнехетский резервуар представляет собой огромную линзу, которая выклинивается с одной стороны в сторону Сибирской платформы, с другой — вглубь палеобассейна. Максимальная вскрытая глубина залегания нижнехетского резервуара отмечается на Пеляткинской площади — 3,0 км. Минимальная глубина залегания зафиксирована на Малохетской площади — 0,5 км.

Нижнехетский резервуар сложен преимущественно глинистыми и алевритовыми породами, обычно переслаивающимися между собой и неравномерно кар-



бонатизированными. Песчаные и алевроито-песчаные отложения имеют подчиненное развитие. В границах территории исследований с нижнехетским резервуаром связана только одна залежь (пласт НхII) на Пайяхском месторождении.

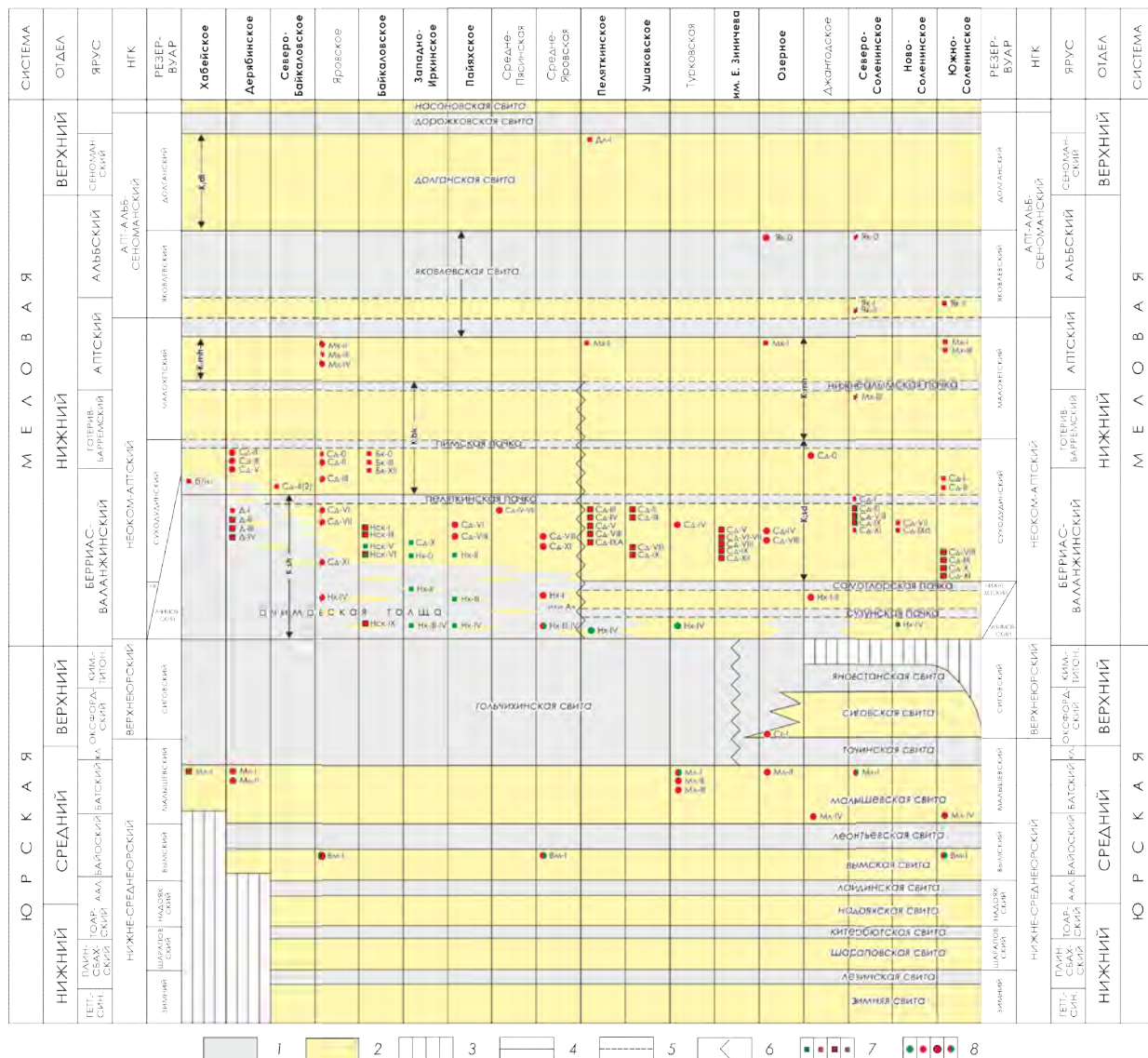


Рисунок 22 — Схема нефтегазоносности юрско-меловых отложений территории исследований. Условные обозначения: 1 — преимущественно глинистые толщи, флюидоупоры; 2 — толщи, сложенные преимущественно проницаемыми породами; 3 — области размыва отложений; границы: 4 — свит, 5 — маркирующих глинистых пачек, 6 — фациальных районов; 7 — залежи: а — нефтяные, б — газовые, в — газоконденсатные, г — нефтегазовые и газонефтяные; 8 — непромышленные притоки УВ: а — нефть, б — газ, в — газоконденсат, г — нефть и газ; **Пайяхское** — выявленные месторождения; **Яровское** — выявленные месторождения, не учтенные Государственным балансом; Турковская — площади разведочного бурения. Свиты: K2mh — малохетская, K1bk — байкаловская, K1sh — шуратовская, K1sd — суходудинская



**Суходудинский резервуар** включает в себя валанжинские и почти все нижнеготеривские отложения и представлен породами одноименной свиты, а также ундаформными отложениями в составе шуратовской и байкаловской свит.

Суходудинский резервуар вскрыт скважинами на всех площадях, за исключением сводовых зон Рассохинского мегавала, в районах предчетвертичного размыва отложений. Максимальная толщина резервуара установлена в районе Яровской площади — 950 м. Глубина залегания кровли резервуара в границах Енисей-Хатангского прогиба достигает 2,1 км (скв. Средне-Яровская-3).

Проницаемый комплекс резервуара представляет собой ритмичное переслаивание песчано-алевритовых и алеврито-глинистых пачек, соотношение которых меняется в пределах области развития резервуара. Песчаные пачки и пласты имеют относительно простое строение, толщина их варьирует от первых метров до 44 метров. Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, зачастую слабосцементированные. Разделяющие их горизонты представлены тонким переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Наиболее выдержанная пачка — пеляткинская — имеет толщину от 90 м до 140 м. В разрезе выделяется до пятнадцати проницаемых пластов  $СД_0$ – $СД_{14}$ . Количество пластов увеличивается одновременно с толщиной проницаемого комплекса. Коллекторские свойства проницаемых пород хорошие: открытая пористость песчаников суходудинского резервуара варьирует от 12 до 26 %, а проницаемость достигает 437 мД.

В отложениях суходудинского резервуара выявлены многочисленные залежи углеводородов на Байкаловском (пласты Бк и Нск), Западно-Иркинском ( $СД_{10}$ ), Нанадянском, Яровском, Пеляткинском, Ушаковском, Казанцевском, Северо-Соленинском, им. Ю. Зиничева, Южно-Соленинском и Северо-Байкаловском месторождениях. Нефтегазопроявления отмечены на Джангодской, Малохетской, Турковской, Озерной, Средне-Пясинской, Средне-Яровской и Яровской площадях (рис. 22). Выявленные в суходудинском резервуаре залежи, по всей видимости, контролируются зональными флюидоупорами.

**Малохетский резервуар** представлен готерив-барремскими и нижнеаптскими отложениями одноименной малохетской свиты. Толщина малохетского резервуара достигает 500 м (Турковская скв. 3). Глубина залегания кровли в пределах Центрально-Таймырского мегапрогиба составляет 1,6–1,8 км. Малохетский резервуар представлен преимущественно песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинистыми породами. В глинистых и алевроитовых прослоях отмечаются маломощные прослои углей. Глинистые породы образуют невыдержанные по простиранию прослои и пачки, толщина которых не превышает 20 м. Пески и песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, слабосцементированные, реже встречаются более крепкие известковистые разности. Коллекторские свойства пород высокие, открытая пористость песчаников малохетского резервуара варьирует в широких пределах — от 12 до 29 %, а проницаемость — до 570 мД.

Проницаемый комплекс резервуара представлен пластами Мх, выделяется до 9 пластов. Газоносность малохетского резервуара в исследуемом районе установлена на Северо- и Южно-Соленинском, Озерном, Пеляткинском, Яровском месторождениях. Флюидопором малохетского резервуара являются глины в основании яковлевской свиты.

### **2.3.2. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Исследования особенностей геохимии, нефтегазогенерационного потенциала и катагенетической преобразованности РОВ мезозойских отложений Енисей-Хатангского прогиба проводились, начиная с 60–70-х годов XX столетия, такими учеными, как А. Г. Войцеховская, А. И. Данюшевская, Н.С. Ким, М. М. Колганова, А. Э. Конторович, И. Д. Полякова, А.П. Родченко, Е. И. Соболева, Д. С. Сороков, А. С. Фоминичев и др. В их работах показано, что вещественный состав ОВ имеет смешанную природу. Значительную роль в этом сыграло палеогеографическое положение бассейна между возвышенными сушами Сибирской платформы и Таймыра. Поступление с континента вместе с терригенными осадками ОВ выс-

шей наземной растительности привело к его перемешиванию с аквагенным ОВ, образовавшимся непосредственно в бассейне [Родченко, 2016].

По сравнению с центральными и южными областями Западной Сибири ее северо-восточные районы геохимическими методами исследованы слабо и вопросы формирования залежей нефти и газа на изучаемой территории нельзя считать окончательно решенными. Ранее автором [Поляков, 2013] было приведено обобщение результатов исследований РОВ юрско-меловых отложений, опубликованных в работах А. П. Афанасенкова, Л. Н. Болдушевской, Т. А. Ботневой, И. В. Гончарова, М. В. Дахновой, А. Э. Конторовича, Ю. А. Филипцова, А. Н. Фомина, С. В. Фролова и других исследователей. По комплексу признаков к нефтегазоматеринским толщам в границах территории исследований были отнесены отложения левинского, китербютского, лайдинского, леонтьевского, малышевского горизонтов, а также глинистые разности в составе пород точинской, сиговской, яновстанской, гольчихинской, нижнехетской, шуратовской, байкаловской, суходудинской, малохетской и яковлевской свит. Вопрос о происхождении нефтей Пайяхского месторождения **оставался дискуссионным**, допускалось их формирование за счет яновстанской (гольчихинской) свиты, за счет обогащенных аквагенным ОВ отложений малышевской свиты и, наконец, за счет подачимовской глинистой пачки в составе шуратовской свиты (указанная пачка часто включается в состав гольчихинской свиты [Никитенко, Девятков, Родченко и др., 2020]). При обосновании проведения поисковых работ на прилегающей к Пайяхскому месторождению территории мы столкнулись с необходимостью изучить этот вопрос более глубоко.

Следует отметить, что за последнее десятилетие было опубликовано большое количество интересных и комплексных работ, посвященных анализу изотопного состава углерода, состава и распределения углеводородов-биомаркеров нефтей и битумоидов нефтегазоматеринских отложений Енисей-Хатангского прогиба [Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Афанасенков, Петров, Грайзер, 2018; Афанасенков, Жеглова, Петров, 2019]. Нами, в свою очередь, совместно со специалистами

ТомскНИПИнефть и МГУ им. М. В. Ломоносова были выполнены комплексные геохимические исследования проб нефти и битумоидов из образцов пород шура-товской и яновстанской (гольчихинской) свит скважин Пайяхская-2, Северо-Пайяхская-7, Северо-Пайяхская-8, Западно-Пайяхская-1, включающие изучение особенностей молекулярного, изотопного состава, Rock-Eval-пиролиз, хромато-масс-спектрометрический анализ [Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018].

С учетом выводов, полученных в работах перечисленных исследователей, на сегодняшний день с высокой степенью уверенности можно говорить о том, что **нефтегазоматеринскими толщами для нефтей не только ачимовского резервуара, но и для неоком-аптского НГК в целом являются отложения гольчихинской и яновстанской свит.**

**Гольчихинская свита** изучалась разными исследователями на Аномальной, Дерябинской, Пайяхской, Пеляткинской, Средне-Яровской, Турковской, Ушаковской, Хабейской, Южно-Носковской, Яровской площадях. Тип органического вещества гольчихинской свиты с сапропелевого в наиболее глубоководных частях палеобассейна меняется на гумусово-сапропелевый при приближении к Сибирской и Таймырской палеосуше. В кровле гольчихинской свиты выделяется толща с преимущественно аквагенным ОВ [Никитенко, Девятков, Родченко и др., 2020]. Содержание органического углерода в породах свиты изменяется от 0,9 до 9,9 % (Пайяхская площадь). Отражательная способность витринита ( $R_o$ ) лежит в интервале от 0,5 (Хабейская площадь) до 1,37 (Южно-Носковская).

**Яновстанская свита** исследована на Джангодской, Нижнехетской, Озерной, Рассохинской и Соленинской площадях. Она также характеризуется повышенными содержаниями  $C_{орг}$  (1,5–4,3 %). По составу битумоидов свита неоднородна, содержит как гумусовое так и сапропелевое ОВ. Наблюдается тенденция увеличения доли сапропелевого ОВ с увеличением глубины палеобассейна. Многими исследователями [Гончаров, Самойленко, Обласов и др., 2011; Родченко, 2016; Сафронов, Ершов, Ким и др., 2011] в центральной/нижней части разреза свиты отмечается наличие пачки глин глубоководного генезиса толщиной 50–

60 м, к которой приурочены образцы с повышенной концентрацией сапропелевого ОВ. Отражательная способность витринита ( $R_o$ ) — от 0,4 (Нижнехетская площадь) до 0,76 (Озерная площадь).

Возвращаясь к вопросу индексации разреза отложений келловей – верхней юры Пайяхской площади, казалось бы, не сложно различить яновстанскую свиту от гольчихинской, используя приведенные выше их особенности — расположения обогащенных органическим веществом глинистых пачек. Парадокс, однако, заключается в том, что на Пайяхской площади выделяется сразу два таких интервала — в верхней и нижней части. Исходя из этого, **выделенная углеводородная система** (глава 3) включающая нефтегазоматеринские отложения яновстанской (в меньшем площадном распространении) и гольчихинской свит, а также ачимовский резервуар байкаловской (в меньшей степени) и шуратовской свит в составе неоком-аптского НГК, названа яновстано-гольчихинско-байкаловско-шуратовской, или (сокращенно) **яновстановско-шуратовской**.

Независимо от индексации нефтегазоматеринских отложений в пограничном (от яновстанских к гольчихинским) районе очевидно, что при изучении особенностей формирования и размещения залежей углеводородов интересующей нас картой катагенеза РОВ является карта по кровле НГМТ верхней юры – берриаса, непосредственно подстилающей ачимовский резервуар (рис. 16, 22). Такая карта ранее была представлена автором [Поляков, 2013], апробирована в наших последующих работах [Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018; Исаев, Поляков, 2020] и не претерпела существенных изменений с учетом новых геолого-геофизических материалов (рис. 23).

Углепетрографические данные свидетельствуют, что преобразованность органического вещества в кровле верхнеюрских отложений изменяется в пределах градаций ПК–МК4 (Западно-Носковская впадина). Отложения с уровнем зрелости ОВ градации МК2 наиболее широко распространены на рассматриваемой территории — на Танамской структурной террасе и в Гыданской зоне поднятий, а на правобережье р. Енисей окаймляют Восточно-Носковскую впадину и Агапский

прогиб. Участки с преобразованностью ОВ верхнеюрских отложений до стадии МКЗ намечены в различных районах территории исследований в Западно-Носковской и Восточно-Носковской впадинах, а также в Агапском прогибе. Экстраполяция зависимости  $Ro(h)$  позволяет предположить существование областей с преобразованностью ОВ в кровле гольчихинской свиты до градации МК4 в наиболее погруженной зоне Западно-Носковской впадины.

Ранее А. Э. Конторовичем (для мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты) было предложено положение главной зоны нефтеобразования в интервале значений  $Ro$  от 0,6 до 1,15 [Геология нефти и газа..., 1975]. Судя по углестрографическим данным, юрско-меловые отложения в границах территории исследований до глубин порядка 4,0 км еще не вышли из ГЗН, а верхняя граница главной зоны нефтеобразования расположена на глубинах 2,0–2,5 км, что позволяет сделать вывод о том, что **в Западно-Носковском очаге генерации НГМТ в кровле гольчихинской свиты в наибольшей степени реализовали свой нефтематеринский потенциал.**

Генезис газов неокм-аптского НГК ранее не привлекал особенного внимания, однако с учетом открытия уникального по запасам газоконденсатного месторождения им. Е. Зиничева (глава 4) и имеющихся предпосылок возобновления работ в границах Рассохинского НГР целесообразно изучить, по крайней мере в первом приближении, и этот вопрос. В настоящее время известно, что газы яковлевского и долганского резервуаров имеют почти чисто метановый состав (96,4–99,9 %  $CH_4$ ) и образуют чисто газовые и газовые с нефтяной оторочкой залежи. Газы суходудинского резервуара, как правило, содержат повышенное количество гомологов метана и образуют газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные залежи. Авторами работы [Филипцов, Болдушевская, Конторович, Кригин, 1998] это объяснялось тем, что НГМТ яковлевской свиты содержат большое количество гумусового ОВ, обладающего преимущественно газогенерационными возможностями, а формирование залежей в суходудинском резервуаре связывалось с верхнеюрским НГМТ.

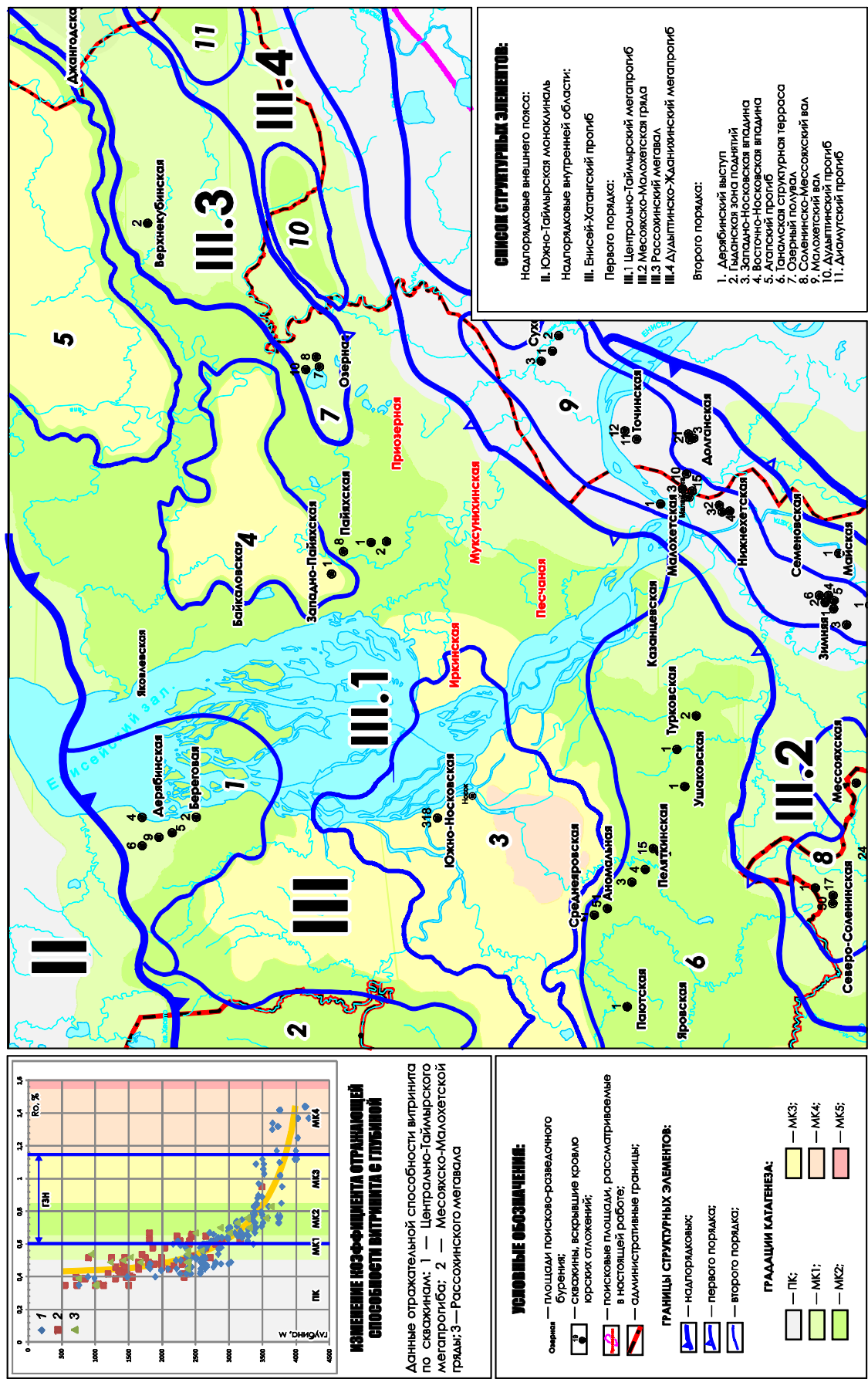


Рисунок 23 — Схема катагенеза органического вещества в кровле юрских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба. По материалам ИНГГ СО РАН, ПАО «Роснефть», АО «Таймырнефтегаз» ([Поляков, 2013] с изменениями)

Однако такой картине противоречат выявленные нефтяные залежи в ачимовском резервуаре, лежащем на предполагаемом пути миграции газа из верхнеюрских НГМТ в суходудинский и малохетский резервуары, и приведенная карта катагенеза кровли верхнеюрских НГМТ, находящихся на большей части территории в главной зоне нефтеобразования, что действительно обусловило отмеченное генетическое родство **нефтей** суходудинского резервуара с битумоидами верхнеюрских отложений [Афанасенков, Жеглова, Петров, 2019].

Указанное противоречие может быть объяснено тем, что генерация газообразных углеводородов из ОВ, связанного с высшей наземной растительностью, происходит по всей шкале катагенеза. С учетом смешанного типа органического вещества перечисленных верхнеюрских нефтегазоматеринских отложений они являются потенциально газопроизводящими [Родченко, 2016].

Еще по крайней мере три потенциально нефтегазоматеринских толщи в составе суходудинского резервуара содержат органическое вещество, связанное с высшей наземной растительностью, и относятся, по-видимому, к газопроизводящим.

**Суходудинская свита** исследована на Казанцевской, Озерной, Пайяхской, Пеляткинской, Соленинской, Средне-Яровской, Суходудинской, Турковской, Ушаковской площадях. Значения  $C_{орг}$  лежат в интервале 0,9–11,6 % (в углистых разностях) на породу. Тип органического вещества — гумусовый. Отражательная способность витринита ( $R_o$ ) от 0,4 (Суходудинская площадь) до 0,52 (Озерная, Соленинская, Казанцевская площади).

**Байкаловская свита** исследована на Дерябинской, Нанадянской, Пайяхской, Хабейской и Южно-Носковской площадях. Содержание органического углерода изменяется от 1,0 до 5,6 %. Тип органического вещества — гумусовый, реже сапропелево-гумусовый. Отражательная способность витринита ( $R_o$ ) лежит в интервале от 0,44 (Нанадянская площадь) до 0,6 (Южно-Носковская площадь).

**Малохетская свита** изучена на Джангодской, Казанцевской, Озерной, Соленинской и Южно-Носковской площадях. Тип органического вещества — гуму-



совый, реже сапропелево-гумусовый, концентрации органического углерода изменяются от 1,2 до 2,0 %. Отражательная способность витринита ( $R_o$ ) — от 0,4 (Соленинская, Казанцевская площади) до 0,48 (Южно-Носковская площадь).

Как видно, преобразованность органического вещества газопроизводящих толщ в составе неоком-аптского НГК изменяется в пределах градаций ПКЗ–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). Указанный механизм газообразования и газонакопления (за счет гумусового ОВ субугленосных отложений апт-альб-сеномана) отмечен при изучении истории образования гигантских газовых месторождений севера Западной Сибири [Геология нефти и газа ..., 1975; Галимов, 1995].

Несмотря на гипотетичность перечисленных вариантов, на данном этапе изученности представляется возможным сделать следующий важный вывод: **независимо от идентификации газопроизводящих толщ, Центрально-Таймырский мегапрогиб 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).**

Однако отмеченной ранее особенностью геологического строения территории исследований является отсутствие крупных антиклинальных структур, с которыми могли бы быть связаны крупные месторождения в суходудинском и малохетском резервуарах, кроме Рассохинского мегавала, где после получения отрицательных результатов бурения на Тундровой, Рассохинской, Волочанской и Новой площадях геологоразведочные работы были приостановлены. Открытие уникального по запасам газоконденсатного месторождения им. Е. Зиничева позволяет **прилегающую к Центрально-Таймырскому очагу газообразования**

**территорию Рассохинского мегавала рассматривать как перспективную для изучения область аккумуляции** в малохетском, суходудинском и нижнехетском резервуарах, современное размещение месторождений в границах которой определяется их сохранностью на олигоцен-четвертичном этапе перестройки структурного плана.

Помимо этого, **перспективы газоносности должны быть связаны с литологическими и комбинированными ловушками** в составе неоком-аптского НГК, расположенными в границах Центрально-Таймырского очага и прилегающей территории Южно-Таймырской мегамоноклинали. Изучению некоторых из них посвящен § 5.4.

Заканчивая краткий обзор геологического строения и нефтегазоносности территории исследований, вернемся к теоретическим аспектам работы.

### ГЛАВА 3. МЕТОДОЛОГИЯ ИЗУЧЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЕЕ АПРОБАЦИЯ<sup>9</sup>

Как отмечено выше, первой задачей настоящей работы является разработка методологии 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. Такая методология предложена в развитие первого звена эвристического алгоритма изучения ГС (рис. 4) и отражает логику общегеологической зет-системы академика Ю. А. Косыгина (см. подпараграф 1.1.3), подразумевающую последовательное снижение неопределенности путем возвращения от ретроспективных конструкций к прогнозным моделям геологических объектов.

Рассмотрим, в соответствии с предложенным в главе 1 алгоритмом, изучаемую совокупность геологических элементов, процессов и событий с позиций пространственного общенаучного подхода «сначала анализ (в нашем случае — под-

---

<sup>9</sup> При подготовке данного раздела диссертации автором использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. Исаев, А. В. Пайяхская зона нефтенакпления — 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 WPSEEU. (**3,9 п. л., авторский вклад 50%**). Импакт-фактор 0,626 (РИНЦ).
2. Климова, Е. Н. Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазового 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).
3. **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 %**).
4. **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).

разделение на статическое, динамическое и ретроспективное направление. — *Прим. авт.*), затем, после него и на его основе, как его преодоление — синтез [Кедров, 1980]».

### 3.1. СТАТИЧЕСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ И АПРИОРНЫЕ МОДЕЛИ

В нефтегазовой геологии, в зависимости от решаемых задач, в рамках **статического направления** обычно рассматриваются участки земной коры, включающие залежи, месторождения, зоны нефтегазонакопления либо представляющие высшие категории элементов нефтегазогеологического районирования. Возможен и другой подход, когда объектом исследования является конкретная углеводородная система (В. Katz и М. Mello, L. Magoon и Е. Beaumont, Н. В. Лопатин, О. Ю. Аверьянова и др.), которая включает очаг активных нефтегазоматеринских пород, все связанные с ним залежи нефти и газа, элементы и процессы, необходимые для формирования и сохранности скоплений УВ [Magoon, Dow, 1994]. Такая дефиниция позволяет рассматривать УВ-систему как метасистему, что очень удобно как в контексте настоящей работы, так и с практической точки зрения, по крайней мере на поисково-оценочном этапе геологоразведочного процесса.

К исходным данным в рамках статического направления относятся: материалы глубокого бурения, полевой и промысловой геофизики, лабораторных исследований кернa, шлама, проб нефти, газа и воды. Ведущим методом научного исследования на этом этапе является теоретическое моделирование<sup>10</sup> (графическое или математическое, с применением специализированного программного обеспечения). Результаты моделирования представляют собой абстрактные статические модели, отражающие свойства элементов (НГМТ, флюидов, структурных форм, природных резервуаров и т. д.), структуру (связи преобразования и пространственные соотношения) и морфологию изучаемой геологической системы. Практической квинтэс-

---

<sup>10</sup> Моделирование означает осуществление каким-либо способом отображения или воспроизведения действительности для изучения имеющихся в ней объективных закономерностей [Кононюк, 2012].

сенцией моделирования залежей является карта нефтегазонасыщенных толщин с категориями запасов различной степени достоверности (рис. 24, а).

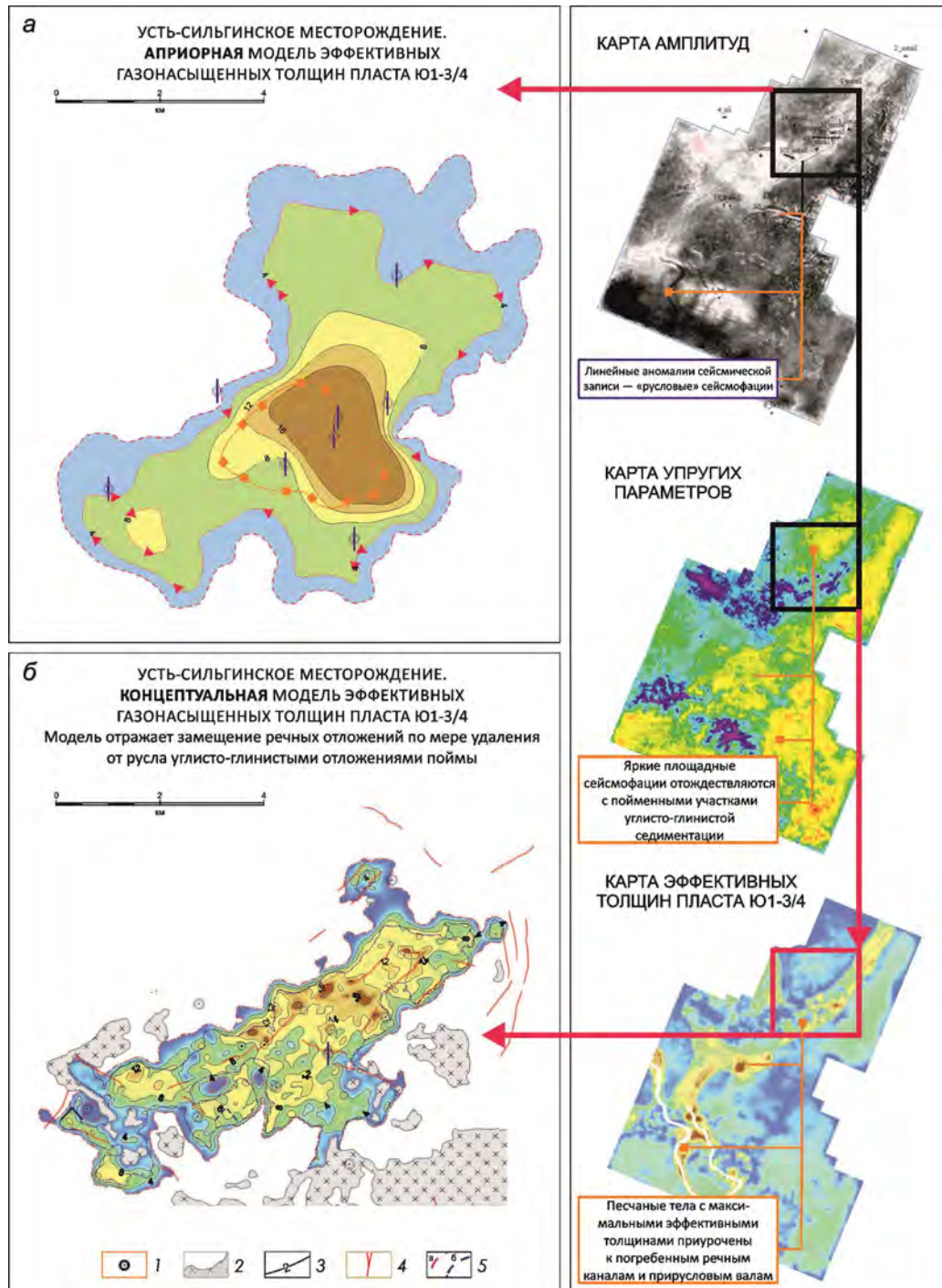


Рисунок 24 — Априорная (а) и концептуальная (б) модели залежи пласта Ю1-3/4 Усть-Сильгинского газоконденсатного месторождения, Западная Сибирь. Условные обозначения: 1 — поисково-разведочные скважины, 2 — участки отсутствия коллекторов, 3 — линии равных эффективных газонасыщенных толщин, м, 4 — дизъюнктивные дислокации, 5 — границы: а — газоводяной зоны, б — чисто газовой зоны

А. И. Бочкин приводит следующее определение понятия модели: «Под моделью мы будем понимать систему, неотличимую от моделируемого объекта в отношении некоторых свойств, полагаемых существенными, и отличимую по всем остальным свойствам, которые полагаются несущественными; при этом отсутствие в модели несущественных элементов не менее важно, чем присутствие в ней существенных» [Бочкин, 1998].

Созданную на этом этапе абстрактную, графическую или математическую нефтегазгеологическую модель назовем **априорной (АМ)**, ее основные характеристики приведены в табл. 2. Такое название предлагается взамен статической модели академика Ю. А. Косыгина, чтобы указать на нее как на отправную точку исследований, а также в силу того, что рассмотренные далее модели — концептуальная, ретроспективная и прогнозная — также являются статическими по существу.

Поскольку, как отмечено выше, изучаемые в нефтегазовой геологии системы недоступны для непосредственного наблюдения и описания, фактологической основой АМ является некоторое множество точек (промысловая геофизика, керн), каждая из которых характеризует литологические, геохимические, петрофизические, физико-химические (для пластовых флюидов) и другие свойства элементов ГС и метасистемы, с различной дискретностью по вертикали и регулярностью по площади. В процессе моделирования указанное множество путем интерполяции и экстраполяции, с привлечением данных полевой геофизики, преобразуется в полноопределенное геополе — «пространство объекта исследований, каждой точке которого может быть поставлено в соответствие определенное значение какой-либо характеристики» [Виноградов, 1990]. Дальнейшее построение АМ осуществляется с использованием известных методологических установок интерпретации геополей различной природы.

**1. Однородность** (элементарность), предусматривающая *неделимость конечных элементов* геополей. Размер и геометрия таких элементов определяются масштабом (задачами) и точностью исследований (например, правило трех сигм), а свойства характеризуются статистически или стохастически (функция распре-

ления, плотность вероятности и др.) с учетом фактической латеральной и вертикальной изменчивости либо уравнениями (петрофизические зависимости).

**2. Специализация**, согласно которой предмет исследований может быть описан конечной совокупностью специализированных геополей *при условии единообразной фактологической основы*, характеризующей свойства изучаемой ГС с одинаковой точностью и регулярностью. Указанный принцип нашел отражение в предложенном и развитом Г. С. Вахромеевым понятии физико-геологической модели объекта исследований как «системе абстрактных возмущающих тел и вызываемых ими аномальных эффектов, аппроксимирующих геологический объект и с необходимой для моделирования детальностью отражающих его структуру, размеры, форму, петрофизические свойства и соответствующее им объемное распределение физических полей» [Вахромеев, Давыденко, 1987].

**3. Соразмерность**, заключающаяся в *единообразном масштабировании* специализированных геополей на этапе комплексной интерпретации, что позволяет проводить сравнительный анализ их характеристик в конкретных точках, выявлять многообразие связей между геологическими и геофизическими параметрами, закономерности строения геологических объектов.

**4. Целесообразность**, выражающаяся в *подчинении процесса исследований его целевой, конечной стадии* [Философский энциклопедический словарь, 1983], т. е. в рациональном сочетании требований к разносторонней характеристике объекта исследований и к соответствию изучаемых геополей наиболее существенным для исследования сторонам изучаемого объекта, исключению малоинформативных и дублирующих методов.

Лежащее в основе моделирования преобразование исходного нерегулярного, дискретного информационного пространства в полноопределенное несет в себе гипотетическую составляющую, «логический скачок»; иными словами, уже на стадии построения априорной модели исследователь прибегает к идеализации и абстрагированию, степень которых возрастает при изучении все больших участков земной коры, характеризующихся все меньшей изученностью. Как следствие, интегральные характеристики АМ изначально имеют вероятностную природу,



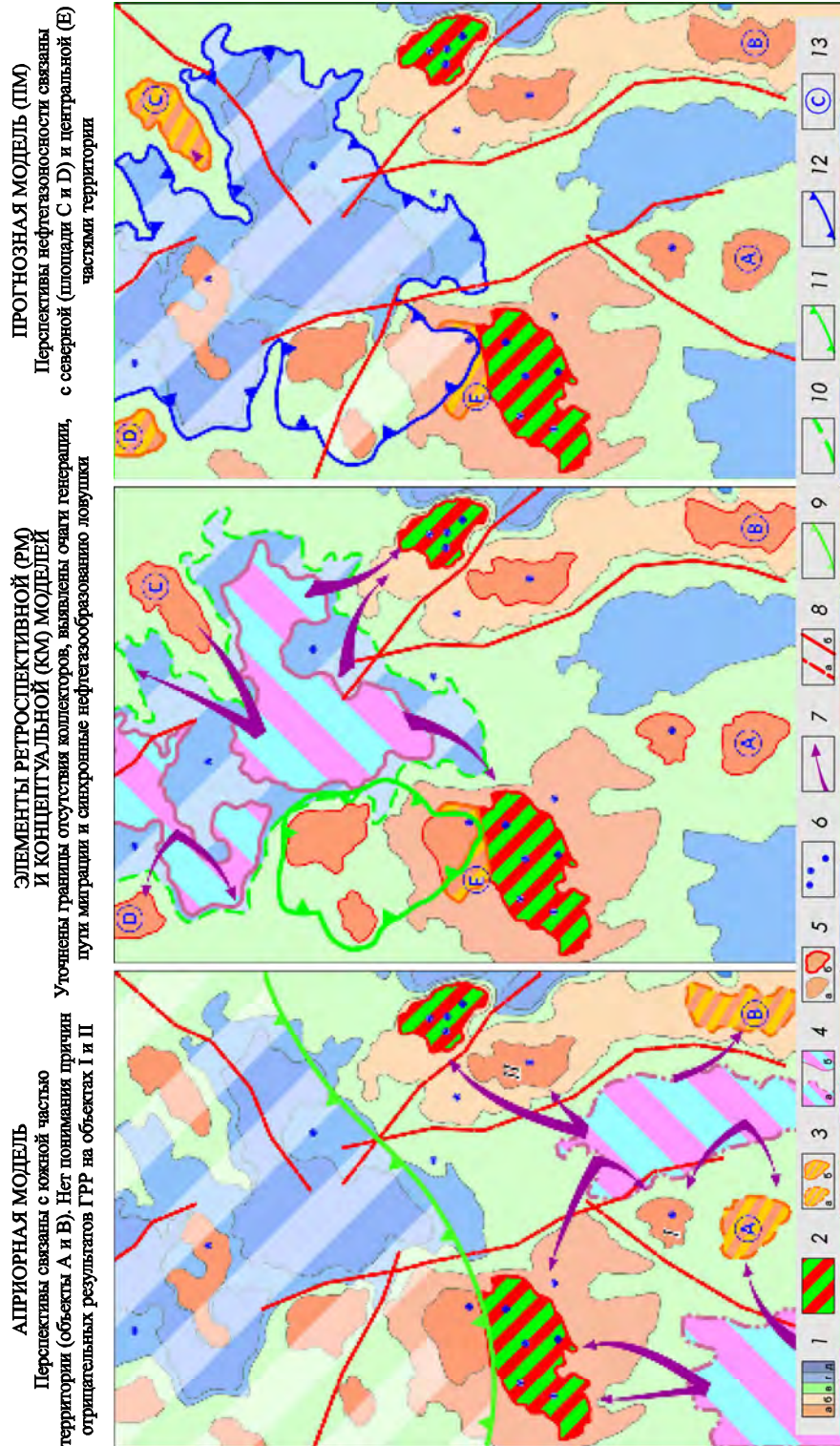


Рисунок 25 — Эволюция геологических моделей, от априорной к прогнозной. Условные обозначения: 1 — тектонические элементы разного порядка; а, б — положительные, в — промежуточные, г, д — отрицательные; 2 — выявленные месторождения; 3 — приоритетные площади проведения поисково-разведочных работ: а — по априорной модели, б — по прогнозной модели; 4 — очаги нефтегазообразования: а — предварительно намеченные по априорной модели, б — палеоочаги по ретроспективной модели; 5 — ловушки: а — все выявленные, б — синхронные нефтегазообразования; 6 — скважины; 7 — направления миграции УВ: а — предварительно намеченные по априорной модели, б — по ретроспективной модели; 8 — дизъюнктивные дислокации: а — все выявленные, б — существовавшие во время нефтегазообразования; область отсутствия коллекторов: 9 — предварительно намеченная по априорной модели, 10 — связанная с уплотнением коллекторов с глубиной по концептуальной модели, 11 — связанная с размывом по ретроспективной модели, 12 — обобщенная (сводный контур); 13 — перспективные площади



более того, само существование изучаемой ГС в точках АМ, не охарактеризованных фактическим материалом, следует рассматривать не как установленный факт, а как **возможность в условиях неопределенности** (см. рис. 9). Неопределенность, как отмечено выше, является атрибутивным источником геологического риска. При бурении разведочных скважин этот риск чаще всего будет связан с корректностью прогноза природного резервуара (P1, P2a, b) и геометрии ловушки (P2c). При проведении поисковых работ в составе АМ, ранее представленной только геологическими элементами областей аккумуляции, неопределенность и риск возрастают, так как дополнительно рассматриваются элементы метасистемы (рис. 25): нефтегазоматеринские толщи, возможные очаги генерации и пути миграции углеводородных флюидов (P3).

Возвращаясь к эмпирическому алгоритму (см. рис. 4), отметим, что итоговая АМ представляет собой эвристическую графическую визуализацию или математическое представление рабочей описательной гипотезы (под рабочей гипотезой понимается «предположительное знание», временное предположение или допущение). Вероятно, к априорной модели с этих позиций применимы следующие требования: 1) непротиворечие установленным фактам и теоретическим положениям; 2) простота; 3) проверяемость. С учетом объективной неопределенности, присущей АМ, следует отметить целесообразность обращения к принципу множественных рабочих гипотез, принципу Чемберлина, отражающему стадийность развития научных знаний. «Интеллектуальный прогресс в науке проходит три стадии... Первая — господство теории, вторая — постановка рабочей гипотезы, третья — применение метода множественных рабочих гипотез» (Т. Chamberlin [1890], 1965) (цит. по [Веннер, Уэллс, 2011]).

С. В. Мейен, рассматривая принципы исторических реконструкций в биологии, отметил: «Наименее развитый способ мышления — все подгонять под раз и навсегда принятую (ведущую) теорию. С приобретением опыта появляется осознание риска подобной операции. Место ведущей теории занимает рабочая гипотеза. Но уже сама необходимость выдвижения рабочей гипотезы, возможность нескольких таких гипотез и невозможность окончательно доказать истин-

ность лишь одной из них приводят к третьему методу (методу множественных гипотез. — *Прим. авт.*)» [Мейен, 1984].

С учетом отмеченной выше специфики изучаемых в нефтегазовой геологии ГС, эмпирического характера и вероятностной природы АМ следует признать не только правильным, но и необходимым параллельное развитие нескольких альтернативных рабочих гипотез и соответствующих априорных моделей, основанных на едином фактическом материале, однако отражающих различные точки зрения на геологическое строение и нефтегазоносность территории исследований.

Подводя итог рассмотрения априорных моделей, охарактеризуем АМ как эвристическую визуализацию описательной рабочей гипотезы с минимальной прогностической функцией. Задачей построения АМ является систематизация и упорядочивание накопленного фактического материала, вещественная, структурная и морфологическая характеристика изучаемой ГС. Основной принцип построения априорных моделей — общенаучный принцип множественных рабочих гипотез (принцип Чемберлина), дополненный на разных этапах исследования частнонаучными принципами интерпретации геополей: однородности, специализации, соизмерности и целесообразности. Метод построения априорных моделей — теоретическое моделирование.

### 3.2. ДИНАМИЧЕСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ И КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ

В динамическом направлении рассматриваются **процессы** образования и эволюции природных резервуаров и НГМТ, разнообразных структурных форм и ловушек УВ, процессы генерации, эмиграции и вторичной миграции (см. табл. 2). Из них только первые в принципе доступны непосредственному наблюдению и описанию, в связи с чем широкое развитие получили исследования «современных процессов седименто- и литогенеза, позволившие установить закономерности и сформулировать ряд законов выветривания, карбонатной седиментации, соленакопления (М. Г. Валяшко и др.), механической и химической дифференциации вещества (Л. В. Пустовалов, Н. М. Страхов)» (цит. по [Фролов, 2004]). Важность изуче-

ния особенностей седиментогенеза ранее сформулировал Н. Б. Вассоевич: «в ряду всех стадий осадочного породообразования, всех этапов литогенеза решающее значение для развития нефтегазообразования имеет стадия седиментогенеза, т. е. рождение (генезис) того или иного осадка» [Вассоевич, 1977]. Следует отметить, что седиментологические исследования, направленные на изучение закономерностей формирования современных осадочных пород, не предполагают изучение эпигенетических процессов, во многом определяющих особенности строения и распределение ФЕС пород-коллекторов и пород-флюидоупоров в недрах. Такие процессы, как литогенез, изменение степени преобразованности РОВ, первичная миграция, тектоническое структурообразование, вообще не имеют очевидной актуалистической основы, так как происходят крайне медленно. **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 (современном. — *Прим. авт.*) срезе в процесс» [Мейен, 1977], для восстановления стадийности литогенеза, термokatалитического преобразования РОВ (рис. 26), выявления направленности и интенсивности тектонических процессов. Различные статические состояния объекта связываются в непрерывную эволюционную последовательность [Забродин, 1981], основываясь на общенаучном принципе процессуальных реконструкций — принцип Бергсона. «Вместо того чтобы рассматривать внутреннее становление вещей, мы помещаемся вне их и искусственно составляем это становление. Мы берем якобы мгновенные снимки с текущей действительности. И так как они являются характерными для этой действительности, то нам достаточно наложить их вдоль некоторого абстрактного, невидимого процесса, лежащего в основе аппарата нашего познания [Бергсон, 1914]» (цит. по [Мейен, 1984]).

Результатом процессуальных реконструкций являются динамические модели, отражающие геологические события и состояния в качестве элементов ДС, а пространственно-временные отношения и причинно-следственные связи — в качестве структуры ДС. Из вышеизложенного следует, что такие модели могут быть представлены графически (рис. 26), в виде формул (например, формула Дюпюи,

связывающая продуктивность скважины и фильтрационно-емкостные свойства пласта) или логико-математических последовательностей, причем, вопреки мнению Ю. А. Косыгина, **далеко не все динамические модели явно зависят от времени**. Для той же категории динамических моделей, которые зависят от времени, переменной является не интересующее нас непосредственно геологическое время, а время логическое, событийное.

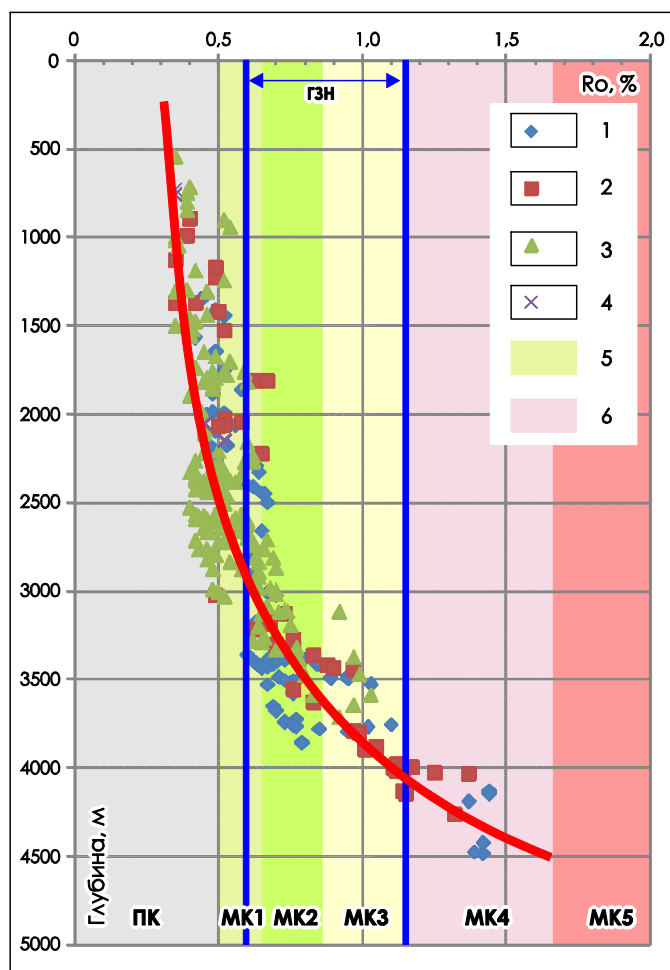


Рисунок 26 — Динамическая модель (процессуальная реконструкция) изменения отражательной способности витринита с глубиной для юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба. Условные обозначения: 1–4 — образцы разновозрастных (юра, мел) отложений, 5 — главная зона нефтеобразования, 6 — главная зона газообразования

Помимо непосредственных наблюдений и описаний в динамическом направлении, используются натурные модельные эксперименты и математическое моделирование. В модельном эксперименте в процесс познания включается промежуточное звено — модель, являющаяся одновременно и средством, и объектом экс-

периментального исследования, заменяющим изучаемый объект [Кононюк, 2011]. Натурные модели подобны реальным системам (материальны), однако они всегда в той или иной мере редуцированы: онтологически (сведение геологии к точным наукам) или методологически (сведение материального объекта к обедненному идеальному отображению [Круть, 1978]), поэтому никакая модель не может учесть все свойства изучаемой геологической системы. Как следствие, полученный на основе модельного эксперимента результат **заведомо не в полной мере** соответствует результатам реальных геологических процессов.

В качестве примера некоторых имеющих большое теоретическое и практическое значение модельных экспериментов следует привести:

1) пиролитический метод лабораторного изучения генерационного потенциала ОВ, для доказательства его нефтепроизводящих способностей и оценки масштабов эмиграции УВ, «моделирования» некоторых важных сторон нафтидогенеза [Конторович и др., 1986];

2) лабораторное изучение фильтрационных характеристик пород-коллекторов, определение коэффициентов вытеснения и относительных фазовых проницаемостей. Результаты экспериментов на образцах керна представляют собой динамические модели, выраженные в качестве функций, описывающих распределение давлений и насыщенностей фаз, лежат в основе дальнейшего математического моделирования многофазных фильтрационных потоков в пластовых условиях;

3) исследование формирования зон разуплотнения и трещиноватости, непосредственно влияющих на формирование, переформирование и разрушение залежей, с использованием методов тектонофизического моделирования, описанных М. Ю. Зубковым и П. М. Бондаренко. В данном случае, в соответствии с ранее предложенным В. Ю. Забродиным и В. И. Оноприенко подходом, динамические модели подразделяются на два класса — динамические в собственном смысле этого слова и кинематические. В первых исследуются силы, параметры полей напряжений, действующих на геологические тела, изменения этих полей во времени и т. д. В кинематических моделях представления о силах элиминируются, как и в физике, в тектонике кинематика — это геометрия, т. е. траектории точек или тел

[Забродин, Оноприенко, 1978]. Для изучения собственно динамических моделей авторами [Зубков, Бондаренко, 1999] предложен оптико-поляризационный метод, основанный на явлении анизотропии в прозрачных аморфных телах, подвергнутых деформации. При этом изменение двойного лучепреломления в таких телах находится в прямой зависимости от величины напряжений, возникающих в деформируемом теле. Кинематические модели изучаются тектоно-седиментационным методом (лабораторное воспроизведение в камерах процесса осадконакопления глины, алевроита, песка, последующее уплотнение и деформация), с помощью которого исследуется механизм формирования трещинных дислокаций, определяются их плотность, раскрытость, а также изучаются закономерности перемещения осадочных масс под действием растущих поднятий (рис. 27).

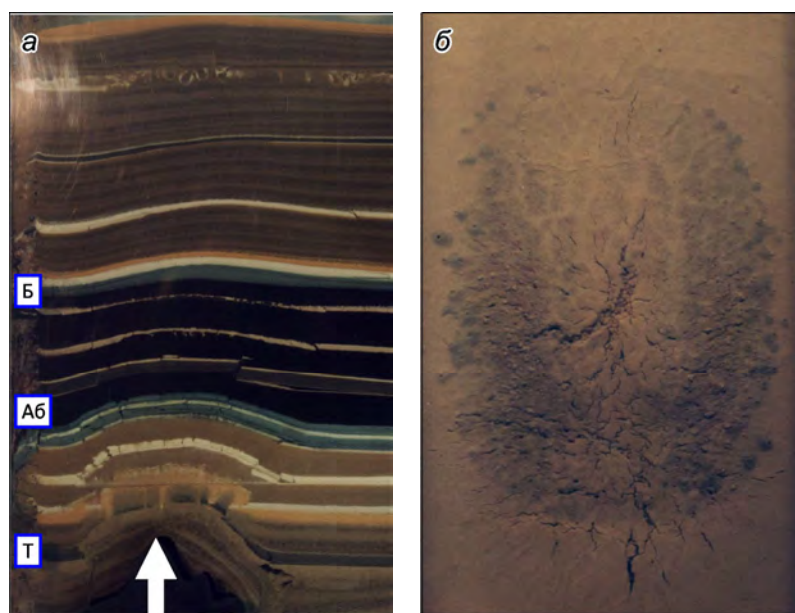


Рисунок 27. Тектоно-седиментационная модель (а) Восточно-Пальяновской площади и зона трещиноватости (б), возникшая на поверхности модели [Зубков, Бондаренко, 1999]

Математические модели представляют собой совокупность взаимосвязанных математических и формально-логических выражений, отражающих важнейшие свойства изучаемого объекта. Распространенное в геолого-геофизических программных продуктах имитационное математическое моделирование, являясь отчасти экспериментальным методом, направлено на «представление динамического поведения системы посредством продвижения ее от одного состояния

к другому с учетом полного воспроизведения логической структуры и при полной сохранности системы поведенческих свойств» [Дервянко и др., 2017].

В частности, несомненный практический интерес представляет математическое моделирование процессов тектонического структурообразования [Гайдук, Прокопьев, 1999], реализованное в ПК «Move» (Midland Valley) — структурное кинематическое моделирование, в том числе в 3D-модификации, — включающее геометрическую балансировку, деформационную кинематику (геометрию движения слоев), а также типизацию структурных форм, слагающих различные типы складчато-надвиговых систем (см. рис. 28).

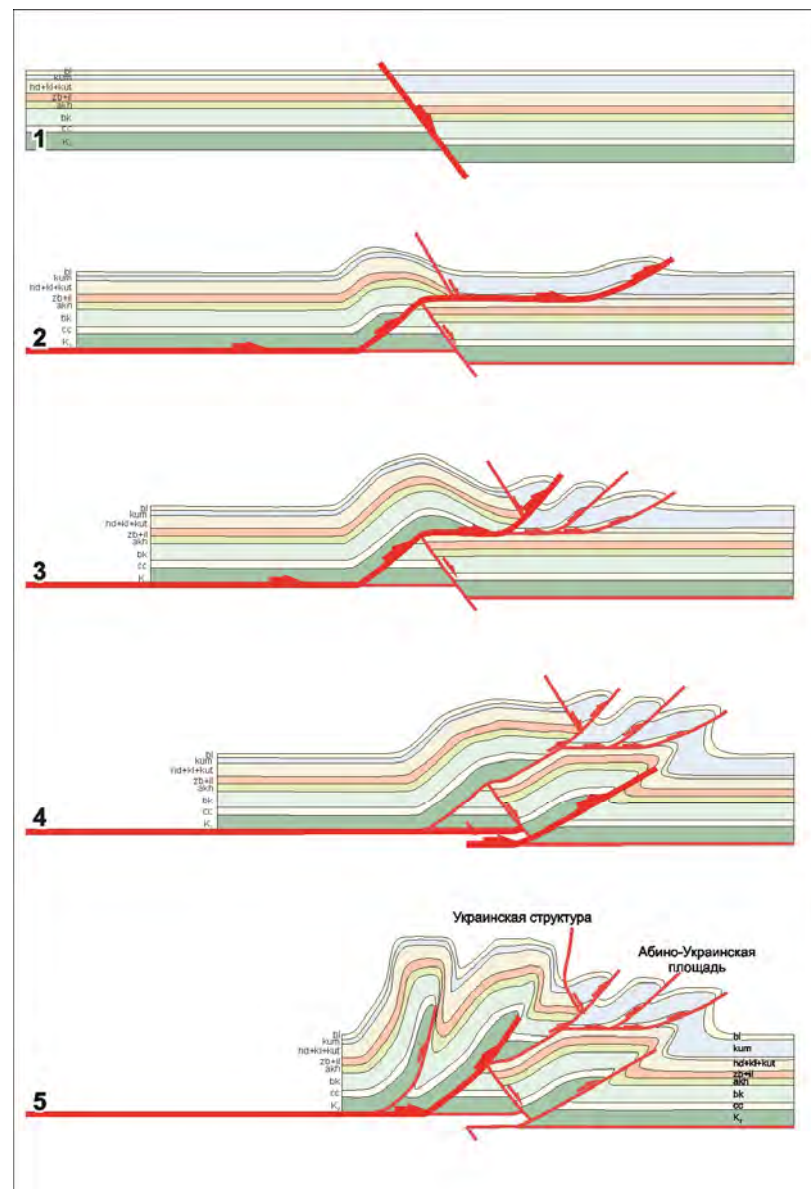


Рисунок 28 — Моделирование кинематики развития Украинской и Абино-Украинской структур [Гайдук и др., 2014]

Для определения закономерностей строения различных типов карбонатных резервуаров, прогнозирования их фильтрационно-емкостных свойств в соответствии с выделенными седиментационными и структурно-формационными зонами Н. К. Фортунатовой, на основании **количественно выраженных** законов формирования внутренней структуры осадочных тел (рис. 29), предложена технология седиментационно-емкостного моделирования, реализованная в программном комплексе СЕМ [Седиментологическое моделирование..., 2000].

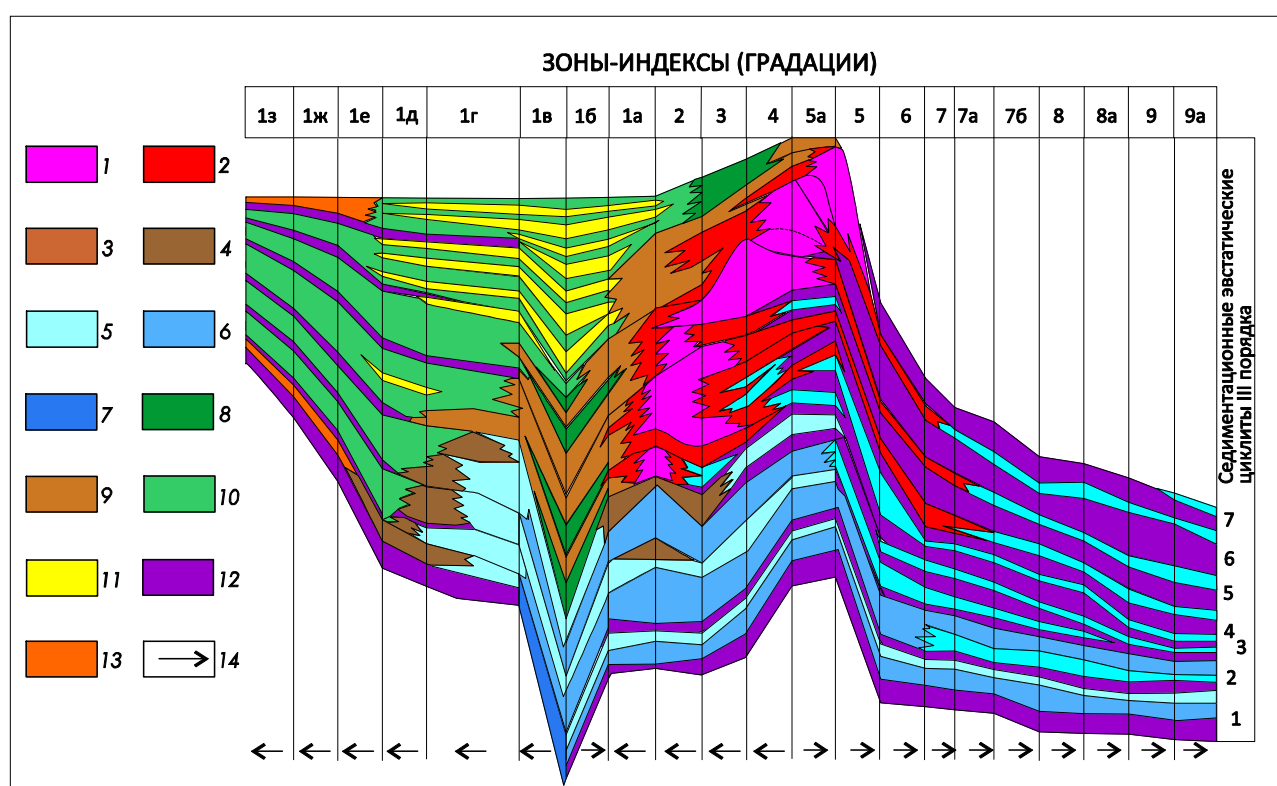


Рисунок 29 — Стандартная седиментационно-емкостная модель бентогенной карбонатной формации и ее параметры ([Седиментологическое моделирование ..., 2000] с упрощениями). Условные обозначения: 1–10 — генетические типы карбонатных отложений, 11 — гипсы, ангидриты и соли прибрежных лагун, 12, 13 — терригенно-карбонатные породы, 14 — направление уменьшения мощности по линии седиментационного градиента

В целом разнообразные динамические модели составляют теоретическую базу интегрированного математического моделирования формирования и эволюции осадочных бассейнов, технологически реализованного в специализированных



программных комплексах и включающего численный анализ теплопереноса в осадочной толще и фундаменте бассейна, эрозию и отложение осадков на поверхности бассейна, уплотнение и изменение с глубиной термофизических характеристик осадков (плотности, теплопроводности, теплоемкости), расчет тепловой эволюции в периоды термической реактивизации и растяжения литосферы бассейна и другие процессы [Галушкин, 2007].

Синтез результатов статического и динамического направлений достигается путем отождествления элементов АМ с элементами (состояниями и событиями — как результатами проявления определенных процессов) динамических моделей методом распространенной аналогии<sup>11</sup>, а точнее — на основании актуалистических экстраполяций по аналогии, при этом установление связей между элементами, составляющими данный объект, подразумевает возможность использования для целей сопоставления сходных объектов метода строгих аналогий [Черных, 2013]<sup>12</sup>. Такие сопоставления позволяют не только идентифицировать природу геологических элементов априорной модели, но и вносить в нее (модель) обоснованные изменения и дополнения. Например, седиментологический анализ керн в совокупности с интерпретацией материалов сейсморазведки дает возможность уточнить геометрию осадочных тел (рис. 24, б) и выполнить прогноз коллекторских свойств [Барабошкин, 2011], изучение катагенетической преобразованности нефтей позволяет идентифицировать вклад разновозрастных НГМТ в формирование залежей [Гончаров и др., 2010].

Априорные модели, дополненные пониманием особенностей формирования и эволюции (отногенеза) элементов изучаемой геологической системы, соответствующим образом скорректированные, назовем **концептуальными моделями (КМ)**, их характеристика приведена в табл. 2.

<sup>11</sup> Распространенная аналогия — вывод, в процессе которого на основании сходства явлений заключают о сходстве причин [Новейший философский словарь, 1998].

<sup>12</sup> С учетом ограничительного принципа мероно-таксономического несоответствия (С. В. Мейен), частным случаем которого является конвергенция — проявление сходных признаков в результате разных процессов.

Таблица 2 — Последовательность, цели, принципы и методы моделирования геологических систем

Последовательность изучения	Модель	Цель построения	Принципы (методы) построения модели		Краткая характеристика модели, ее содержание
1	Статическое	Систематизация накопленного фактического материала	Принцип Ченберлина (метод множественных гипотез)		Аналитическая зрительная визуализация. Тестовая (графическая или математическая) модель, эмпирически отображающая свойства элементов (НГМТ, флюидов, структурных форм, природных резервуаров и т. д.), структуры (связи преобразования, взаимные расположения и пространственные соотношения элементов) и морфологию изучаемой геологической системы
	Динамическое	Идентификация процессов и событий, определяющих наблюдаемые свойства (состояния) изучаемой геологической системы			Аналитическая графическая или математическая модель процессов формирования и эволюции элементов геологической системы
3	Концептуальная	Индуктивное упорядочивание гипотетических моделей элементов изучаемой геологической системы	Принцип актуализма (актуалистическая экстраполяция по аналогии)		Синтетическая статическая модель описательной рабочей гипотезы. Морфология изучаемой геологической системы, свойства элементов и особенности их композиции представлены на совокупность результатов проявления определенных процессов
4	Историческая	Приведение динамических моделей в соответствие с геологической шкалой	Принцип Ченберлина (метод множественных гипотез)		Графики процессов и событий, с геологическим временем в качестве одной из переменных, отражающих хронологию, события и критические рубежи эволюции геологической системы
	Ретроспективное	Статическая реконструкция обстановок прошлого			Палеогеологические карты, характеризующие обстановки и условия протекания процессов формирования и эволюции элементов ГС
5	Причинно-следственная		Историко-геологические принципы и основанные на них методы	Методы реконструкции времени	
				Методы палеогеологических реконструкций	
6	Прогнозная	Дедуктивная характеристика морфологии, генезиса s.l. 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

Ранее М. П. Покровским, в процессе критического анализа зет-системы Ю. А. Косыгина, были справедливо изложены следующие замечания: «объединение данных исследования квазистатических и динамических систем по принципу распространенной аналогии приводит к пониманию генезиса (обстановки, условий) тел и веществ, захороненных в недрах Земли... Получаемая модель — как будто бы генетическая — должна бы считаться ретроспективной в соответствии с даваемыми Ю. А. Косыгиным пояснениями... Однако в оригинале она никак не называется» [Покровский, 2014]. Если последнее замечание формально, то выявленное цитируемым автором смешение историко-геологических (ретроспективных) и онтогенетических (в настоящей работе они называются концептуальными) моделей в познавательном процессе представляет собой серьезную методологическую проблему. Решение этой проблемы видится следующим.

Как отмечено выше, в основе КМ лежат динамические модели, отражающие процессы формирования и эволюции элементов геологических систем — онтогенез. Такие процессы являются результатом функционирования системы более высокого ранга — обстановки осадконакопления, тектонической, геохимической и др. обстановок, которые в свою очередь являются предметом историко-геологических реконструкций.

В классических работах по литологии и тектонике неоднократно отмечена **независимость способа (процесса) от условий образования**, подчеркивается важность отдельного их рассмотрения и изучения. В частности, в литологии основным понятием, выражающим процесс образования, является генетический тип отложений, а выражающим условия накопления — обстановка осадконакопления [Фролов, 1995], «географическая фация». Определение генетического типа необходимо для дальнейшей палеогеографической расшифровки карт литофаций (фаций Грессли), электрофаций (В. С. Муромцев), сейсмофаций и прочих специализированных геополей. В тектонике процессы деформаций и структурообразования, определяющие генетический тип складок, также рассматриваются отдельно от обстановок (сжатия, растяжения, сдвига, транспрессии, транстенсии и др.), от-

ветственных за возникновение, геометрию и кинематику структурных парагенезов. «...Изучение физической природы складчатых и разрывных деформаций земной коры, основанное на приложении законов теории пластичности и реологии, сколь бы оно ни было глубоким и сколь бы остроумными и доказательными экспериментальными исследованиями ни подкреплялось, не может дать цельного представления о *закономерностях течения* (курсив мой. — А. П.) процессов развития тектонических структур» (цит. по [Шанцер, 1970]).

С учетом изложенного очевидно естественное ограничение прогнозных возможностей КМ, поскольку на данном этапе познавательного процесса они определяются граничными условиями применимости сравнительного геологического анализа, что часто подразумевает невозможность однозначного определения природы геологических аномалий и противоречивость их интерпретации в связи с недостаточной представительностью эталонных объектов или их отсутствием.

Итак, принимая КМ как онтогенетическую модель, отражающую зарождение и эволюцию элементов ГС, следует отметить, что ей свойственно существенное снижение вариативности, значения P1 и P2 часто статистически обоснованы, следовательно, она менее субъективна. Тем не менее, осознавая вероятностный характер любых умозаключений, выполненных методом аналогий, следует отметить, что принцип Чемберлина не теряет актуальности и на этой стадии исследований, при этом множество альтернативных КМ снижается относительно множества АМ за счет «преодоления конвергентной неопределенности» [Назаров, 1982], расширения набора специфических признаков у элементов априорных моделей. В целом КМ являются качественной основой для заложения разведочных скважин.

В заключение охарактеризуем КМ как синтетическую статическую модель описательной рабочей гипотезы с ограниченной прогностической функцией, служащую для **индуктивного упорядочивания** совокупности элементов и соответствующих им процессов. Основной принцип построения концептуальной модели — историко-геологический принцип актуализма, выраженный в известной формулировке «настоящее — ключ к познанию прошлого». Метод построения

КМ — актуалистическая экстраполяция по аналогии, в основе которой лежит отождествление пространственно-временных отношений и причинно-следственных связей, установленных по материалам изучения современных процессов или процессуальных реконструкций с геологическими процессами и событиями прошлого.

### 3.3. РЕТРОСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ И ПРОГНОЗНЫЕ МОДЕЛИ

**Ретроспективные** построения известны в геологии нефти и газа как историко-геологические или историко-генетические [Вассоевич и др., 1971], иными словами — модели, так как их оригиналы ретроспективных принадлежат геологическому прошлому. Такие модели (РМ) характеризуют:

- обстановки, непосредственно определяющие процессы формирования и эволюции структурных форм, природных резервуаров и других элементов изучаемых геологических систем;
- историю нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В основе исследований ретроспективного направления лежат известные историко-геологические принципы: 1) преемственности — обновления; 2) унаследованности — необратимости; 3) цикличности — направленности; 4) непрерывности — прерывистости; 5) последовательности напластования как последовательности событий<sup>13</sup>, основанные на указанных принципах методы, направленные на «интерпретацию обстановок и событий геологического прошлого, периодизацию их истории и выделение этапов развития... самой геоисторией наметившихся и чем-то обособившихся этапов, характеризующихся единством времени, пространства и условий» [Фролов, 1995].

Поскольку «структуры ретроспективных систем определяются реконструированными отношениями последовательности... и реконструированными при-

---

<sup>13</sup> Л. Л. Халфиным предложена следующая формулировка указанного принципа (принципа Н. Стенона): «Относительный возраст двух контактирующих тел установленного генезиса с очевидностью определяется их первичными пространственными соотношениями» [Халфин, 1967].

чинно-следственными связями» [Косыгин, 1974], целесообразно выделить два соответствующих их класса: исторические и причинно-следственные (см. табл. 2).

**Исторические реконструкции**, при построении которых время рассматривается как последовательность событий, являются производными *динамических моделей*, приведенных в соответствие с геохронологической шкалой (относительной или абсолютной), «на которую накладывается узор конкретных исторических событий жизни нашей планеты» [Хаин, Рябухин, 1997]. Примеры исторических реконструкций — графики погружения, графики генерации УВ (рис. 30), любые другие графики процессов и событий с геологическим временем в качестве одной из переменных. Например, «...цель реконструкции геологической и палеотемпературной истории — показать в геоисторическом развитии нефтяной системы (следующие события. — *Прим. авт.*): 1) *начало и достижение* этапа максимальной генерации и эмиграции нефти; 2) *наступление* пика миграционных потоков нефти и, следовательно, основного события в формировании нефтяных месторождений зоны аккумуляции; 3) *проявление* критического момента в функционировании нефтяной системы; 4) *время наступления* частичного, а затем полного истощения нефтегенерационного потенциала активных нефтематеринских пород; 5) *начало* главной зоны газообразования [Лопатин, 2006].

Специфическими для этого класса РМ являются методы расчленения и корреляции разрезов, в том числе методы установления стратиграфических соотношений между разнофациальными толщами [Корреляция разнофациальных..., 1969], а также методы реконструкции времени, основанные на вещественном составе пород, их физических и химических характеристиках, условиях залегания (тектоностратиграфия, сейсмостратиграфия, событийная стратиграфия, ритмостратиграфия, изотопная геохронология и др.), и, наконец, биостратиграфический метод. Порядок их проведения неоднократно и весьма полно описан в тематической литературе (см. [Степанов, Месежников, 1979] и др.) и не требует пояснений. Графическое представление (рис. 31) геологической истории включает, как правило, тектоностратиграфические схемы и схемы углеводородных систем [Никишин и др., 2008б].

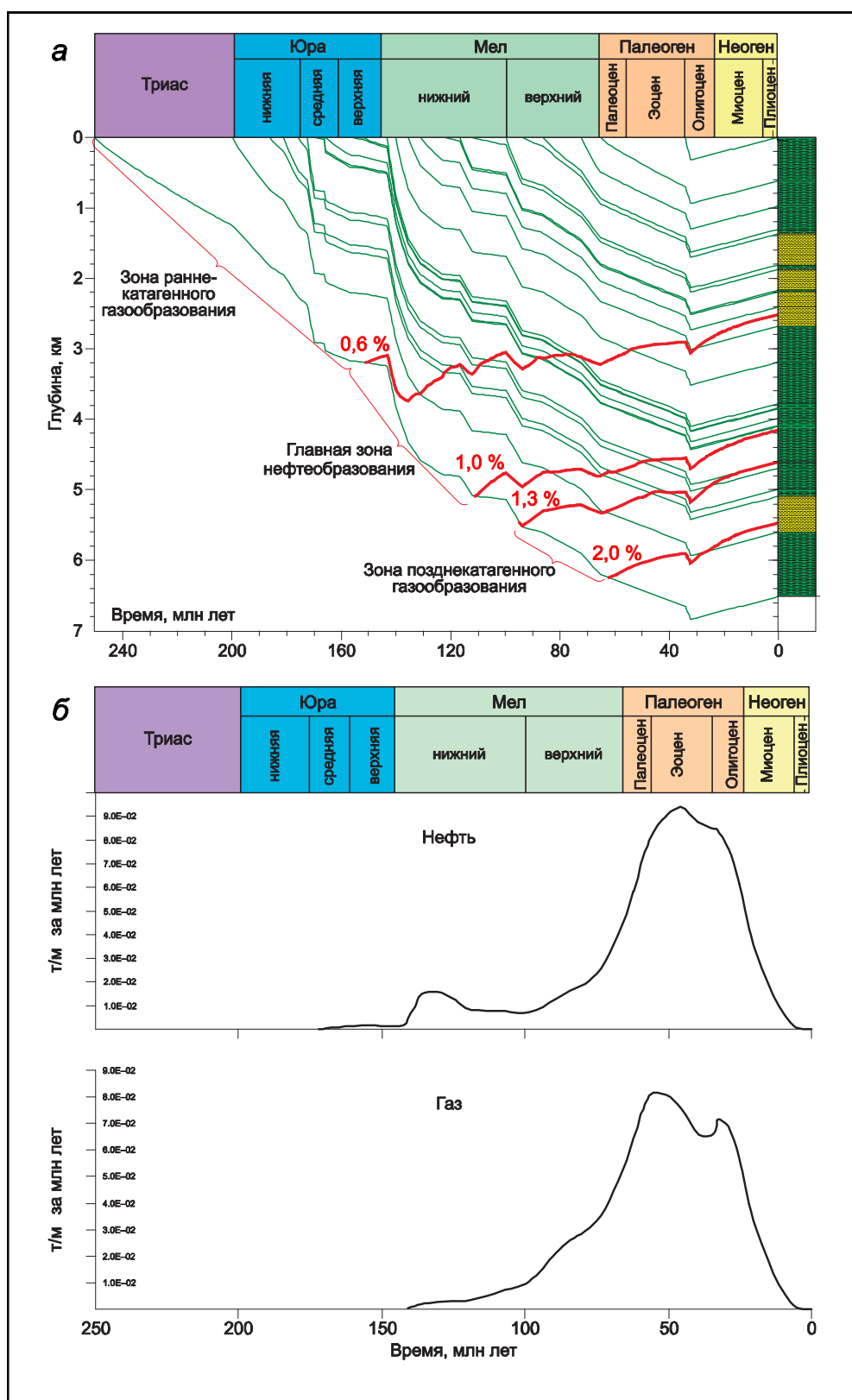


Рисунок 30 — Исторические модели. Реконструкция погружения осадочных комплексов в разрезе скв. Тюменская СГ-6 и время достижения этими комплексами значений отражательной способности витринита 0,6, 1,0, 1,3, 2,0 % (а) и скорость генерации жидких и газообразных углеводородов в нефтегазоматеринских комплексах скв. Тюменская СГ-6 (б) [Конторович, Бурштейн, Малышев и др., 2013]

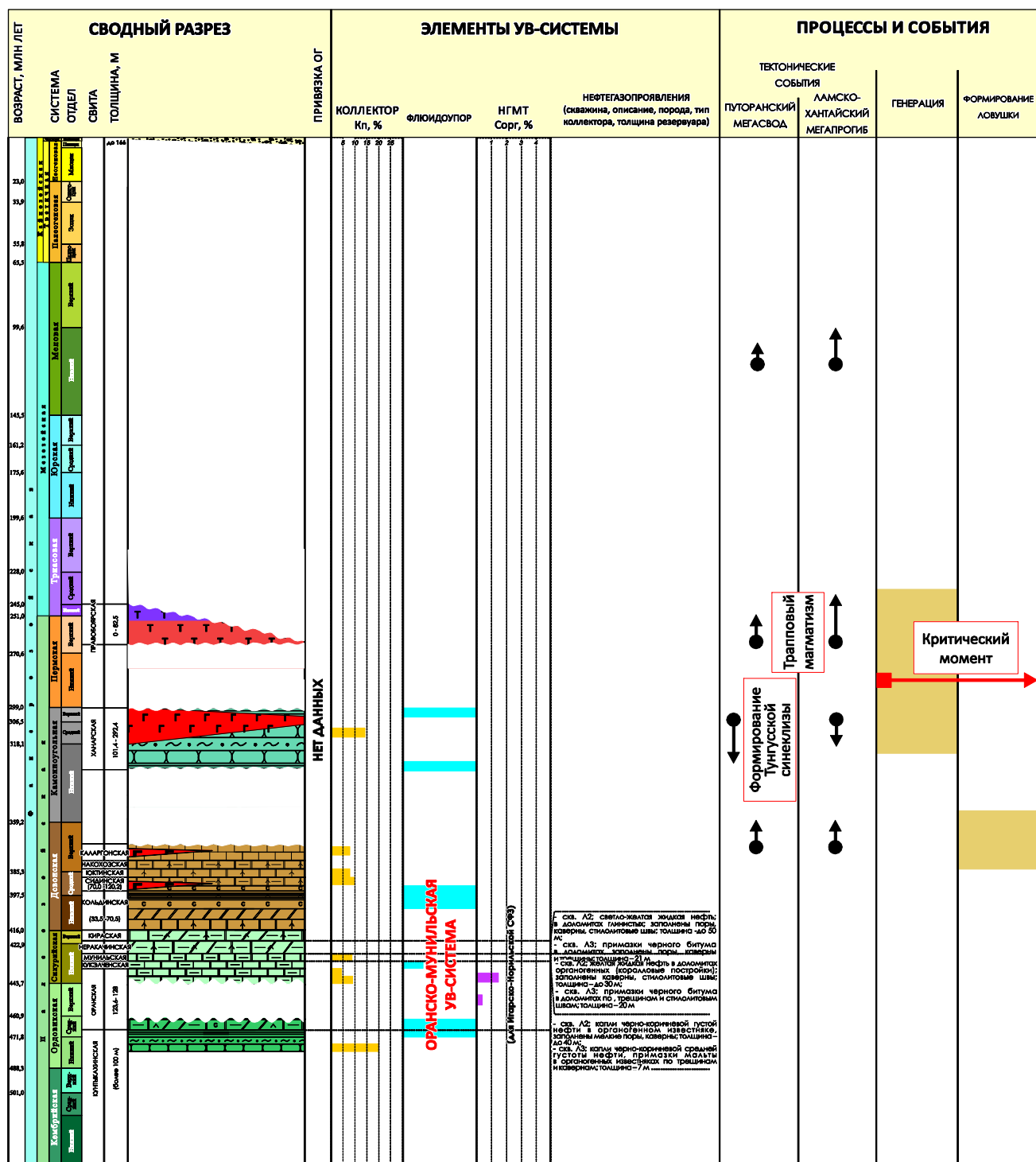


Рисунок 31 — История формирования оранско-мунильской углеводородной системы (север Лено-Тунгусского НГБ, плато Путорана)

Графическим отображением **причинно-следственных** реконструкций являются, например, палеогеографические или палеотектонические карты. Время при построении таких реконструкции представляется фиксированным (например, палеогеологическая карта предвендской эрозионной поверхности), по сути, они яв-



ляются *статическими реконструкциями* обстановок прошлого. Следовательно, принципы и методы таких реконструкций (помимо изложенных выше историко-геологических) аналогичны принципам и методам построения моделей статического направления (см. выше), дополненных, в зависимости от решаемых задач, специальными методами изучения палеотектонического развития территории, методами реконструкций палеорельефа и восстановления положения береговой линии, литолого-фациальным анализом — для установления взаимосвязи тектоники, палеогеоморфологии, палеоглубин бассейна осадконакопления и фаций, прогнозирования зон распространения отложений различных генетических типов, геометризации областей развития коллекторов, флюидоупоров и нефтегазоматеринских толщ.

Все ретроспективные модели являются гипотетическими, поскольку отображают не действительные существовавшие условия и события, а наши представления о них, основанные в целом на косвенных данных, субъективно истолкованных. Отсюда следует, что принцип Бергсона имеет огромное значение и на стадии ретроспективных построений. Поучительно в этом отношении высказывание французского геолога Ж. Гогеля: «залогом прогресса геологии будет такое положение, при котором гипотезы, даже наиболее популярные, постоянно подвергаются критическому рассмотрению и их выводы ставятся под сомнение. Гораздо хуже дать какому-либо явлению ложное объяснение, не позволяющее искать других объяснений и заводящее нас в тупик, чем отвергнуть это объяснение, и признать свое незнание. Надо уметь сознавать свое незнание» [Гогель, 1969].

Очевидно, что перечисленные историко-геологические построения не являются конечной целью нефтегазовой геологии при решении приведенной выше практической задачи — выявления особенностей формирования и закономерностей размещения месторождений нефти и газа, прогнозе нефтегазоносности. На данном этапе познавательного процесса, с учетом всего изложенного, у нас имеется три разновидности моделей:

1) концептуальные, характеризующие морфологию изучаемой геологической системы, свойства элементов и особенности их композиции как следствие проявления определенных процессов;

2) причинно-следственные, характеризующие обстановки и условия протекания таких процессов;

3) исторические, отражающие хронологию процессов и событий, критические рубежи эволюции изучаемой УВ-системы (метасистемы).

Итоговое создание практически значимых **прогнозных моделей (ПМ,** табл. 2) подразумевает интеграцию всех перечисленных построений для изучения формирования углеводородных систем в рамках осадочно-миграционной теории (рис. 32) с применением математического аппарата моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, а также для оценки влияния основных факторов, определяющих нефтегазообразование и нефтегазонакопление. Такие специализированные нефтегазогеологические модели отображают во всей полноте и сложности геологическое развитие территории исследований, отражая фазы седиментации и тектонического структурообразования, эрозии, перерывов в осадконакоплении, термokatалитическое преобразование РОВ, генерацию, миграцию и аккумуляцию УВ в масштабе геологического времени. Именно благодаря синтезу объективных фактических данных с гипотезами и обобщениями разной степени идеализации итоговые ПМ существенно расширяют наши представления об изучаемых геологических системах, позволяя уже с **дедуктивных позиций** охарактеризовать те их элементы, свойства и отношения, которые ранее не могли быть должным образом охарактеризованы (см. рис. 25). Важной отличительной особенностью прогнозной модели является ее *детерминированность*, необходимая для производственного эксперимента (принимается наиболее вероятная и непротиворечивая рабочая гипотеза).

Проиллюстрирую указанный подход. Предположим, в границах территории исследований выделено 5 антиклинальных поисковых объектов. Затем пробурено 2 скважины, одной открыто месторождение, вторая сухая, отсутствует коллектор (рис. 33).

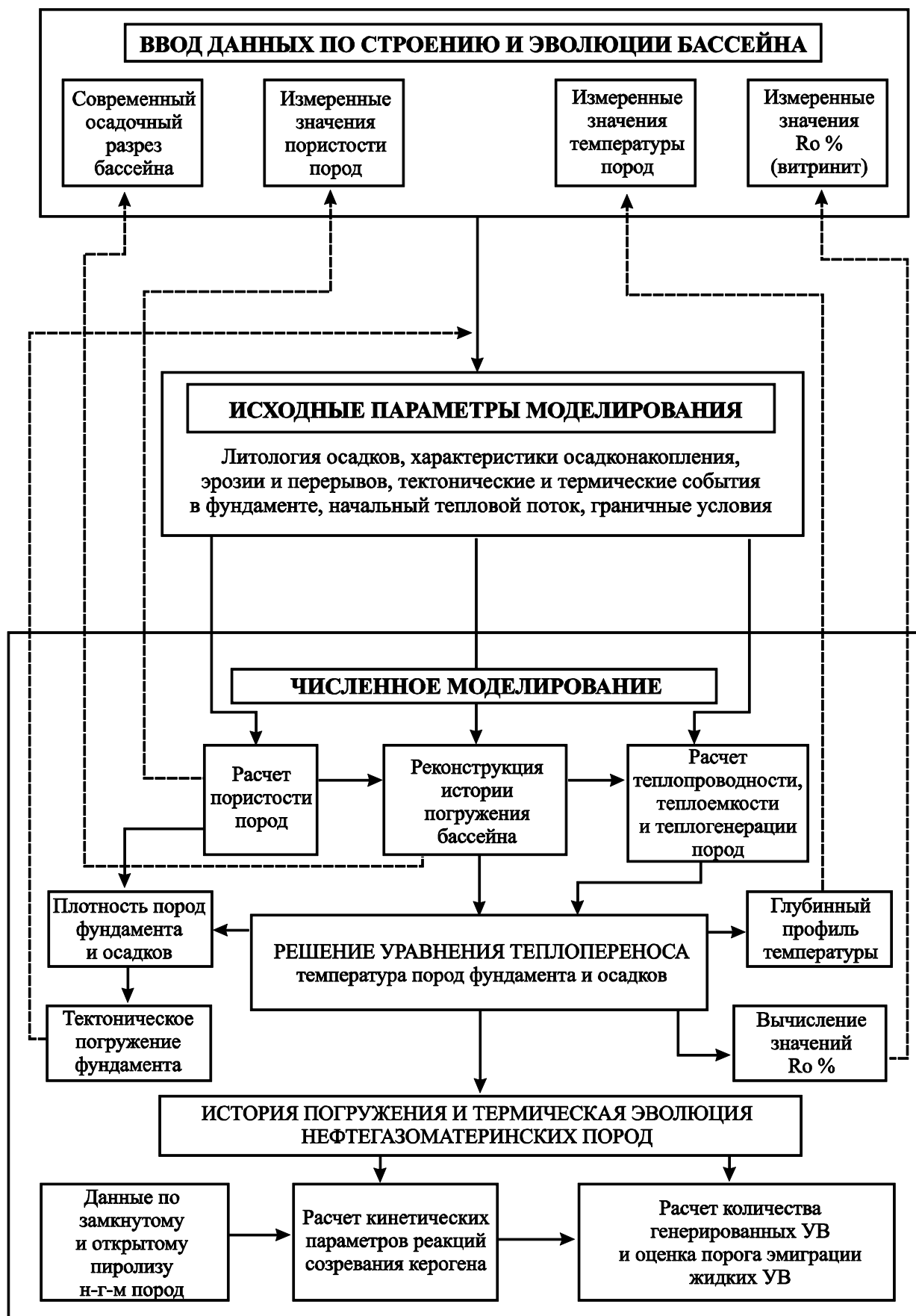


Рисунок 32 — Принцип построения и основные блоки системы моделирования бассейнов ГАЛО [Галушкин, 2007]

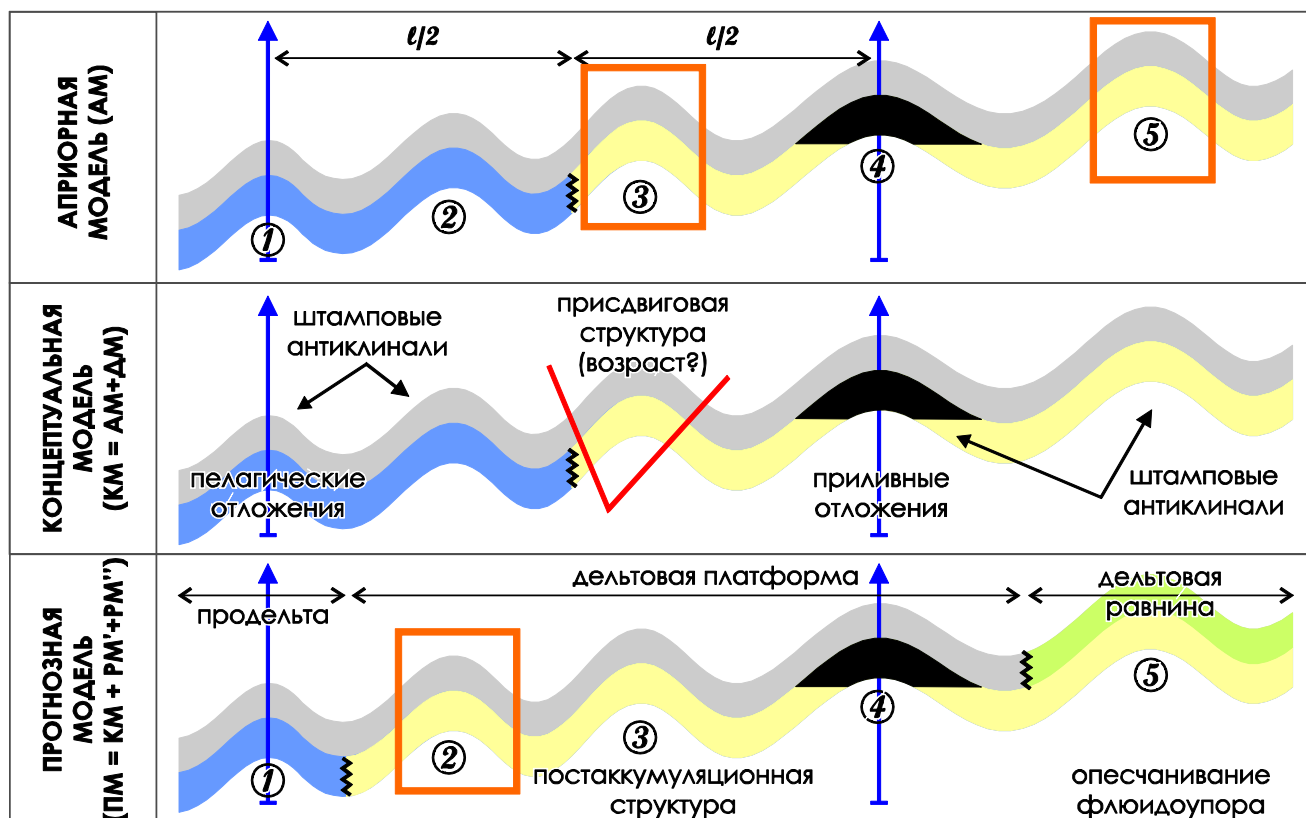


Рисунок 33 — Априорная, концептуальная и прогнозная модели при проведении поисково-разведочных работ

Априорная модель следующая: замещение коллектора наметим на половине расстояния между скважинами, что даст основание выделить 2 перспективных объекта 3 и 5, они выделены оранжевым.

В концептуальной модели охарактеризуем генетический тип вскрытых скважинами отложений в составе резервуара и его стратиграфического аналога: это приливный и пелагический типы соответственно. Также установлено, что в отличие от преобладающих в границах территории исследований штамповых складок складка 3 имеет сдвиговую природу, что может быть связано с отличным от прочих складок временем ее формирования.

С использованием исторических реконструкций установлено, что структура 3 возникла после критического момента углеводородной системы, то есть является малоперспективной. Ретроспективные реконструкции второго типа — литолого-фациальные, позволили оконтурить область отсутствия коллекторов

(продельту) и предположить существование в районе структуры 5 области развития континентальных отложений, где велика вероятность опесчанивания флюидоупора.

Итоговая прогнозная модель принципиально отличается от априорной, единственным объектом для проведения геологоразведочных работ остается 2-й (рис. 33). Естественно, такая модель будет уточняться по результатам последующего бурения и увеличения степени изученности.

ПМ могут быть представлены в современных программных продуктах либо как интегрированные модели, либо процессуально, путем создания графических моделей, характеризующих определенные этапы геологического развития, последовательное рассмотрение которых позволяет восстановить историю нефтегазообразования и нефтегазонакопления (рис. 34), либо путем трансформации 4D-построений (3D + время):

1) в принципиальные схемы формирования и размещения месторождений нефти и газа, служащие для обоснования направлений геологоразведочных работ (рис. 35);

2) карты перспектив нефтегазоносности, отображающие относительную перспективность территории исследований, специализированные по ведущему критерию (структурно-тектоническому, литологическому, по изучению нефтегенерационного потенциала пород) или по совокупности критериев, служащие для выбора приоритетных площадей поисково-разведочных работ (см. рис. 49).

С учетом изложенного ПМ представляет собой нефтегазогеологическую квинтэссенцию междисциплинарных исследований, детерминированную модель, обобщающую фактические данные, онтогенетические и историко-геологические построения, статическую модель объяснительной рабочей гипотезы, 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.

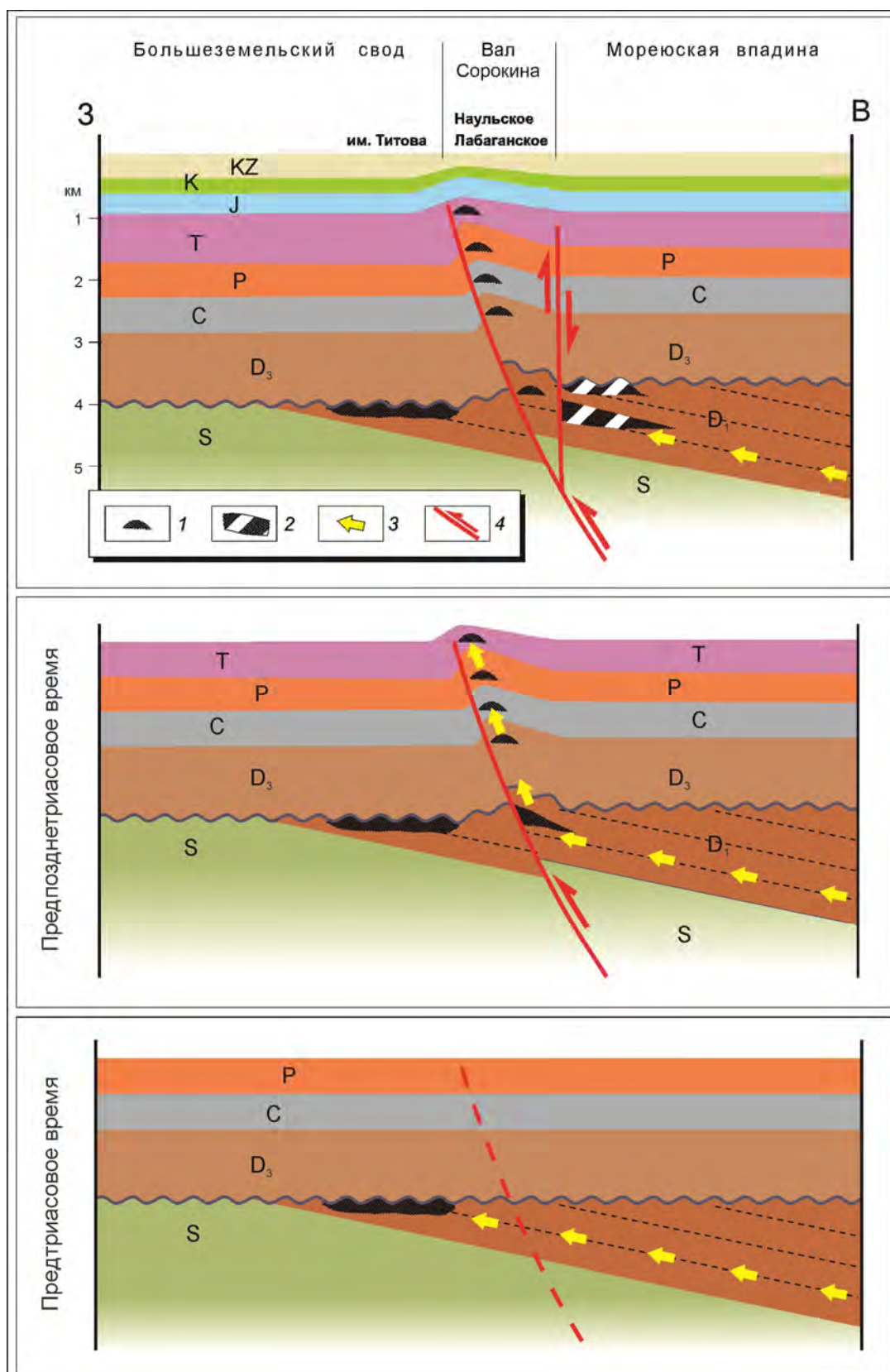


Рисунок 34 — Схема формирования нефтяных залежей в районе сочленения Большеземельского свода, вала Сорокина и Мореюской впадины [Зверев и др., 2011]. Условные обозначения: 1 — нефтяные залежи, 2 — предполагаемые нефтяные залежи, 3 — направления миграции нефти, 4 — взбросо-надвижки с указанием направления смещения

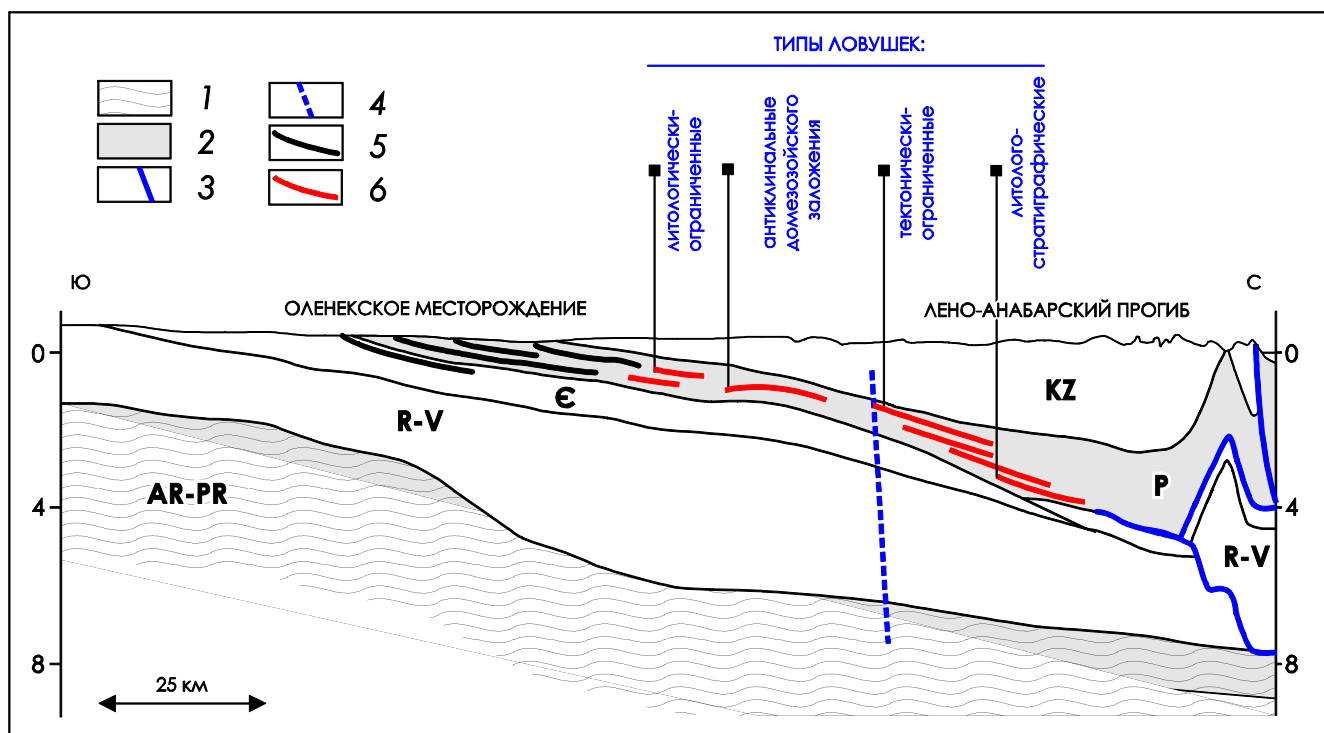


Рисунок 35 — Принципиальная схема перспектив нефтегазоносности восточной части Лено-Анабарского прогиба [Поляков и др., 2011, Булгаков и др., 2022]. Условные обозначения: 1 — складчатый фундамент, 2 — пермские терригенные отложения, 3 — надвиги, 4 — дизъюнктивные дислокации — латеральные флюидоупоры, 5 — выявленные залежи битумов, 6 — прогнозные залежи битумов и нефти

Основной метод построения прогнозной модели — историко-геолого-геохимический (в данном случае метод рассматривается и как принцип, т. е. подход к сбору и рассмотрению геологического материала, «базирующийся на основных положениях учения о нефтегазоносных бассейнах: на осадочно-миграционной теории нефтегазообразования, фундаментальном представлении о главной фазе нефтеобразования, теории стадийности нефтегазообразования» [Соколов и др., 1991]).

### 3.4. МЕТОДОЛОГИЯ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ ИЗУЧАЕМЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Рассмотрение специфики системных исследований при поисках и разведке месторождений нефти и газа показало, что предложенная Ю. А. Косыгиным и В. А. Соловьёвым методологическая система в большой мере отражает сложив-



шуюся этапность исследований (см. [Геология для нефтяников, 2011; Интегрированный подход..., 2008] и др.) при решении задач геологоразведки. Выявленные отличия, однако, существенны и в табличной форме приведены ниже (табл. 3).

Кроме этого, следует еще раз обратить внимание на тот факт, что абстракция и идеализация, сопровождающие экстраполяцию причинно-следственных связей и пространственно-временных отношений в глубинные области Земли и за пределы современной эпохи, их неизбежная гипотетичность приводят к вариативности прогнозных моделей, т. е. к риску. Есть ли у нас возможность эту вариативность снизить?

В начале 2000-х годов коллективом ВНИГНИ под руководством В. С. Славкина была предложена концепция *мониторинга* моделей геологического строения месторождений и перспективных объектов для отслеживания кардинальных изменений и противоречий, возникающих в результате проведения поисково-разведочных работ, при поступлении дополнительной геологической информации или переинтерпретации существующей, иными словами — для **верификации** [Алексеев, Федоров, Савенко, 2009] и **актуализации прогнозной модели**.

Если искомую методологическую систему, с учетом изложенного, 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 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 обоснования поисково-разведочных работ** (рис. 36). Ниже представлены результаты апробации предложенного подхода на территории Нижнеенисейского района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Проиллюстрирована эволюция геологической модели Пайяхского месторождения — от априорной к прогнозной, от собственно Пайяхского месторождения к Пайяхской зоне нефтенакопления, результаты ее верификации и актуализации.

Таблица 3 — Принципиальные отличия в этапах познавательного процесса между зет-системой Ю. А. Косыгина и сложившейся последовательностью изучения геологических систем в нефтегазовой геологии

Этапы познавательного процесса	Зет-система [Косыгин, 1974; Косыгин, 1988]	Результат	Примечание	Сложившаяся последовательность изучения геологических систем в нефтегазовой геологии	Результат
1	Сравнивая статическую систему, ее элементы и связи с результатами некоторого наблюдаемого в природе, воспроизводимого экспериментально или построенного теоретически процесса, мы по распространённой аналогии можем представить себе нашу систему как результат аналогичного процесса	С-Д-модель, без названия, служащая для понимания «генезиса (обстановки, условий), ... тел и веществ, захороненных в недрах Земли»	1. Нет существенной разницы между принципами построения С-Д- и Р-моделей — принципами аналогии и актуализма 2. Как следствие — С-Д-модель представляется ретроспективной в соответствии с пояснениями Ю. А. Косыгина 3. Невсен способ перехода от датированных С-Д-моделей к обстановкам и событиям геологического прошлого	Синтез результатов изучения статических и динамических систем достигается путем отожествления элементов априорной модели с элементами (состояниями и событиями — как результатами проявления определенных процессов) динамических моделей на основании актуалистических экстраполяций по аналогии	Концептуальная модель — априорная модель, дополненная пониманием особенностей формирования и эволюции (ототенеза) элементов изучаемой геологической системы, соответствующим образом скорректированная
2	В соответствии с принципом актуализма сделанная реконструкция переносится в то время геологического прошлого, которое отвечает времени формирования исследуемых захороненных в недрах Земли тел и веществ	Ретроспективная модель — датированная С-Д-модель — служащая для «восстановления событий и обстановки геологического прошлого»		«Интерпретация обстановок геологического прошлого, (их) периодизация их истории и выделение этапов развития...» [Фролов, 1995]	Исторические модели (РМ'), отражающие хронологию процессов и событий, определяющих нефтегазообразование и нефтегазоанакопление  Причинно-следственные модели (РМ''), характеризующие обстановки и условия протекания таких процессов
3	Модель статической системы дополняется, корректируется или строится заново с использованием ретроспективных реконструкций	Прогнозная модель — уточненная и дополненная модель исходной статической системы либо аналогичных систем, для которых в силу недостаточности их изученности модели не были построены	Создание на основе ретроспективной (Р-) модели статической прогнозной модели (Ст-модели), способ не указан	Синтез объективных фактологических данных (КМ) с гипотезами и обобщениями разной степени идеализации (РМ1, РМ2)	Специализированная нефтегазogeологическая прогнозная модель, используемая для дедуктивной характеристики морфологии, генезиса s.l. и свойств элементов изучаемой геологической системы, процессов и событий, определяющих формирование и размещение залежей нефти и газа
4	Практический результат реализуется путем дополнительных исследований (разведочных работ)			Производственный эксперимент, «часть материального производства и метод научного познания» [Назаров, 1982]	
5	С получением новых данных, либо непосредственно наблюдаемых, либо полученных в результате дополнительных ретроспективных построений, прогнозная модель дополняется и изменяется		Графически не отражено в зет-системе	Накопление фактического материала сопровождается верификацией, уточнением или пересмотром прогнозной модели, а в случае выявления существенных противоречий — формулированием новой рабочей гипотезы	

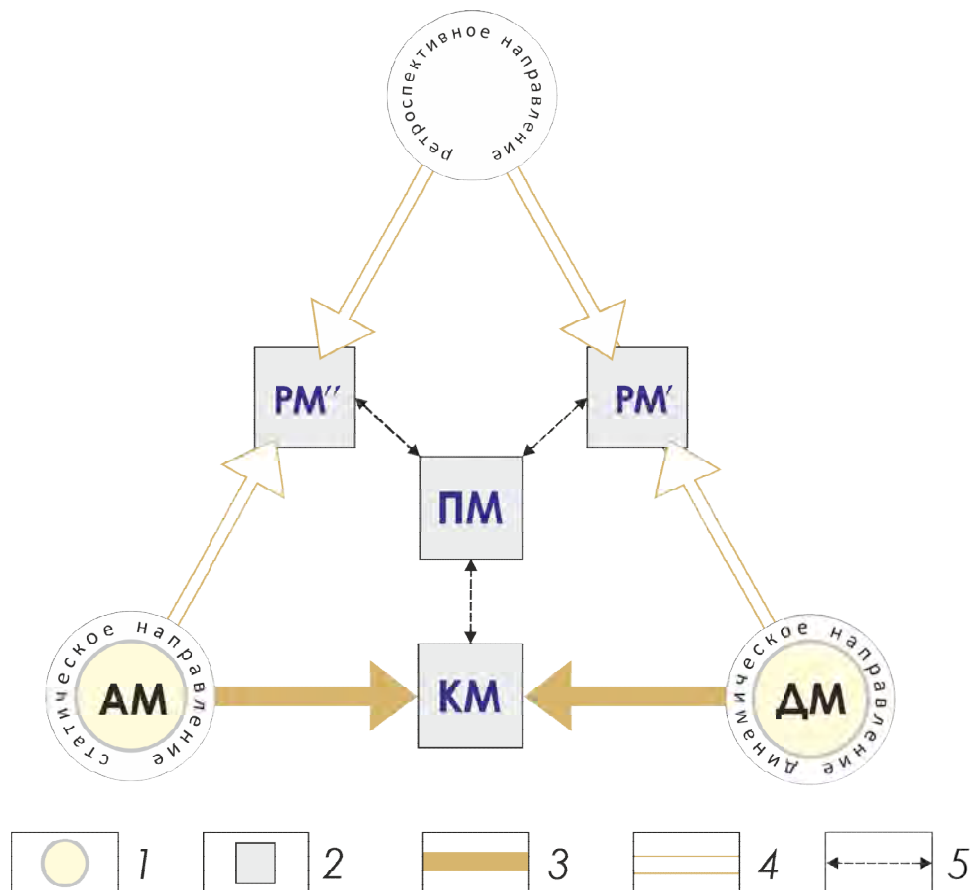


Рисунок 36 — Методология снижения неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем. Условные обозначения: АМ — априорная модель; ДМ — динамическая модель; КМ — концептуальная модель; РМ — ретроспективные модели: РМ' — первого типа (историческая), РМ'' — второго типа (причинно-следственная); ПМ — прогнозная модель. Модели: 1 — аналитические, 2 — синтетические; 3 — синтез по принципу актуалистических интерполяций по аналогии, 4 — построение ретроспективной модели с использованием историко-геологических принципов, 5 — построение, верификация и актуализация прогнозных моделей

### 3.5. АПРОБАЦИЯ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДОЛОГИИ

Пайяхское месторождение, рассматриваемое в настоящей работе в качестве одноименной зоны нефтенакопления (ЗНН), объединяющей несколько смежных площадей поисково-разведочных работ, «характеризующихся общностью механизма аккумуляции углеводородов» [Золотов и др., 1987], расположено на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края, в 400 километрах севернее Полярного круга и в нефтегеологическом отношении входит

в состав Нижнеенисейского НГР Енисейско-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 11).

Пайяхское месторождение открыто в 1990 году одноименной параметрической скважиной, в процессе испытаний которой получен приток нефти дебитом  $33 \text{ м}^3/\text{сут}$  из песчаников шуратовской свиты. Запасы месторождения неоднократно пересматривались из-за неоднозначных представлений о природе ловушки и ее конфигурации.

За время изучения Пайяхского месторождения, в период с 2013 по 2024 год, автором, совместно с коллегами из научных и производственных организаций, были рассмотрены вопросы формирования залежей нефти и газа в границах территории исследований, особенности их геологического строения, уточнены ресурсная база и добычные характеристики, предложена и успешно реализуется программа геологоразведочных работ и опытно-промышленной разработки.

В настоящем разделе хотелось бы отразить относительно небольшой (с 2017 по 2019 г.) период геологоразведочного процесса как совокупности производственных и научно-исследовательских работ, сыгравший, однако, ключевую роль в раскрытии потенциала нефтеносности территории Нижнеенисейского НГР.

В 2017 году коллективу АО «Таймырнефтегаз» была поставлена задача выбора первоочередного участка опытно-промышленной эксплуатации. К этому моменту в границах месторождения было пробурено 9 скважин, из которых 6 продуктивные и 1 (Пх-5) недобурена до проектного горизонта, а также выполнено 3 операции большеобъемного гидроразрыва пласта (ГРП), в результате чего были получены дебиты нефти до  $40 \text{ т/сут}$  с различной степенью обводненности продукции. Завершалась интерпретация сейсморазведки 3D, выполненной в сезоне 2014–2016 годов в объеме  $700 \text{ км}^2$ .

Принятие решения по размещению скважин эксплуатационного бурения было затруднено в силу недостаточной экономической эффективности организации нефтедобывающего предприятия в арктической тундре, на расстоянии 150 км от ближайшего города Дудинка, строительства комплекса нефтепромысловой инфраструктуры, дорог, морского нефтеналивного терминала и объектов энергети-

ки при фактических дебитах наклонно направленных скважин до 40 т/сут и прогнозных дебитах горизонтальных скважин — до 120 т/сут. 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, первоочередная разработка которых придала бы импульс промышленному освоению Пайяхской зоны нефтенакпления в целом.

С этих позиций было принято решение о бурении одной поисковой скважины и одной разведочной, а также последующем их освоении с проведением ГРП для корректного определения добычных свойств и выбора первоочередного района эксплуатационного бурения. В рамках реализации программы было доставлено 20 тыс. т грузов: зимой — через Северный морской путь, с использованием сухогрузов ледокольного класса, выгрузкой на припай, и далее по зимним автодорогам (рис. 37), а летом — с использованием тяжелых вертолетов Ми-26. К основным задачам исследований в части геологического строения Пайяхского месторождения и перспектив нефтегазоносности прилегающей территории Нижнеенисейского НГР относились:

- 1) уточнение геологического строения, запасов нефти и растворенного газа Пайяхского месторождения, прогноз распределения коллекторских свойств по площади, выделение областей распространения нефтенасыщенных коллекторов с повышенными емкостными и фильтрационными свойствами для заложения разведочной скважины;
- 2) выбор приоритетного объекта поискового бурения, характеризующегося наименьшим геологическим риском, существенными ресурсами нефти и высокими добычными характеристиками;
- 3) комплексная интерпретация результатов производственных, лабораторных и тематических работ по результатам поисково-разведочного бурения для принятия решения о целесообразности бурения эксплуатационных скважин и организации нефтепромысла в целом.



Рисунок 37 — Выгрузка на припай груза, доставленного по Северному морскому пути в районе п. Байкаловск (а), и мобилизация БУ ЗД-76 на Иркинскую площадь по зимним автодорогам (б)



Перечисленные задачи решались в **рамках предложенной методологии** снижения неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем.

### 3.5.1. АПРИОРНАЯ МОДЕЛЬ

Априорная модель (АМ) выше была определена как эмпирическая визуализация описательной рабочей гипотезы с минимальной прогностической функцией. С этой позиции АМ Пайяхского месторождения в полной мере отражена в апробированном в Государственной комиссии оперативном подсчете запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.01.2015 г. (рис. 38).

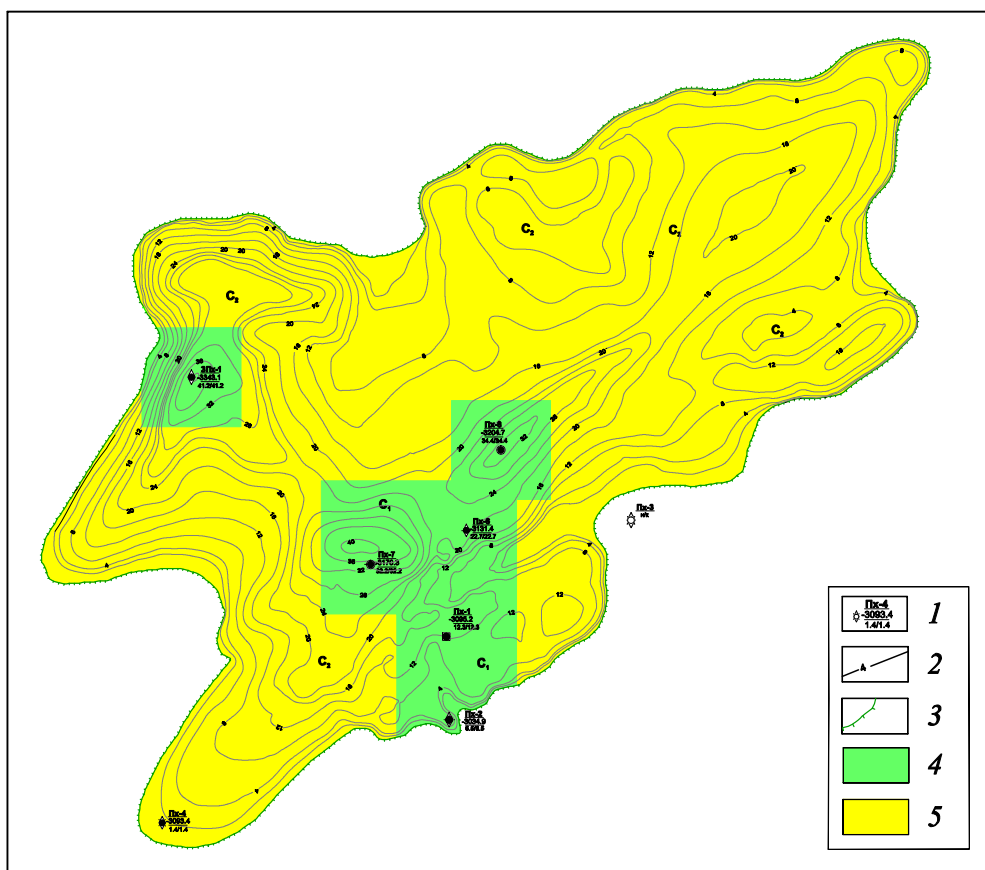


Рисунок 38 — Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи пласта Нх I–IV (по материалам оперативного подсчета запасов нефти и растворённого газа Пайяхского месторождения на 01.01.2015 г.). Условные обозначения: 1 — пробуренные скважины, их номер, абсолютная отметка кровли пласта НХ I–IV, эффективная нефтенасыщенная толщина, м; 2 — изопахиты нефтенасыщенных толщин; 3 — граница зоны распространения коллекторов; 4 — запасы нефти категории  $C_1$ ; 5 — запасы нефти категории  $C_2$



Нефтеносность Пайяхского месторождения связана с песчаниками нижней части разреза шуратовской свиты (пласты Нх I–IV). Глубина залегания продуктивных отложений — 3300–3600 м. Коллекторы характеризуются высокой пористостью (до 20 %), ультранизкой проницаемостью (0,1–1,0 мД) и резкой изменчивостью нефтенасыщенных толщин. Отмечено аномально высокое пластовое давление,  $K_a$  достигает 1,7. Водонефтяной контакт не установлен, что, с учетом данных по избыточному давлению, позволило предположить существование совокупности несводовых литологически экранированных залежей (рис. 39) с этажом нефтеносности более 300 м. Флюидоупором служат повсеместно распространенные аргиллиты средней части шуратовской свиты (аналогичные надачимовской пачке центральных областей Западной Сибири). Нефть легкая (0,826 г/см<sup>3</sup>), мало-сернистая (0,1–0,2 %), парафинистая (>4 %).

Границы залежей и распределение нефтенасыщенных толщин были приняты по результатам комплексной интерпретации материалов бурения и сейсморазведки 2D, чему способствовали благоприятные сейсмогеологические условия — резкая контрастность акустических свойств высокоскоростных песчаников и низкоскоростных вмещающих глин, приводящая к значительному изменению интенсивности и формы сейсмической записи при появлении в разрезе высокоимпедансных песчаников [Исаев и др., 2015]. Проницаемость, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности были определены по данным исследования керна и материалам геофизических исследований скважин. Плотность нефти, пересчетный коэффициент и газосодержание приняты по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб. КИН экспертно принят равным 0,3.

Необходимо отметить, что в соответствии с принципом Чемберлина (множественных рабочих гипотез, основанных на едином фактическом материале, но отражающих различные точки зрения на геологическое строение и нефтегазонасность территории исследований) при подсчете запасов нами была рассмотрена возможность картирования отдельных песчаных тел, распространение которых

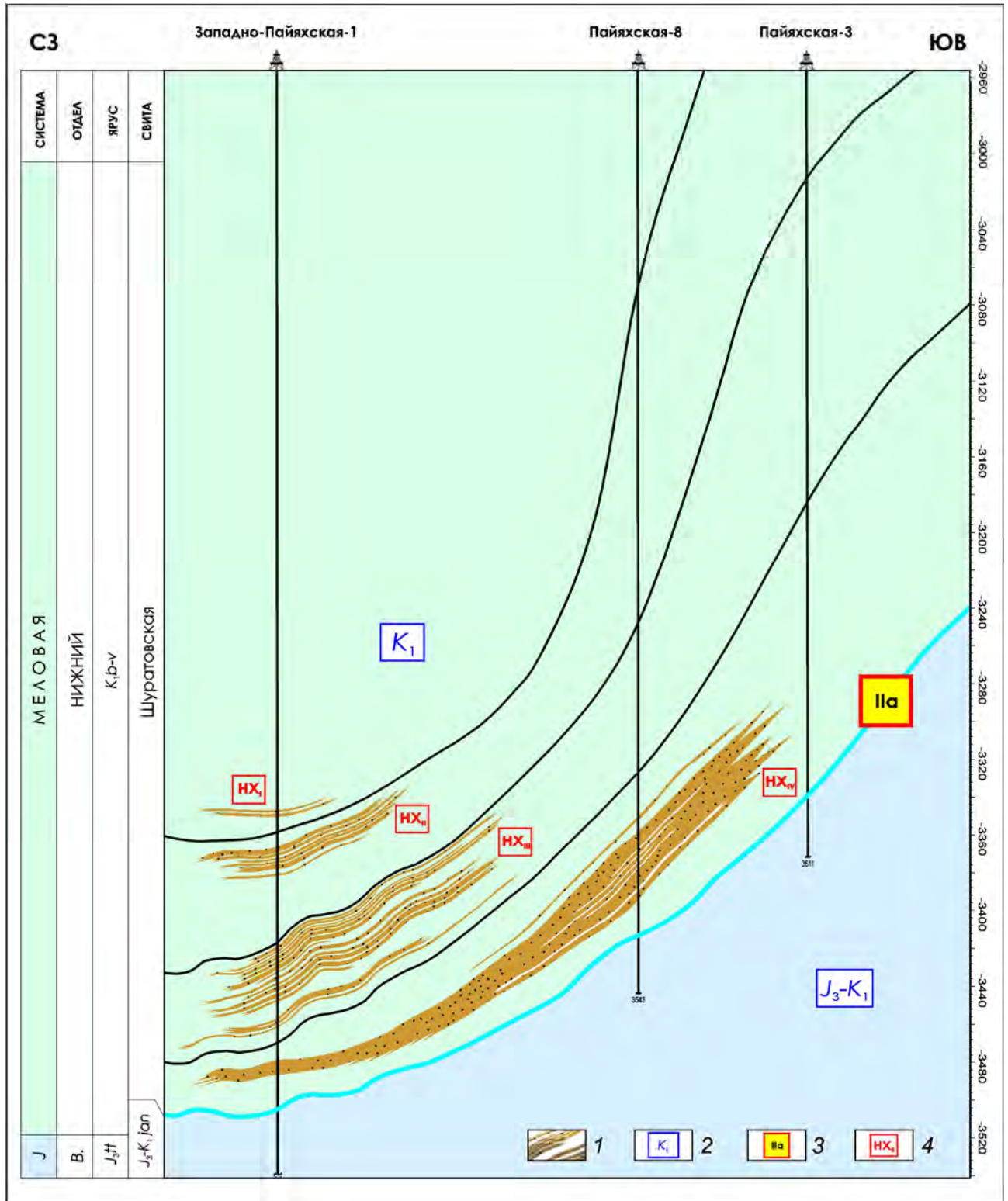


Рисунок 39 — Сейсмогеологический разрез продуктивных отложений Пайяхского месторождения [Климова, Кучерявенко, Поляков, 2017]. Условные обозначения: 1 — нефтенасыщенные песчано-алевритовые пласты шуратовской свиты; индексы: 2 — стратиграфических подразделений, 3 — отражающих горизонтов, 4 — продуктивных пластов

носит вложенный, маятниковый характер. Указанная особенность была установлена А. А. Неждановым при детальном анализе строения ачимовских резервуаров Самбургско-Уренгойской зоны [Геология и нефтегазоносность..., 2000], однако ограниченная разрешенность материалов сейсморазведки 2D оказалась недостаточной для уверенного оконтуривания областей развития отдельных песчаных пластов и не позволила подтвердить схожий характер их распространения на Пайяхском месторождении. Тем не менее эта гипотеза в дальнейшем сыграла важную роль при изучении Пайяхской ЗНН.

Очевидно, что основная, естественная для моделей месторождений, связанных с седиментационными линзами, неопределенность при подсчете запасов (и соответствующий риск при проведении поисково-разведочных работ) обусловлена резкой изменчивостью коллекторских свойств, выклиниванием или литологическим замещением песчаников шуратовской свиты, закономерности распространения которых на данном этапе познавательного процесса не были установлены. Также неясными, в рамках априорной модели, остались условия формирования залежей Пайяхского месторождения, т. е. взаимоотношения между системой и метасистемой, понимание которых необходимо для обоснования проведения поисковых работ на прилегающей к Пайяхскому месторождению территории Нижнеенисейского НГР, где на основании изучения динамических характеристик сейсмической записи были намечены несколько перспективных объектов, связанных, как и залежи Пайяхского месторождения, с литологическими ловушками в ачимовских песчаниках шуратовской свиты (рис. 40).

Задачи снижения перечисленных неопределенностей решались при построении концептуальной модели: на основании комплексной интерпретации материалов бурения, 3D-сейсморазведки сезона 2014–2016 годов, исследований керна и пластовых флюидов.



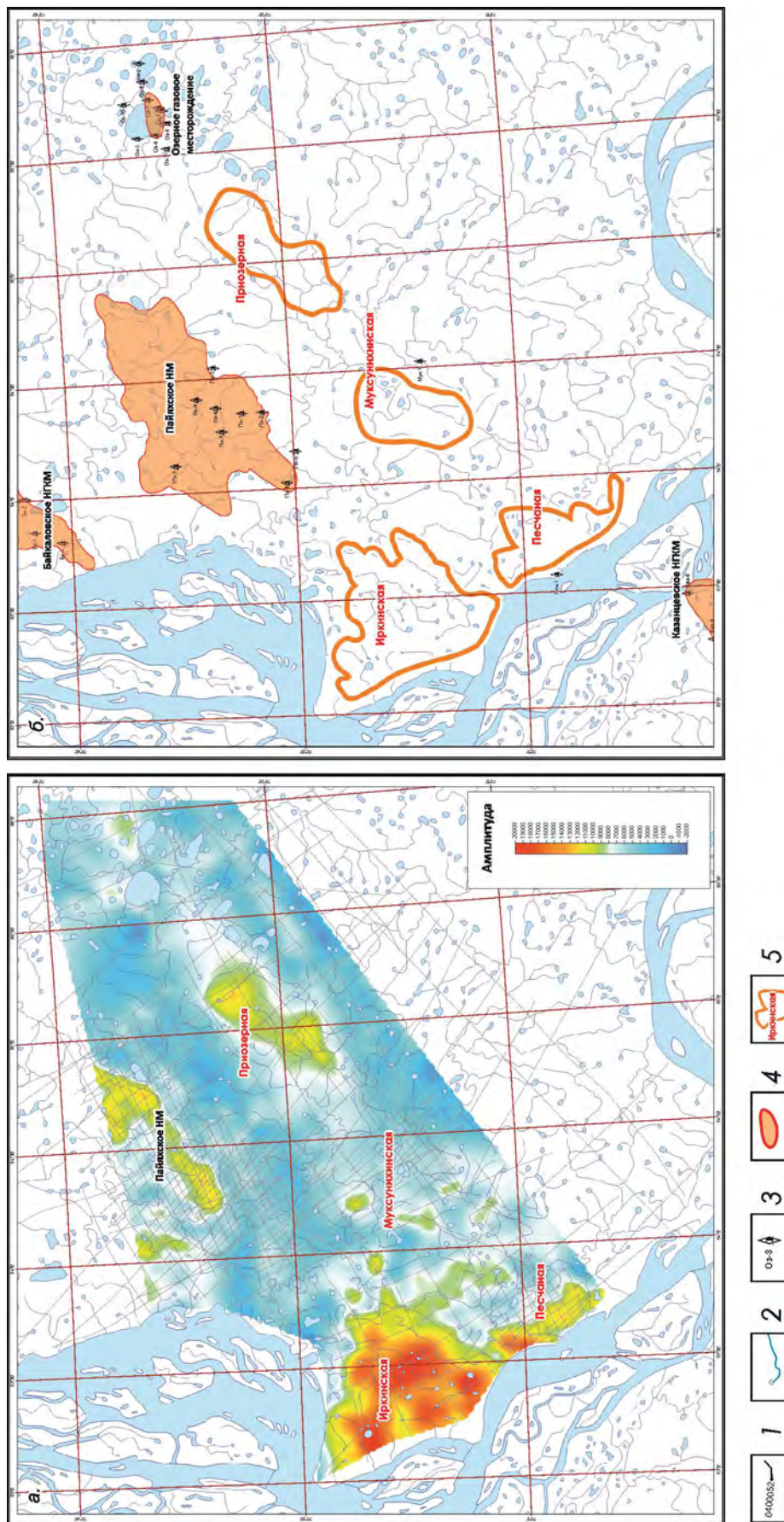


Рисунок 40 — Карта аномалий атрибута «амплитуда» [Исаев, 2015], предположительно связанных с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа в составе нижней части разреза шуратовской свиты (а), и карта месторождений и перспективных объектов (б). Условные обозначения: 1 — сейсмические профили, 2 — реки, 3 — озера, 3 — скважины, законченные бурением, их номер, 4 — месторождения УВ, 5 — перспективные объекты, названия площадей поисковых работ

### 3.5.2. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ

Построение концептуальных моделей (КМ) предполагает использование процессуальных реконструкций образования и эволюции природных резервуаров и НГМТ, структурных форм и ловушек УВ, генерации, миграции и аккумуляции для сопоставления элементов априорной модели с результатами проявления перечисленных процессов и для соответствующей корректировки АМ с учетом особенностей онтогенеза элементов изучаемой геологической системы.

Исходя из методологической установки целесообразности (см. выше), для снижения отмеченных выше неопределенностей, присущих априорной модели Пайяхского месторождения, при построении КМ необходимыми и достаточными были признаны реконструкции:

- 1) процессов формирования песчаников шуратовской свиты Пайяхского месторождения — для установления их связи с палеогеологическими элементами, уточнения границ областей распространения пород-коллекторов и прогнозирования распределения коллекторских свойств;
- 2) процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления — для выяснения пространственных соотношений между очагом генерации и областью аккумуляции, установления поисковых критериев и ранжирования перспективных объектов на прилегающей территории Нижнеенисейского НГР.

Как отмечено в главе 2, формирование ачимовских песчаников связывается с «поступлением к подножьям неокомских шельфовых террас песчано-алевритовых потоков различной плотности и оползней» (см. [Приобская нефтеносная зона..., 1996; Геология и нефтегазоносность..., 2000; Гурари, 2003; Сейсмогеологическое изучение..., 1990] и др.). Именно с такими относительно глубоководными фондоформными песчаниками, области распространения которых на временных разрезах характеризуются интенсивными динамическими аномалиям сейсмической записи, связаны нефтеносность Пайяхского месторождения (рис. 21, 41, 42) и перспективы выявленных объектов на прилегающей территории Нижнеенисейского НГР.



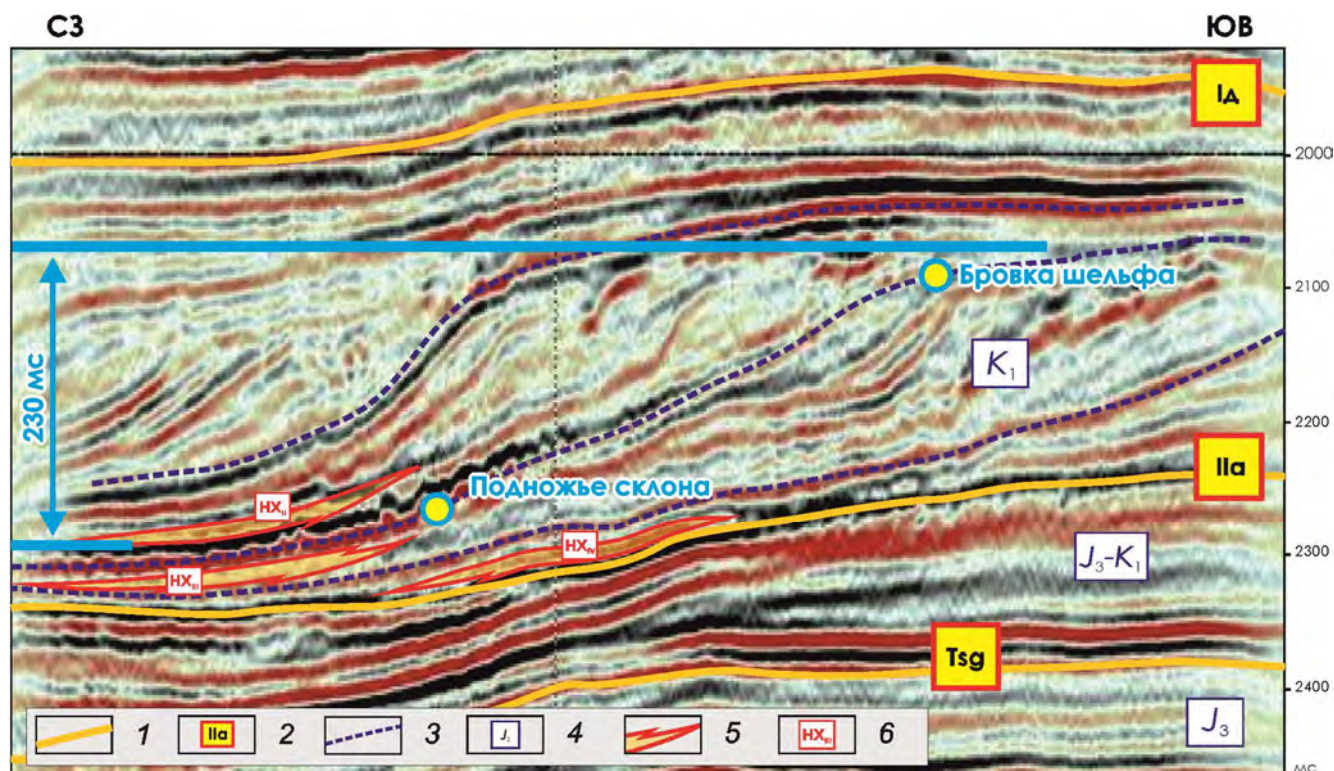


Рисунок 41 — Пайяхская площадь. Стратифицированный временной разрез ОГТ [Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018]. Условные обозначения: 1 — отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы ОГ, 3 — вспомогательные ОГ, 4 — индексы стратиграфических подразделений Ю 5 — песчаные пласты шуратовской свиты, 6 — индексы песчаных пластов

Все изложенное подтверждается результатами литолого-петрографических исследований керна скважин Пх-6, СПх-7,8 и ЗПх-1: по структурно-текстурным признакам и характеру седиментационной цикличности формирование продуктивных песчаников шуратовской свиты происходило в результате наслоения (амальгамации) отложений большого числа каналов турбидитовых потоков, что отразилось в формировании множества последовательностей Боума, часто неполных, с преобладанием элементов Та и Тб. В меньшей мере песчаные прослои представлены отложениями прирусловых валов и отложениями межруслового пространства.



Рисунок 42 — Схемы (динамические модели) распространения песчаных тел ачимовского 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 шельфа; 3 — подножье склона; 4 — контур сейсморазведочных работ 3D

Контурсы конусов выноса отчетливо выражены на картах толщин и в поле атрибутов «когерентность» и «спектральное разложение» (рис. 43), что позволило выполнить детализацию геологического строения продуктивных пластов Пайяхского месторождения, выделить пять самостоятельных подсчетных объектов (Нх-I, Нх-II, Нх-III, Нх-IV<sup>0</sup>, Нх-IV), уточнить распределение коллекторских свойств и заново оценить запасы нефти, большей частью (>60 %) сосредоточенные в пласте Нх-IV, который был выбран в качестве основного объекта разведочных работ. Материалы 3D-сейсморазведки позволили подтвердить вложенное строение песчаных тел; в частности, было установлено, что залежь пласта Нх-IV приурочена к песчано-алевритовым отложениям нескольких конусов выноса (рис. 43, 44), сформированных в результате переноса обломочного материала



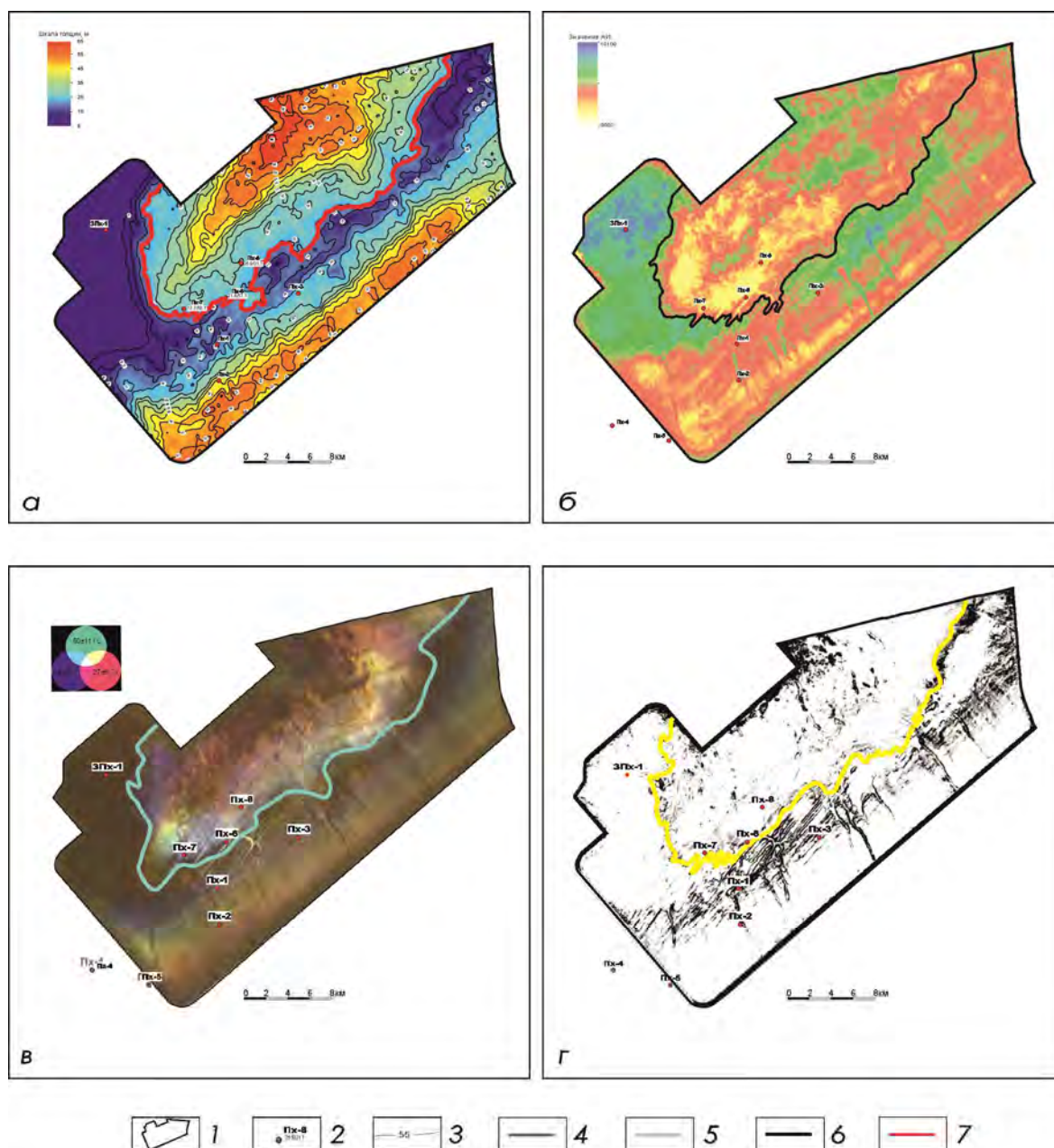


Рисунок 43 — Отображение конусов выноса: а) на карте толщин между ОГ Па0–Ид7к (интервал пласта Нх-IV); б) на срезе атрибута «акустический импеданс» по ОГ Ид7к (пласт Нх-IV); в) на срезе атрибута «спектральное разложение» по ОГ Ид7к (пласт Нх-IV); г) на срезе атрибута «когерентность» между ОГ Па0–Ид7к (интервал пласта Нх-IV) [Исаев, Поляков 2019]. Условные обозначения: 1 — полигон картопостроения (контур 3D-сейсморазведочных работ); 2 — скважины, в числителе — аббревиатура площади и номер скважины, в знаменателе значения общей/эффективной толщины коллектора; 3 — изопахиты отложений (между ОГПа0–Ид7к), м; 4 — прогнозная граница выклинивания пласта Нх-IV по карте толщин между ОГ Па0–Ид7к; 5 — прогнозная граница выклинивания пласта Нх-IV по атрибуту «акустический импеданс»; 6 — прогнозная граница выклинивания пласта Нх-IV по атрибуту «спектральное разложение»; 7 — прогнозная граница выклинивания пласта Нх-IV по атрибуту «когерентность»

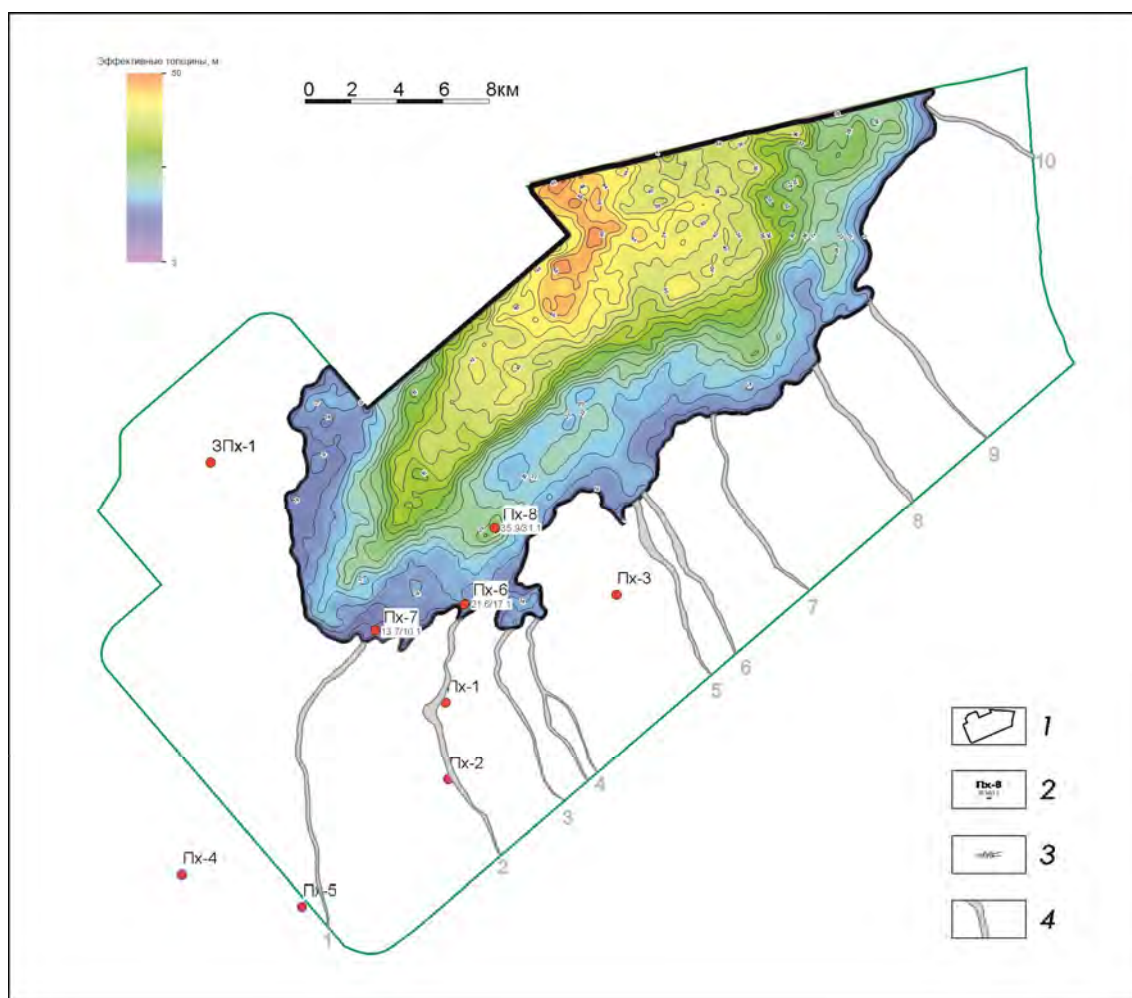


Рисунок 44 — Концептуальная модель. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Нх-IV по данным сейсморазведки 3D и бурения. Условные обозначения: 1 — полигон картопостроения (контур 3D-сейсморазведочных работ); 2 — скважины, в числителе аббревиатура площади и номер скважины, в знаменателе значения общей/эффективной толщины коллектора; 3 — изопакиты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта НхIV, м; 4 — подводящие каналы

с шельфа в глубоководную область по системе подводящих каналов, прорезающих склоновую часть клиноформы. Резкая акустическая контрастность песчаников фондоформы на фоне вмещающих, преимущественно глинистых, отложений позволила уверенно выделить границы распространения продуктивного пласта на основе сейсмических атрибутов. Размеры залежи превышают 300 км<sup>2</sup>, ее северо-восточная граница не установлена. В юго-восточном направлении залежь пласта Нх-IV раскрывается по восстанию клиноформы через сеть склоновых палеоканалов, продуктивность которых доказана бурением скважин Пх-1, Пх-2. Область

наибольших нефтенасыщенных толщин была намечена на северо-востоке Пайяхского месторождения (рис. 44). Кроме этого, в границах месторождения был выявлен перспективный объект, связанный с отложениями более молодого восточного конуса выноса (пласт Нх-III) площадью 47 км<sup>2</sup>. Нефтегазоносность его стратиграфического аналога — западного конуса — доказана скважинами Пх-6, СПх-7, ЗПх-1 (рис. 45). Опоискование восточного конуса, совместно с разведкой залежи пласта Нх-IV, представлялось логичным.

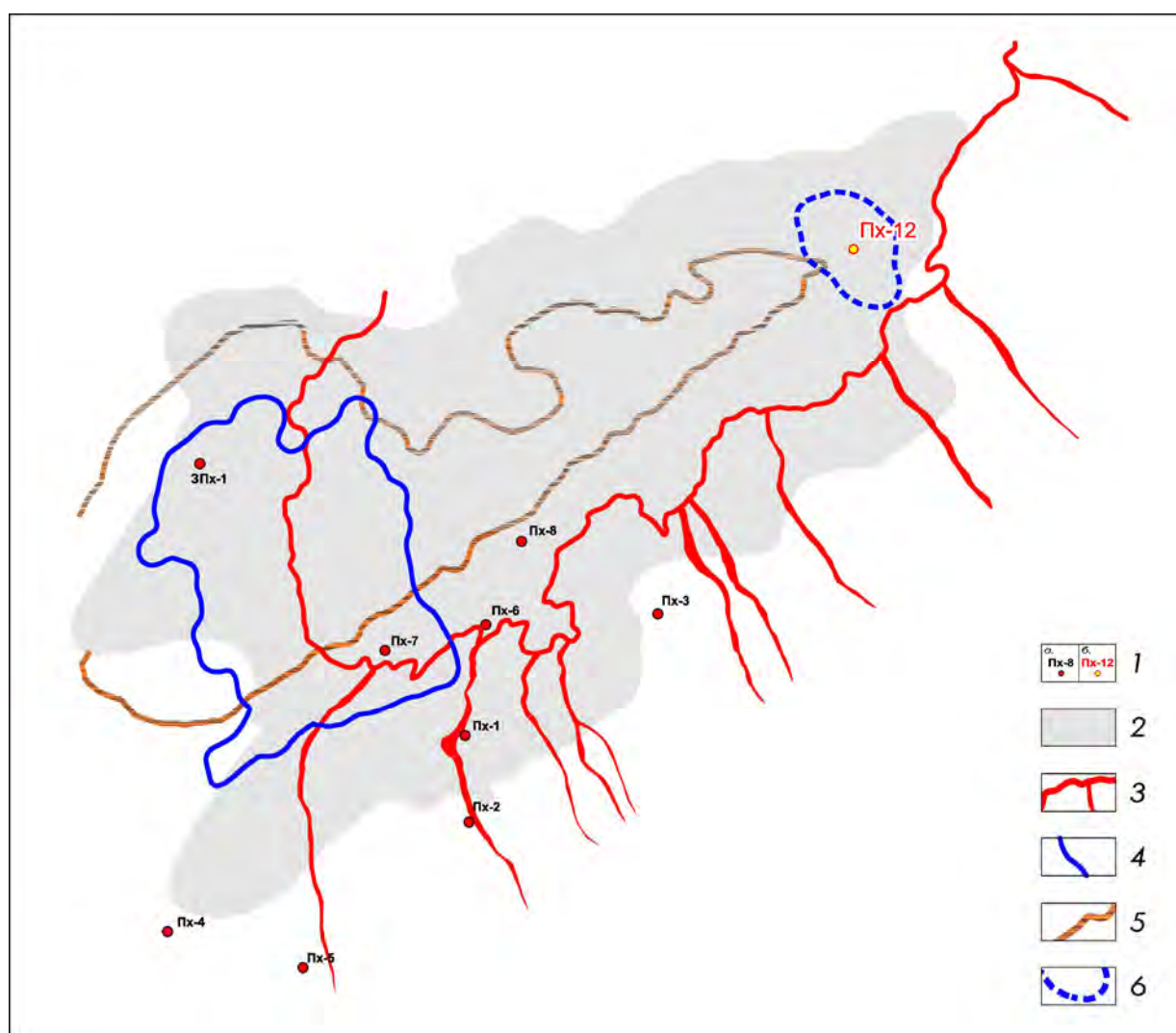


Рисунок 45 — Карта сводных контуров Пайяхского месторождения. Условные обозначения: 1 — скважины: а — пробуренные, б — проектные; 2 — контур Пайяхского месторождения по состоянию на 01.01.2015 г. (пласт Нх I-IV, по материалам сейсморазведки 2D); 3 — контур залежи пласта Нх-IV; 4 — контур залежи пласта Нх-III (западный конус); 5 — контур залежи пласта Нх-II; 6 — контур перспективного объекта, связанного с пластом Нх-III (восточный конус)

С учетом всего изложенного была заложена разведочная скважина **Пайяхская-12**, основной задачей бурения которой являлось подтверждение существования прогнозной области повышенных нефтенасыщенных толщин пласта Нх-IV на северо-восточной периферии месторождения. Дискуссионным оставался вопрос об отсутствии ВНК. Как известно, «причиной аномальных давлений может быть несколько, а часто и множество факторов» [Фертль, 1980]. Простейшие расчеты показывают, что аномально высокое пластовое давление, отмеченное в продуктивной части при испытании разведочных скважин, может свидетельствовать о существовании залежи с этажом нефтеносности не менее 2000 м, что противоречит геолого-геофизической информации о структурном плане, и об ограниченном по площади распространении пластов-коллекторов. Следовательно, возникновение АВПД, помимо избыточного давления, связанного с гравитационным разделением нефти и воды, обусловлено гидродинамической изолированностью ачимовских песчаных линз и упругой энергией флюидов. Опираясь на принцип Чемберлина, для снижения риска разведочного бурения скважина Пайяхская-12 была заложена по методике «шаг разведочного бурения», с предположительным вскрытием кровли продуктивного пласта Нх-IV на абсолютной отметке — 3388 м, т. е. на уровне подошвы нефтенасыщенных пород в скважине СПх-8 (–3392 м).

Как отмечено выше, разновозрастные фондоформные песчаные тела — отложения конусов выноса, аналогичные выявленному на Пайяхской площади, — намечены по материалам сейсморазведки 2D на Приозерной, Иркинской (см. рис. 40), Песчаной и в меньшей мере Муксунихинской площадях. При выборе первоочередной площади поискового бурения была предпринята попытка сформулировать геохимические критерии прогноза нефтеносности на основании изучения особенностей формирования залежей нефти Пайяхского месторождения. Для этого были проведены комплексные геохимические исследования проб газа, нефти и битумоидов из образцов пород шуратовской и яновстанской/гольчихинской (вопрос о спорной индексации рассмотрен в главе 2) свит скважин Пх-2, СПх-7,8, ЗПх-1, включающие изучение особенностей молекуляр-

ного, изотопного состава, Rock-Eval-пиролиз, хроматомасс-спектрометрический анализ. Основные результаты работ, выполненных в лабораториях ТомскНИПИ-нефть и МГУ им. М. В. Ломоносова, перечислены ниже.

1. Среди исследованных образцов пород повышенным нефтематеринским потенциалом обладают только глинистые породы в составе яновстанской/гольчихинской свит. Количество  $C_{орг}$  на данной стадии преобразованности органического вещества изменяется от 0,74 до 2,98 %, в среднем составляя 1,51 %. Генерационный потенциал ( $S_1 + S_2$ ) варьирует от 1,0 до 10,7 мг УВ/г породы. В исследованных образцах из верхней части яновстанской свиты содержание битумоидов составляет 0,25–0,56 % (высокие и очень высокие, по Н. Б. Вассоевичу).

2. Пиролитические, хроматомасс-спектрометрические и изотопные исследования свидетельствуют о смешанном (II–III) типе керогена нефтематеринских отложений яновстанской/гольчихинской свиты, при этом в разрезе выделяются интервалы, обогащенные сапропелевым ОВ, характеризующиеся повышенным относительно фоновых значений водородным индексом — до 280 мг УВ/г ТОС. Аквагенный тип РОВ подтверждается характером распределения нормальных алканов, соотношением стабильных изотопов углерода ( $\delta^{13}C$ ), а также присутствием органических мацералов липтинитовой группы.

3. По результатам химико-битуминологических исследований, именно такие обогащенные ОВ сапропелевого типа интервалы в составе яновстанской свиты являются наиболее близкими к нефти, полученной при испытании песчаников шуратовской свиты. Таким образом, можно говорить о достоверно установленной **яновстанско-шуратовской УВ-системе** (в терминологии Н. В. Лопатина, L. Magoon, W. Dow и др. [Magoon, Dow, 1994; Лопатин, Зубайраев, 2000]), хотя ее наименование и не совсем корректное, что было указано в подпараграфе 2.3.2.

4. Образцы пород шуратовской и яновстанской/гольчихинской свит скважин №№ 1, 2 и 8 характеризуются высокой степенью катагенетической преобразованности. Средние значения  $T_{max}$  образцов пород яновстанской свиты составляют 445 °С, характеризуя степень катагенетической преобразованности пород на уровне



главной зоны нефтеобразования, что подтверждается углепетрографическими исследованиями.

Для процессуального представления глубинной зональности катагенеза ОВ были использованы данные по отражательной способности витринита ( $R_o$ ), обобщенные по материалам проведенных исследований, опубликованных и фондовых работ (рис. 26). Поскольку песчаники шуратовской свиты Пайяхского месторождения залегают непосредственно на нефтегазоматеринских толщах яновстанской, наиболее вероятной представляется вертикальная направленность эмиграционного потока с последующим перераспределением УВ внутри линзовидных шуратовских резервуаров. Отмеченная особенность миграционно-дренажного пространства исключает дальнюю латеральную миграцию, определяет существование АВПД и позволяет предположить, что **перспективность отдельных литологически экранированных ачимовских резервуаров определяется степенью реализации нефтематеринского потенциала непосредственно их подстилающих отложений яновстанской/гольчихинской свит.**

Следовательно, для решения вопроса ранжирования поисковых объектов необходимо использование историко-геологических *реконструкций обстановок формирования коллекторов и истории нефтегазообразования* в рамках построения прогнозной модели.

### 3.5.3. ПРОГНОЗНАЯ МОДЕЛЬ

Построение прогнозной модели (ПМ) подразумевает интеграцию концептуальной модели с ретроспективными:

- историческими моделями ( $PM'$ ), отражающими хронологию процессов и событий, критические рубежи эволюции изучаемой УВ-системы;
- причинно-следственными моделями ( $PM''$ ), характеризующими обстановки формирования и эволюции структурных форм, природных резервуаров и других элементов изучаемых геологической системы и УВ-системы.

При выборе приоритетного объекта поискового бурения в рамках построения ПМ были составлены историко-геологическая диаграмма яновстанско-шуратовской УВ-системы, карта зрелости рассеянного органического вещества яновстанской свиты, соответствующая критическому моменту<sup>14</sup> эволюции яновстанско-шуратовской УВ-системы, карта распространения песчаных тел на основе фациально-палеогеоморфологических реконструкций. Собственно прогнозная модель (рис. 49) представлена в виде карты залежей и перспективных объектов Пайяхской зоны нефтенакопления (актуализированной по данным бурения поисково-разведочных скважин 2018 года).

Выполненные реконструкции температурной истории и истории термokatалитического преобразования РОВ показали, что нефтегазоматеринские отложения яновстанской свиты Нижнеенисейского НГР вошли в главную зону нефтеобразования в конце позднего мела [Полякова и др., 1982; Ботнева, Фролов, 1995; Сафронов и др., 2011; Конторович и др., 2013]. Рассчитанные значения  $T$  и  $R_o$  достигли максимальных значений в эоцене/олигоцене, к этому же периоду геологической истории относятся максимальная скорость генерации жидких углеводородов и активное проявление миграционных процессов, формирование залежей нефти (рис. 46). Начиная с конца олигоцена и в течение всего неогена в связи с воздыманием территории рост температур в осадочном чехле прекратился, замедлились процессы генерации углеводородов. На новейшем этапе геологической истории из-за формирования многолетнемерзлых пород и мощных ледовых покровов пластовые температуры уменьшились на 10–20 °С, генерация временно приостановилась, и все геологические процессы в УВ-системе свелись к переформированию или диссипации залежей.

---

<sup>14</sup> Критический момент в истории развития нефтяной системы — отрезок времени, на который приходится наибольшая интенсивность нефтеобразования и когда более 50 % от теоретически возможного количества углеводородов эмигрировало из очага распространения активных нефтематеринских отложений [Magoon, Dow, 1994].



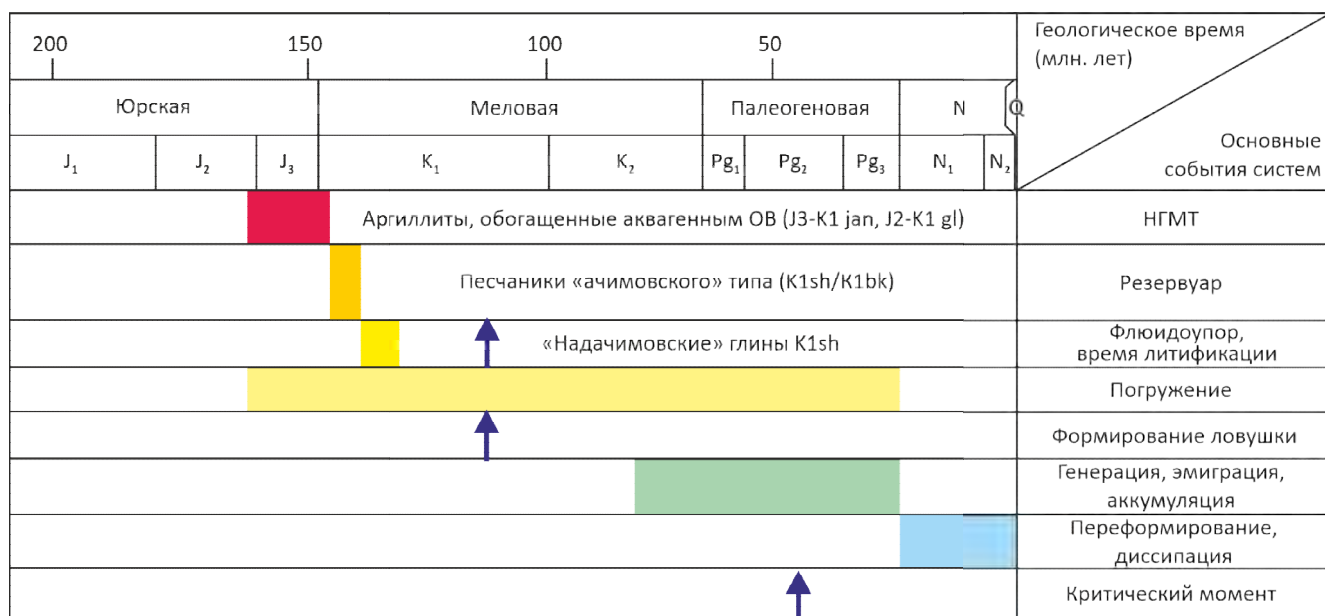


Рисунок 46 — Историко-геологическая диаграмма яновстанско-шуратовской нефтяной системы Нижнеенисейского НГР

Для выделения участков, характеризующихся наибольшей степенью реализации нефтематеринского потенциала, был выполнен прогноз катагенетической преобразованности РОВ НГМТ яновстанской свиты, фактически отражающий преобразованность РОВ в эоценовую эпоху, на которую приходится наиболее активная фаза нефтеобразования. Карта изореспленд витринита (рис. 23) строилась с использованием регрессионных зависимостей  $R_o$  от глубин отбора образцов керн. С учетом имеющихся данных о катагенетической преобразованности РОВ установлено, что наибольшей степенью реализации нефтематеринского потенциала в границах территории исследований характеризуются районы Западно-Носковской и Восточно-Носковской впадин. НГМТ в районах Песчаной и Приозерной и Муксунихинской площадей характеризуются пониженной ( $МК_1/МК_2$ ) степенью преобразованности РОВ, т. е. не полностью реализовали свой потенциал.

При прогнозе распространения пластов-коллекторов ачимовского типа, аналогичных доказано-продуктивным, из-за слабой изученности территории и недостаточных геолого-геофизических данных пришлось ограничиться реконструкцией фациально-палеогеоморфологических условий формирования пластов Нх-III+IV, с которыми связаны большие по запасам залежи нефти на Пайяхском месторождении. Итоговая карта распространения песчаных тел (рис. 47) была составлена

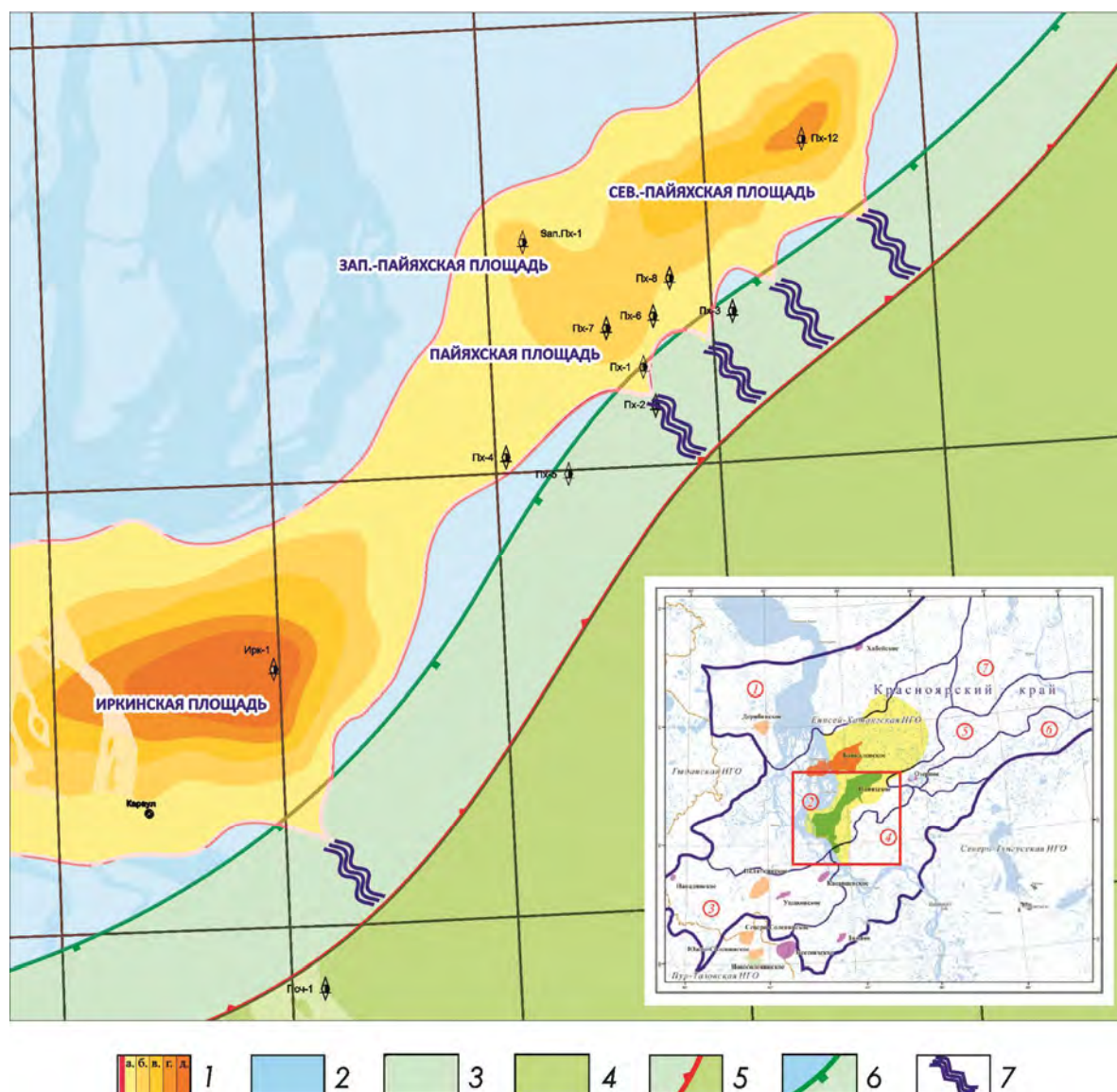


Рисунок 47 — Пайяхское месторождение [Поляков и др., 2019]. Схема распространения песчаных тел пластов Нх III+IV. Условные обозначения: 1 — песчаные тела конусов выноса, их нефтенасыщенная толщина: а — до 20 м, б — 20–40 м, в — 40–60 м, г — 60–80 м, д — 80–100 м; 2 — глубоководная область (продельта); 3 — склон дельты; 4 — шельф (дельтовая платформа); 5 — бровка шельфа; 6 — подножье склона; 7 — каналы транспортировки песчаного материала. Нефтегеологические элементы западной части Енисей-Хатангского прогиба см. на рис. 66

с учетом данных о геологическом строении ачимовских отложений хорошо изученных Приобской и Восточно-Уренгойской зон. Принимая клиноформные отложения, вслед за авторами классических работ (В. П. Игошкин, Ю. Н. Карогодин, Н. Х. Кулахметов, А. А. Нежданов и др.) как дельтовые образования на карте распространения песчаных тел выделены области распространения отложений про-

дельты (глины и алевроитовые глины), конусов выноса (преобладают пески, переслаивающиеся с алевроитами и глинами), склона дельты (глины и алевроитовые глины), подводных каналов (пересаживание песков и глин), дельтовой платформы (предположительно пески, скважинами не охарактеризованы).

Отложения подводных конусов выноса пластов Нх-III+IV, локализованные вдоль подножья склона дельтовой платформы, по сейсмическим данным имеют отчетливо выраженное маятниковое строение: обломочный материал, переносимый по серии палеоканалов, привел к формированию на Пайяхской площади аккумулятивного тела, простирающегося с юго-запада на северо-восток на расстояние более 30 км. Помимо Пайяхской площади, на фоне закономерного для клиноформных отложений изменения толщин на Иркинской площади отмечен характерный для аккумулятивных тел конусов выноса «раздув» толщин в бассейновой части, что соответствует одной из отмеченных ранее динамических аномалий сейсмической записи.

Подобные аномалии на Приозерной, Муксунихинской и Песчаной площадях вероятно, связаны с более древними, нежели пласт Нх-IV, отложениями, наличие коллекторов в которых не подтверждено результатами бурения (возможность в условиях неопределенности); следовательно, одноименные поисковые объекты должны рассматриваться как более рискованные (рис. 48). По совокупности фациально-палеогеоморфологических и геохимических критериев, а также с использованием представленной в главе 4 методики ранжирования была заложена **поисковая скважина Иркинская-1**.

Геолого-геофизические материалы, полученные в рамках построения прогнозной модели, показывают, что нефтеносность территории исследований связана с несводовыми, литологически экранированными ловушками ачимовского типа в резервуарах шуратовской свиты нижнего мела, локализованных вдоль подножья проградирующего склона неокомского бассейна. Условия формирования залежей — как выявленных, так и прогнозируемых — едины и обусловлены эмиграцией углеводородных флюидов в ачимовские линзовидные резервуары из

непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ в составе янов-станской и гольчихинской свит, находящихся в главной зоне нефтеобразования.

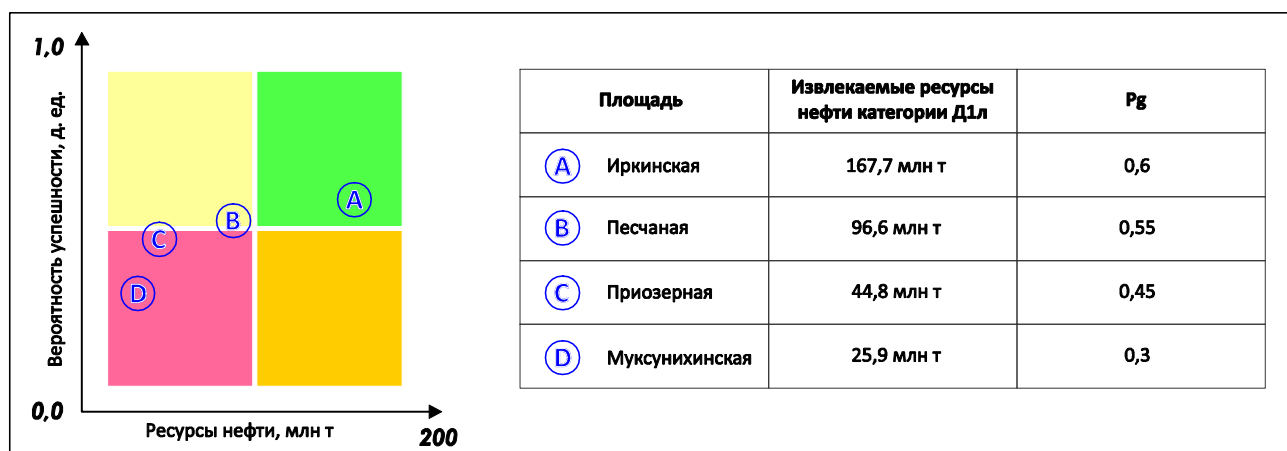


Рисунок 48 — Ранжирование перспективных площадей. Приоритетной для постановки поискового бурения является Иркинская площадь, далее — Песчаная площадь. Проведение поисковых работ на Приозерной и Муксунихинской площадях на данной стадии изученности нецелесообразно

Все это позволяет рассматривать изучаемую совокупностью выявленных залежей и перспективных объектов, «характеризующихся общностью механизма аккумуляции углеводородов» [Золотов и др., 1987], в качестве самостоятельной **Пайяхской зоны нефтенакопления**. В таком случае важной задачей являются установление критериев выделения Пайяхской ЗНН и уточнение ее границ, что будет способствовать научнообоснованной оценке потенциала нефтеносности территории исследований и выбору дальнейших направлений геолого-разведочных работ.

### 3.5.4. КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПАЙЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Точного определения термина «зона нефтегазонакопления», впервые введенного И. О. Бродом в 1951 году, до сих пор нет, однако чаще всего он используется как элемент нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий, больший, чем месторождение, но меньший, нежели нефтегазоносный район.

Вопросы совершенствования понятийной базы, выделения и классификации зон нефтегазонакопления значительное место занимали в научно-исследовательской проблематике и отечественных публикациях в 50–80-х годах прошлого века и отражены в работах А. А. Бакирова, И. О. Брода, Н. А. Еременко, А. Н. Золотова, Е. В. Кучерука, В. С. Лазарева, М. Ф. Мирчинка, В. Б. Оленина, Н. Ю. Успенской, В. Е. Хаина и др. Критический анализ существующих дефиниций проводился в уже цитируемой работе А. А. Трофимука с соавторами, и в целом следует согласиться с мнением А. А. Бакирова о том, что термин «ЗНГН» употребляется произвольно, поскольку в него вкладываются различное по существу содержание [Геологические условия..., 1982].

В настоящей работе, с учетом тематических публикаций Н. Ю. Успенской [Успенская, 1972] и О. М. Прищепы [Прищепа, 2008], дефиниция термина «зона нефтегазонакопления» сформулирована как «совокупность ловушек, локализованных в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и генетически **связанных с обособленным структурным, палеотектоническим или палеогеографическим элементом**, содержащим выявленные или прогнозируемые залежи, характеризующиеся **едиными условиями формирования**». Данное определение, в случае структурного контроля нефтегазоносности, соответствует понятию «trend» в зарубежной литературе, а в случае палеогеологического контроля (как и в границах Пайяхской ЗНН) — понятию «play».

Ранее [Исаев, Поляков, 2019] были предложены следующие критерии выделения Пайяхской ЗНН:

- 1) распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа в составе нижней части разреза шуратовской свиты нижнего мела;
- 2) их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской УВ-системе [Климова, Кучерявенко, Поляков и др., 2018], включающей нефтегазоматеринские толщи яновстанской и гольчихинской свит.

С этих позиций пространственные границы Пайяхской ЗНН определяются, помимо п. 1, границами областей катагенетической преобразованности РОВ, достаточной для реализации нефтематеринского потенциала перечисленных НГМТ. Косвенным подтверждением активного нефтеобразования, при наличии даже небольшого нефтегенерационного потенциала керогена, служит аномально высокое пластовое давление, отмеченное во всех скважинах Пайяхской ЗНН при вскрытии ачимовских отложений в составе шуратовской свиты и обусловленное упругой энергией углеводородных флюидов, эмигрирующих в линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ. Указанные условия формирования залежей нефти являются, по-видимому, едиными для Пайяхской ЗНН.

С учетом всего изложенного южная граница Пайяхской ЗНН проведена по границе клиноформного комплекса (бровка шельфа первой клиноформы), северная — с учетом прогнозной степени преобразованности РОВ НГМТ яновстанской и гольчихинской свит, восточная граница — в области окончания развития типичных клиноформ ЕХРП [Исаев и др., 2011], а западная — условно по р. Енисей. В границах выделенной таким образом Пайяхской ЗНН на основании анализа карт толщин и атрибутов «амплитуда», «когерентность», «спектральное разложение» и др. выделены две области развития ачимовских резервуаров: южная (включающая Пайяхское месторождение) и северная (рис. 49). Максимально оцененные размеры южной области достигают 14×56 км, северной — 15×65 км, их площади составляют соответственно 940 и 740 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы и ресурсы Пайяхской ЗНН, локализованные в границах Пайяхского месторождения и на прилегающей территории северной и южной перспективных областей, оценены [Исаев, Поляков, 2019] в 1,5 млрд т.



Рисунок 49 — Пайяхская зона нефтенакопления. а) 2017 г. Карта атрибута «амплитуда», построенная по ОГ Па0 (подопласта АчНхIV); б) 2019 г. Карта залежей и перспективных объектов восточной части Нижнеисейского НГР (правобережье р.Енисей). I — северная область распространения ловушек нефти «ачимовского» типа, II — южная область. Условные обозначения: 1 — выявленные месторождения, 2 — пробуренные скважины, 3 — площади поисково-разведочных работ, 4 — залежи и перспективные объекты Пайяхской зоны нефтенакопления, 5 — границы Пайяхской зоны нефтенакопления, 6 — реки, озера



### 3.5.5. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЕРИФИКАЦИИ И АКТУАЛИЗАЦИИ ПРОГНОЗНОЙ МОДЕЛИ

Обобщая вышеизложенное, резюмируем результаты решения основных геологических задач в рамках предложенной методологии, результаты верификации и актуализации прогнозной модели.

На этапе построения **априорной модели** был упорядочен накопленный фактический материал, эмпирически охарактеризованы свойства элементов, структура и морфология изучаемой геологической системы. Созданная на этом этапе модель — аналитическая визуализация описательной рабочей гипотезы с минимальной прогностической функцией — легла в основу выполненного в 2015 году подсчета запасов нефти (см. рис. 38). Было отмечено, что основная неопределенность при подсчете запасов Пайяхского месторождения и риски проведения геологоразведочных работ связаны с резкой изменчивостью коллекторских свойств, обусловленной выклиниванием или литологическим замещением песчаников шуратовской свиты, закономерности распространения которых остались неясными. Условия формирования залежей Пайяхского месторождения (взаимоотношения между системой и метасистемой), общие представления о которых необходимы для обоснования проведения поисковых работ на прилегающей к Пайяхскому месторождению территории Нижне-Енисейского НГР, в априорной модели также не были раскрыты в связи с дискуссионным вопросом об идентификации НГМТ.

При построении **концептуальной модели** была выполнена корректировка АМ с учетом особенностей оттогенеза элементов изучаемой геологической системы. Было установлено, что продуктивные отложения Пайяхского месторождения связаны с песчано-алевритовыми отложениями турбидитовых потоков и подводящих каналов соответствующим образом, с учетом седиментационных моделей турбидитного конуса (см. [Барабошкин, 2011; Геология для нефтяников, 2011; Einsele, 2000] и др.) и по аналогии с хорошо изученными залежами Широкого Приобья были выполнены детализация геологического строения продуктивных

пластов Пайяхского месторождения, прогноз распределения коллекторских свойств, а также уточнены запасы нефти. Итоговая КМ — синтетическая модель описательной рабочей гипотезы с ограниченной прогностической функцией, служащая для индуктивного упорядочивания совокупности элементов и соответствующих им процессов, — позволила сформулировать фациально-палеогеоморфологические критерии прогноза нефтеносности и обосновать заложение **скважины Пайяхская-12** для разведки основного пласта Нх-IV. Скважина Пайяхская-12 была начата бурением 19.04.2018 г. В процессе бурения был отобран керн из ачимовских отложений шуратовской свиты, представленный серыми алевролитовыми песчаниками с прослоями аргиллитов, неравномерно нефтенасыщенными. Скважина закончена бурением 17.09.2018 г при забое 3630 м в отложениях яновстанской свиты. Несмотря на то что скважиной подтверждено существование области повышенных нефтенасыщенных толщин (рис. 47) пласта Нх-IV, его фильтрационные характеристики и коэффициент нефтенасыщенности пластов-коллекторов оказались относительно невысокими: при испытании скважины (без ГРП) получены притоки нефти от до  $5,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  с обводненностью продукции около 50 %.

На этапе построения КМ, при обосновании первоочередной площади поискового бурения с использованием геохимических исследований проб газа, нефти и битумоидов, а также процессуальных реконструкций (см. принцип Бергсона) термokatалитического преобразования РОВ, было показано, что перспективность отдельных литологически экранированных ачимовских резервуаров определяется степенью реализации нефтематеринского потенциала непосредственно их подстилающих отложений яновстанской свиты; таким образом, был сформулирован геохимический критерий прогноза нефтеносности.

При построении **прогнозной модели** была выполнена интеграция концептуальной модели с ретроспективными историческими моделями (РМ'), отражающими хронологию процессов и событий, критические рубежи эволюции изучаемой УВ-системы, а также причинно-следственными моделями (РМ''), характеризую-

щими обстановки формирования и эволюции элементов изучаемой геологической системы.

С учетом выявленных особенностей эволюции яновстанско-шуратовской УВ-системы и установленной связи распространения коллекторов шуратовской свиты с палеогеологическими элементами была восстановлена история нефтегазообразования, подготовлены прогнозная карта зрелости рассеянного органического вещества яновстанской и гольчихинской свит, соответствующая критическому моменту эволюции яновстанско-шуратовской УВ-системы, и карта распространения песчаных тел ачимовского типа; иными словами, с дедуктивных позиций охарактеризованы морфология, генезис (s.l.) и свойства элементов Пайяхской зоны нефтенакопления, которые не могли быть должным образом охарактеризованы на этапе создания концептуальной и тем более априорной моделей. В итоге была составлена карта перспектив восточной части территории Нижнеенисейского НГР, специализированная по геохимическому и фациально-палеогеоморфологическому критериям (т. е. отражающая основные неопределенности и направленная на снижение соответствующих рисков), обобщающая фактические данные, онтогенетические и историко-геологические построения (рис. 49).

Исходя из перечисленных критериев, в качестве первоочередной для заложения поисковой скважины была выбрана Иркинская площадь, где сейсмический прогноз и фациально-палеогеоморфологические реконструкции указывали на распространение песчаников ачимовского типа, аналогичных доказанным продуктивным на Пайяхском месторождении и локализованных в Западно-Носковском очаге генерации, где НГМТ яновстанской свиты в наибольшей степени реализовали свой нефтематеринский потенциал.

**Скважина Иркинская-1** была начата бурением 13.04.2018 г. и закончена бурением 21.03.2019 г. при забое 3775 м в отложениях яновстанской свиты. Процесс бурения сопровождался интенсивным поглощением бурового раствора ниже башмака технической колонны (в интервале залегания отложений верхней, шельфовой части разреза шуратовской свиты), при снижении плотности раствора на-

чинались интенсивные (до 40 % газа в объеме раствора) нефтегазопрооявления из ачимовских отложений шуратовской свиты, представленных, по данным керна, песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми. При освоении после гидроразрыва пласта получены кратковременные притоки нефти дебитом до 720 м<sup>3</sup>/сут. Согласно выполненному оперативному подсчету запасов нефти Ирkinская площадь вошла в состав Пайяхского месторождения (рис. 50).

Таким образом, на основании результатов проведенных сейсморазведочных работ, бурения, ГИС, ПГИ, изучения керна и пластовых флюидов, а также комплексного анализа и обобщения всей накопленной геолого-геофизической и геохимической информации на Таймыре была выявлена крупная зона нефтенакопления, представленная совокупностью 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, Ирkinской, Песчаной и предполагается на Байкаловской, Кубинской и Казак-Яхской площадях.

По мере развития познавательного процесса в рамках предложенной методологии, а также в результате дальнейшей верификации и актуализации прогнозной модели удалось обеспечить существенный прирост извлекаемых запасов нефти, подготовить карту прогноза нефтеносности Пайяхской зоны нефтенакопления, запасы и ресурсы нефти которой оценены в 1,5 млрд т (извл.). Доказана промышленная нефтеносность Енисей-Хатангской НГО, введено в разработку Пайяхское месторождение — первое и пока единственное нефтяное месторождение на Таймырском полуострове.

1. Все изложенное позволяет сформулировать **первое защищаемое положение**: 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.

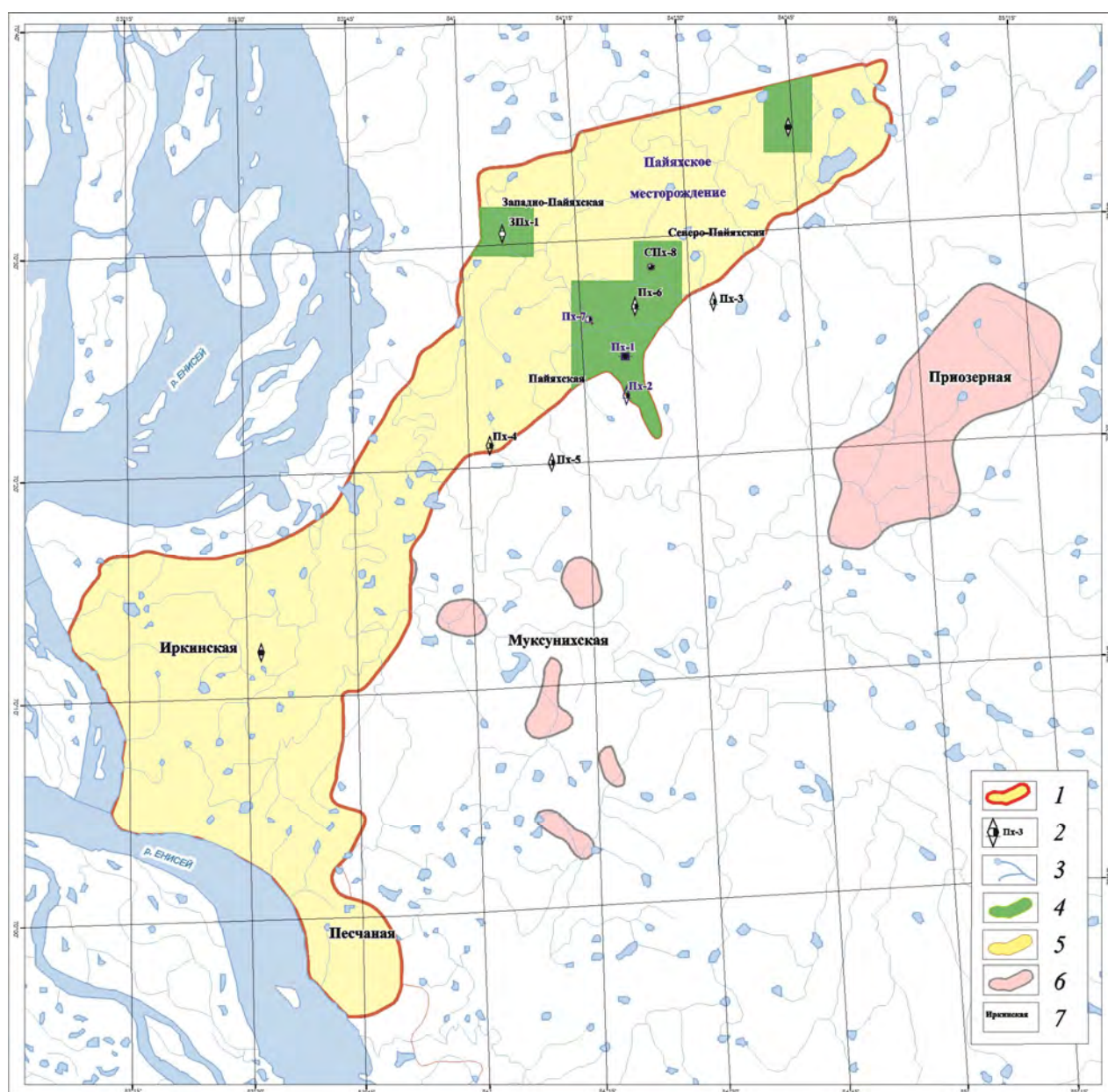


Рисунок 50 — Обзорная карта территории деятельности АО «Таймырнефтегаз» по состоянию на 01.05.2019. Условные обозначения: 1 — Пайяхское месторождение, 2 — пробуренные скважины, 3 — реки, озера, 4 — запасы нефти категории  $C_1$ , 5 — запасы нефти категории  $C_2$ , 6 — выявленные объекты с ресурсами категории  $D_{л}$ , 7 — площади поисково-разведочных работ

Предложенный подход успешно апробирован на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района, где в результате выполненных исследований установлено существование крупной, охватывающей территорию порядка  $5000 \text{ км}^2$ , Пайяхской зоны нефтенакопления.

### 3.6. ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ И АПРОБАЦИЯ ПРОГНОЗНОЙ МОДЕЛИ

Следует отметить, что природные резервуары шуратовской свиты ачимовского типа на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба охарактеризованы более чем 60-ю скважинами (рис. 18). Помимо Пайяхской зоны нефтенакопления, 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 шуратовской свиты 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 геологоразведочных работ предложенный выше подход к построению прогнозных моделей залежей и перспективных объектов в составе яновстано-шуратовской углеводородной системы был экстраполирован на прилегающие перспективные территории левобережья р. Енисей. Применены уже изложенные критерии прогноза нефтеносности (рис. 51):

- 1) распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа в составе шуратовской свиты;
- 2) их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской углеводородной системе, то есть пространственные границы перспективной на нефть территории определяются также границами областей катагенетической преобразования органического вещества яновстанской и гольчихинской свит, достаточной для реализации нефтематеринского потенциала.



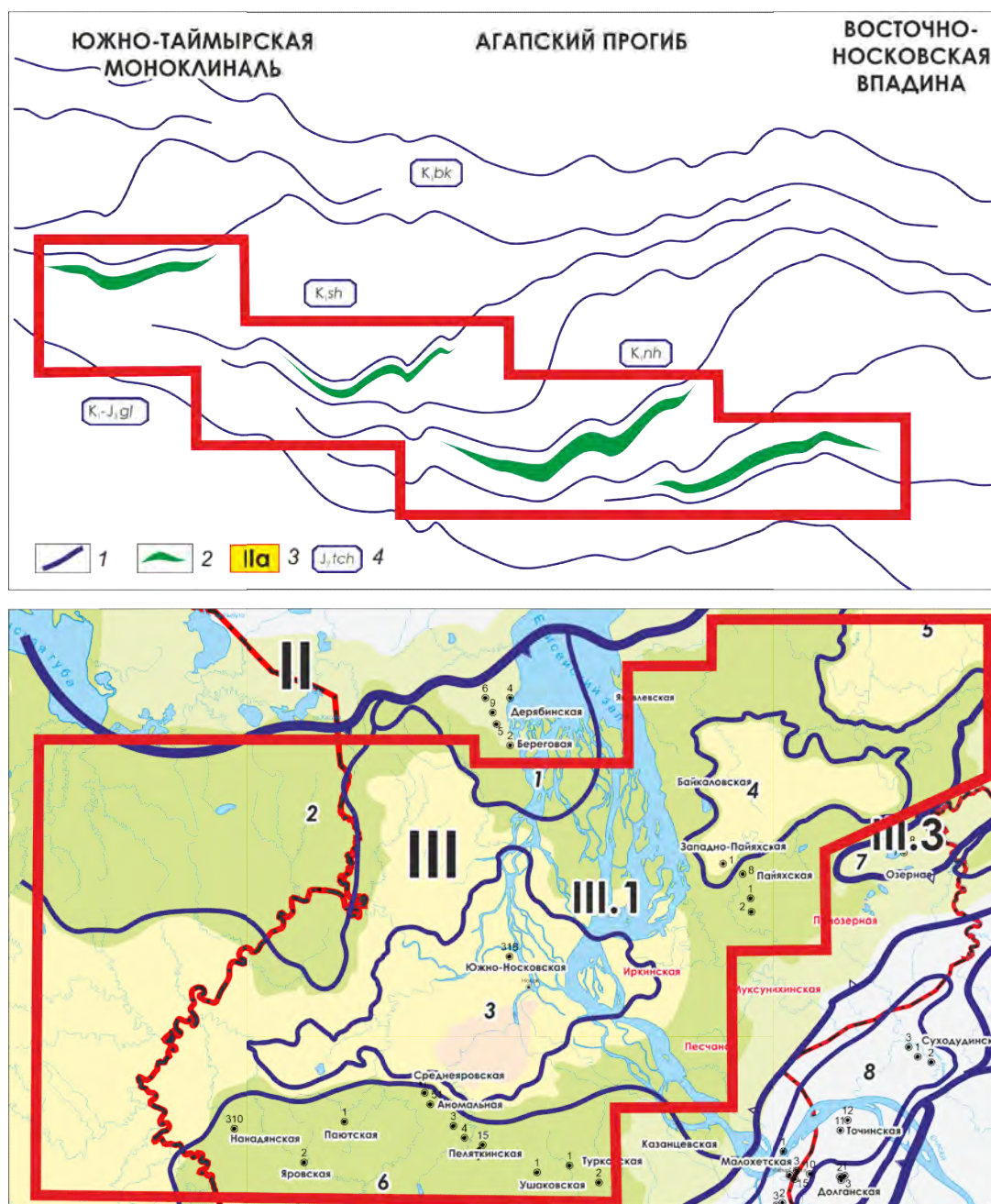


Рисунок 51 — Критерии выделения перспективной на нефть территории на западе Енисей-Хатангского прогиба. Условные обозначения: 1 — основные изохронные границы, 2 — ловушки в шуратовских резервуарах ачимовского типа, 3 — индексы отражающих горизонтов, 4 — индексы стратиграфических подразделений. Прочие условные обозначения см. на рис. 23

Аналогично были обозначены границы перспективной на нефть территории (южная граница — по границе клиноформного комплекса, северная — с учетом



прогнозной степени преобразованности органического вещества гольчихинской свиты).

Выполненные построения позволили предположить, что Пайяхская ЗНН входит в состав ареала зон нефтенакопления (в терминологии В. Б. Оленина [Оленин, 1977]), площадью более 30 000 км<sup>2</sup>, включающего высокоперспективные земли Нижне-Енисейского и Танамского НГР Енисейско-Хатангской нефтегазоносной области, распространяясь далее на запад — в пределы Гыданской НГО Западной Сибири (рис. 52).

Указанное предположение, опубликованное в 2019 году [Исаев, Поляков, 2019; Исаев, Поляков, 2020], было подтверждено в 2021 году открытием Западно-Иркинского нефтяного месторождения уже на левом берегу реки Енисей [Государственный доклад..., 2021; Исаев, Афанасенков, Поляков и др., 2022; Исаев, Поляков, Эпов, 2024].

**2. Результаты, полученные при экстраполяции представленной выше прогнозной модели, ее апробация определили второе защищаемое положение:** Пайяхская зона входит в состав Западно-Таймырского ареала зон нефтенакопления, 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 Западно-Иркинского нефтяного месторождения.



## ГЛАВА 4. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РИСКА И РАНЖИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ<sup>15</sup>

Реализация первого звена системного подхода (глава 3) была направлена на снижение неопределенности, объективно присущей моделям изучаемых геологических систем. Снижение неопределенности в свою очередь ведет к снижению риска принятия решений, связанных с бурением поисково-разведочных скважин. Рассмотрим это утверждение более подробно в рамках следующего звена реализации системного подхода (рис. 4).

Обобщенной, универсальной зависимости между риском и неопределенностью не существует, эти термины не являются синонимами [Роуз, 2011]. Иногда высокорисковый поисковый объект с ограниченным ресурсным потенциалом может характеризоваться гораздо меньшей неопределенностью, нежели выявленное месторождение с широким диапазоном (высокой дисперсией) возможных значений подсчетных параметров. В то же время при изучении конкретного геологического объекта прямая зависимость риска от неопределенности совершенно естественна. Чтобы проиллюстрировать данный тезис, рассмотрим функцию гарантированных запасов  $F(Q \geq Q^0)$ , которая показывает вероятность того, что запасы по своей величине окажутся не менее  $Q^0$  [Пороскун и др., 1999]. Отображающая функцию  $F(Q \geq Q^0)$  кривая проходит через точку  $P = 1$  при запасах  $Q^0$ , совпадающих с минимальным значением ожидаемых запасов на объекте, и через точку

---

<sup>15</sup> При подготовке данного раздела диссертации автором использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. **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 %).
2. **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).
3. **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).

$P = 0$  для максимальной оценки запасов —  $Q^{\max}$ . Если для изучаемого объекта нефтегазоносность не установлена, существует не равная нулю вероятность того, что геологоразведочные работы приведут к неудаче. В этом случае кривая проходит через точку  $P < 1$ , а значение  $R = 1 - P$  представляет собой количественную оценку геологического риска.

На рис. 53 приведены примеры типичных кривых  $F(Q)$ , каждая из которых отвечает различной степени точности оценки ожидаемых запасов. Охарактеризовав неопределенность значением дисперсии случайной величины ( $\sigma$ ) [Вишняков, Радаев, 2008], рассмотрим динамику изменения неопределенности и риска по мере увеличения степени геологической изученности.

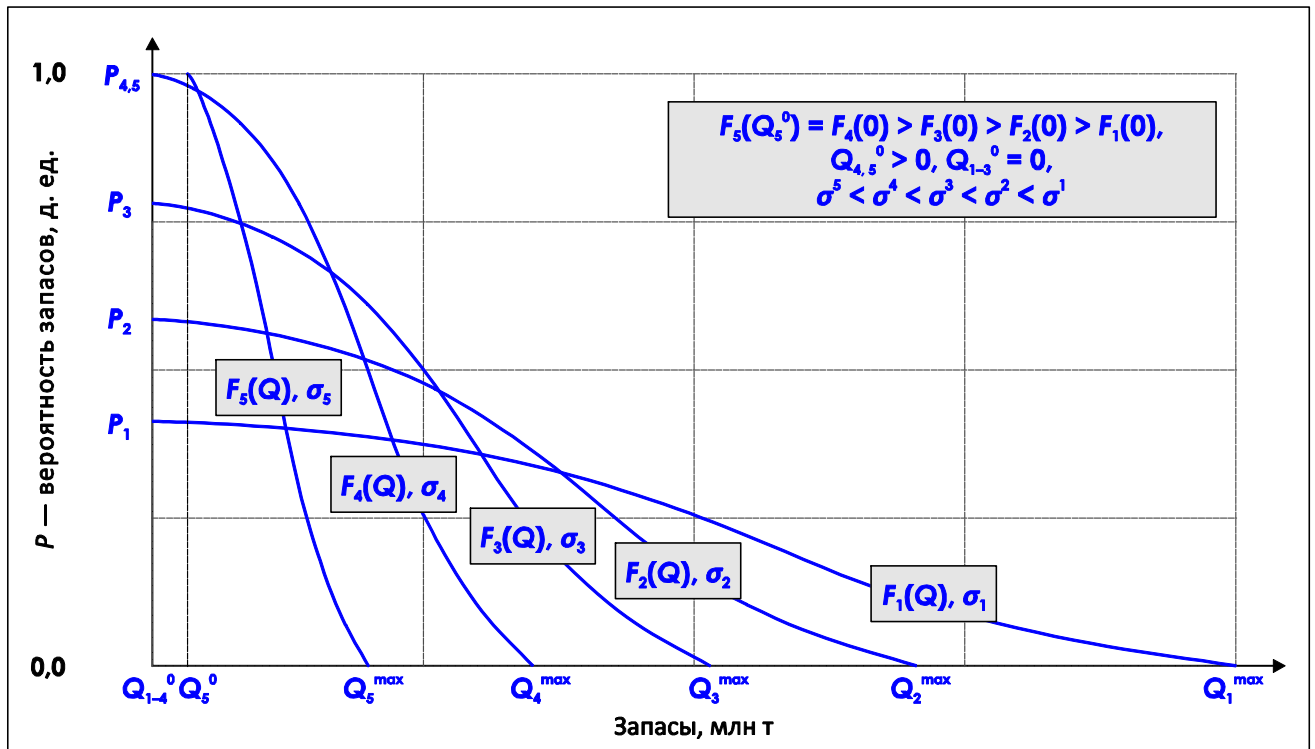


Рисунок 53 — Примеры графиков функции распределения гарантированных запасов

Распределение  $F_1(Q)$  характеризуется наибольшей дисперсией: это вариант максимальной неопределенности оценки исходных данных, когда выделить наиболее вероятное значение подсчетных параметров невозможно, а риск проведения ГРП очень высок (например: объект не подготовлен к поисковому бурению, нет ясности в отношении свойств резервуара и геометрии ловушки).

Для распределения  $F_2(Q)$  отмечается снижение дисперсии, тем не менее геологический риск остается существенным (например: проведены работы по детализации геологического строения, однако отсутствуют аналоги, прогноз коллекторов и флюидоупоров выполнен на уровне региональных интерполяций).

По мере увеличения геологической изученности территории типичным становится распределение  $F_3(Q)$ , характерное для перспективных объектов с установленными критериями прогноза нефтегазоносности, в регионах с выявленными особенностями формирования и закономерностями размещения месторождений. Объект подготовлен к поисковому бурению.

В случае открытия месторождения вид функции распределения  $F_4(Q)$  принципиально изменяется, кривая проходит через точку  $P = 1$ , т. е. геологический риск равен нулю. Структурные построения и подсчетные параметры уточнены с использованием скважинных данных. Отмечается резкое снижение дисперсии, однако остаются неопределенности, связанные с изменчивостью ФЕС и геометрией залежи, таким образом, несмотря на то что  $Q_4^0 > 0$ , имеет место существенный риск дальнейшего оценочного бурения.

На заключительном этапе разведки месторождения ( $F_5(Q)$ ), когда установлено распределение ФЕС по площади, уточнены свойства флюидов и положение контактов, дисперсия минимальна.

Трансформация распределений  $F_n(Q)$  свидетельствует о том, что **снижение риска по мере снижения неопределенности** (увеличения геологической изученности) **является закономерным процессом**. 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, что позволяет согласиться с мнением известного французского геолога А. Перродона о том, что риск является неотъемлемым фактором поисково-разведочных работ [Перродон, 1994]. Если уж полностью уйти от вариативности, в силу объективной неопределенности, присущей любым моделям изучаемых геологических систем, не удастся, рассмотрим иные возможности снижения геологического риска.

Как отмечено выше (§ 1.2), оценка геологического риска подразумевает оценку мультипликативной величины, равной 1 — вероятность ( $P_g$ ) отмеченной ранее благоприятной комбинации независимых элементов, процессов и событий (см. рис. 5): существования природного резервуара и ловушки УВ, реализации процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, сохранности залежи.

Очевидно, что выбор объектов с большей вероятностью геологической успешности позволяет оптимизировать программу поисково-разведочного бурения, повысить ее эффективность, что определило **вторую задачу настоящей работы** — изучение природы неопределенности моделей геологических систем и разработка методики факторного анализа риска и ранжирования объектов геолого-разведочных работ — для определения приоритетных площадей поисково-разведочного бурения.

С этой целью рассмотрим некоторые факторы неопределенности (и, соответственно, факторы риска), присущие прогнозным моделям изучаемых геологических систем — залежей нефти и газа.

#### 4.1. ФАКТОРЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

В настоящей работе вероятность геологической успешности определяется восемью факторами:  $P_g = P_1 \times P_{2a} \times P_{2b} \times P_{2c} \times P_{3a} \times P_{3b} \times P_{3c} \times P_4$  (см. рис. 5), однако в зависимости от особенностей геологического строения и нефтегазоносности региона исследований количество факторов может быть большим или меньшим<sup>16</sup>.

**Вероятность формирования природного резервуара ( $P_1$ ).** Природный резервуар (ПР) — это естественноеместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена отношением коллектора с вмещающими его плохопроницаемыми породами [Брод, 1951]. Свойства природных резервуаров определяются составом слагающих их пород и соот-

<sup>16</sup> Например J. Snow выделяет 4 фактора риска, B. Goldstein — 33 фактора, P. Watson — 50 факторов.



ношением между последними. Эти свойства и соотношения предопределяются генезисом природных резервуаров, причем не только происхождением отдельных типов осадков, но и ритмичностью (и аритмичностью) процесса седиментогенеза [Гусейнов и др., 1988], при этом ПР разного генезиса характеризуются различной (часто значительной) латеральной неоднородностью, что часто является причиной неудач поисково-разведочных работ.

В целом породы коллекторов с первоначально высокими емкостными и фильтрационными свойствами приурочены к выделенным А. П. Лисицыным уровням лавинной седиментации, что, однако, не исключает вскрытия бурением локальных зон замещения или выклинивания пласта-коллектора (рис. 54), наличия «литологических окон» в составе пород-флюидоупоров.

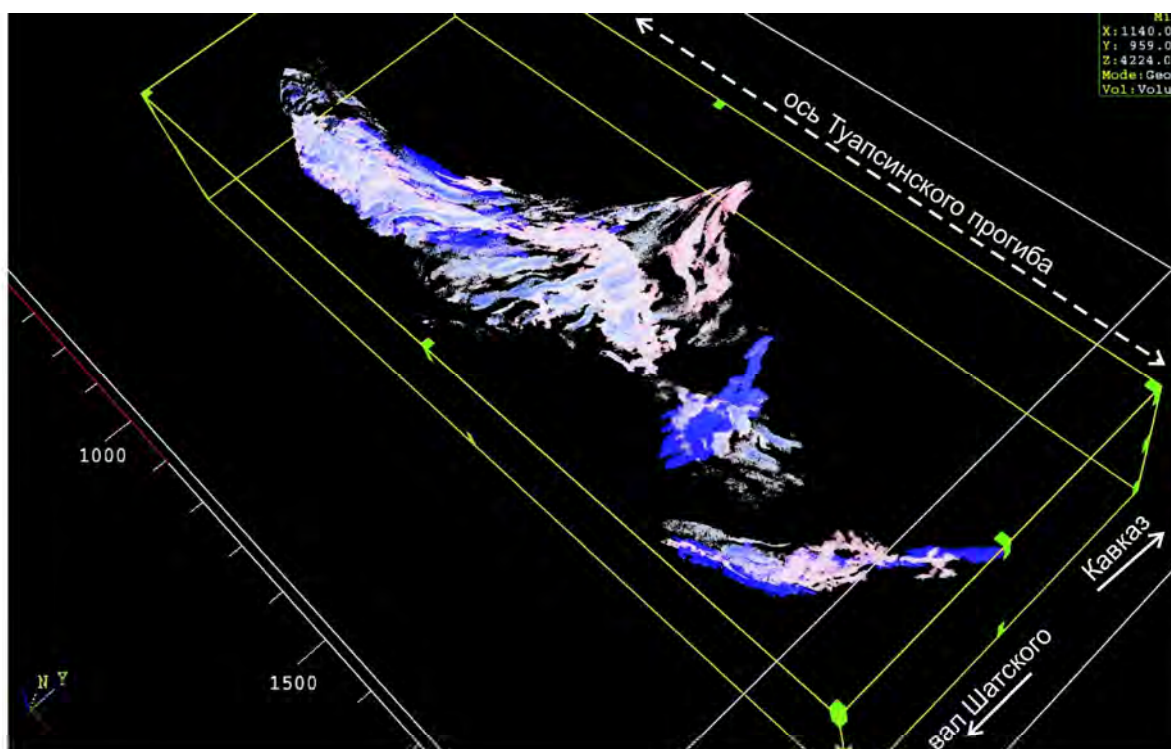


Рисунок 54 — Центральная часть фэнского комплекса — трехмерное изображение в кубе прозрачности [Альмендингер и др., 2011]

Комплекс геолого-геофизических методов, направленных на изучение особенностей строения природных резервуаров, и прогноз их распространения в большой мере сформированы и описаны в известных публикациях А. Г. Алексина, Г. А. Габриэлянца, М. М. Грачевского, В. А. Гроссгейма, А. А. Гусейнова,



В. Д. Ильина, Ю. Н. Карагодина, В. Г. Кузнецова, Н. В. Мелик-Пашаева, В. С. Муромцева и многих других.

Основные затруднения связаны с прогнозом ПР в линзах и полостях различной природы, приуроченных к участкам тектонической трещиноватости, карстовым полостям, зонам текстурно-структурных преобразований. В этом случае оценка вероятности  $P1$  проводится на основании фактических данных по вскрытию и опробованию коллекторов такого типа в границах территории исследований.

**Вероятность существования ловушки ( $P2$ ).** Ловушка — часть природного резервуара, в которой может образоваться и сохраниться залежь нефти и газа [Еременко, Чилингар, 1996]. Вероятность формирования ловушки может быть оценена как произведение вероятности сохранности ФЕС и компетентности флюидоупора **в конкретных термобарических условиях**, а также вероятности наличия замкнутого контура, в котором «устанавливается равновесие между силами, вызывающими перемещение углеводородов в породах (гравитационными и гидродинамическими) и препятствующими перемещению силами» [Геология и геохимия..., 2004].

Отсюда, вероятность существования ловушки может быть рассчитана как  $P2 = P2a \times P2b \times P2c$ , где  $P2a$  — вероятность сохранности коллекторских свойств,  $P2b$  — вероятность существования компетентного флюидоупора,  $P2c$  — вероятность существования структуры замкнутого контура.

*Сохранность фильтрационно-емкостных свойств коллектора ( $P2a$ ).* Коллекторские свойства пород меняются на протяжении всей истории литогенеза, от седиментации до метаморфизма. В процессе своего погружения в зоны воздействия повышенных давлений и температур обломочные породы-коллекторы в целом подвергаются уплотнению и цементации, что снижает их фильтрационные и емкостные свойства (рис. 55). Наиболее интенсивное снижение пористости отмечается в плохо отсортированных породах, например глинистых алевролитах. Однако на фоне негативных изменений ФЕС имеют место процессы, которые локально улучшают коллекторские свойства: частичное растворение или выщелачивание первичного цемента и обломочных зерен с образованием каверн и крупных

полостей (рис. 56), частичная перекристаллизация пород с возникновением микротрещиноватости. На этом этапе часто формируется новый тип коллектора — трещинный. В частности, для карбонатных отложений П. Н. Страховым [Страхов, 2013] установлены три зоны оптимального существования карбонатных коллекторов: 1) зона интенсивного развития процессов унаследованного выщелачивания в интервале глубин 1,5–2,5 км; 2) зона, благоприятная для формирования пор и каверн нового образования на глубинах более 4,5 км; 3) зоны сжатия, где развиты процессы выщелачивания и трещинообразования. Вероятность  $P_{2a}$  для такого типа коллекторов, как отмечено выше, может быть оценена на основании анализа фактических (статистических) данных.

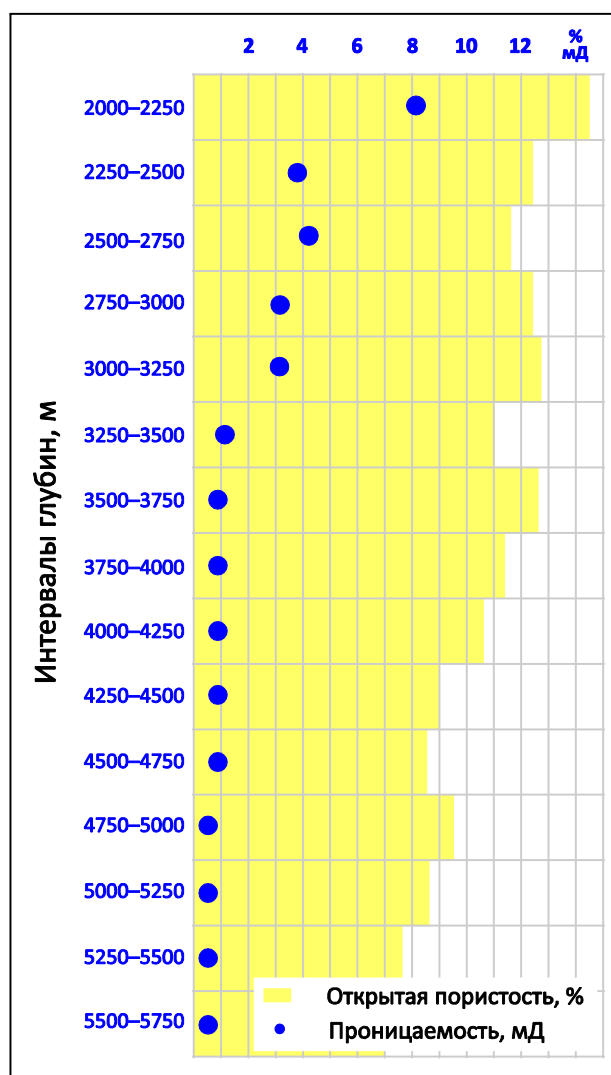


Рисунок 55 — График зависимости средних значений открытой пористости и проницаемости песчаников нижне-, среднеюрских отложений по интервалам глубин, север Западной Сибири [Нехаев, 2009]

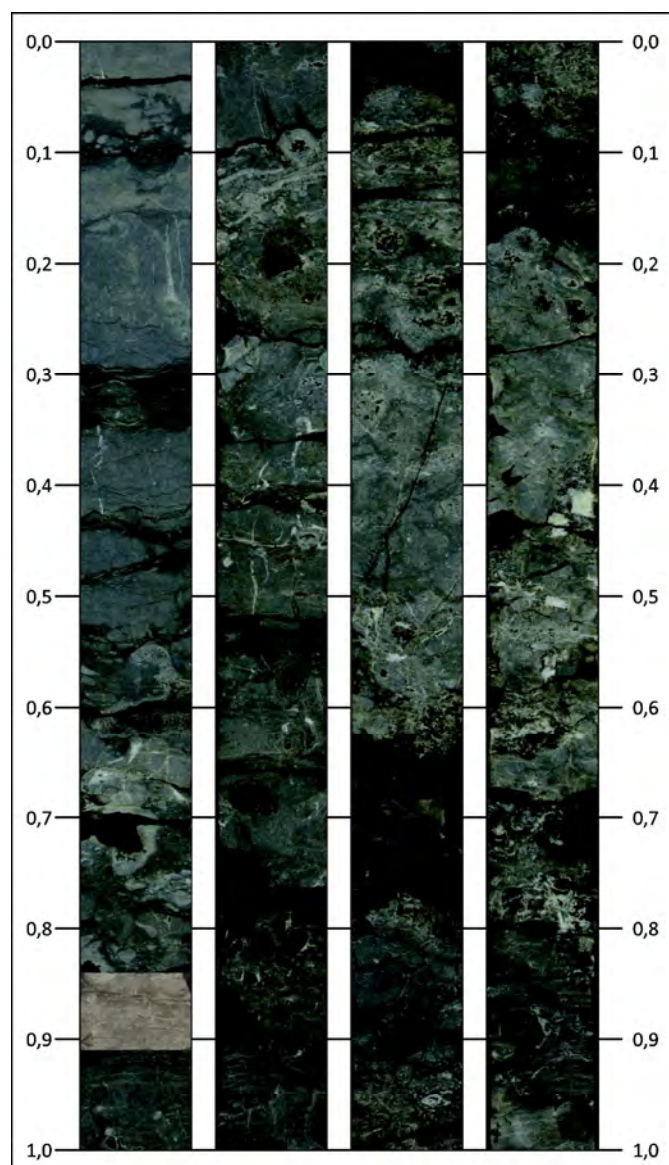


Рисунок 56 — Нефтенасыщенные трещиновато-кавернозно-пористые доломиты мосоловского горизонта, вскрытые в приразломной зоне поисково-оценочной скважиной Кудринская-3 (Саратовская область)

*Компетентность флюидоупора (P2b).* Флюидоупорами (покрышками) называются породы, имеющие исключительно низкую проницаемость и способные удерживать залежи нефти и газа при избыточных давлениях. Флюидоупоры являются важнейшим элементом углеводородной системы, они во многом контролируют процессы миграции, обеспечивают аккумуляцию и сохранность залежей УВ. Покрышками в принципе могут быть любые породы, обладающие аномально низкой проницаемостью и мощностью, достаточной для удержания УВ-скоплений, хотя в природе в подавляющем большинстве случаев в качестве флюидоупоров

выступают глинистые породы и соленосные толщи [Теоретические основы..., 2012]. Распространены также карбонатные, смешанные карбонатно-глинистые и глинисто-карбонатные покрывки: мергели, глинистые известняки, известковые глины, однако почти все известняки в той или иной степени доломитизированы и подвержены трещинообразованию, что значительно ухудшает их экранирующие свойства [Багринцева, 1977].

Поскольку одни и те же породы с существенными отличиями реагируют на разные флюиды, что связано с действием капиллярных сил, Н. А. Еременко под флюидоупором предложено понимать породу, которая для данного флюида при определенных термобарических и геохимических условиях препятствует началу фильтрации. Такая дефиниция определяет необходимость тщательного анализа кернового материала, отобранного из пород-флюидоупоров, изучения их литологического и минералогического состава, особенностей экранирующих сил [Еременко и др., 1978] для определения максимальной высоты залежи и оценки  $P2b$ .

*Наличие замкнутого контура ( $P2c$ ).* Границей ловушки является замкнутый субгоризонтальный контур, конфигурация которого определяется геометрией подошвы верхнего и кровли нижнего флюидоупоров, а также латеральных флюидоупоров (экранов), разделяющих резервуар на изолированные в гидродинамическом отношении блоки. Геометрия замкнутого контура восстанавливается, как правило, по данным бурения и сейсморазведки, причем как на конфигурацию, так и непосредственно на вероятность существования ловушки преимущественно оказывают влияние латеральная неоднородность скоростей, плотность сети наблюдений и степень сложности перспективного объекта (рис. 57).

Как известно, по типу экранирования разделяют сводовые ловушки и несводовые, осложненные латеральными флюидоупорами (экранами): литологическими, стратиграфическими или тектоническими. Оценка компетентности таких экранов и, соответственно, вероятности  $P2c$  может быть выполнена на основании данных по месторождениям-аналогам, в то же время очевидно, что она не может превышать  $P2c$  для сводовых залежей при сопоставимой степени изученности.

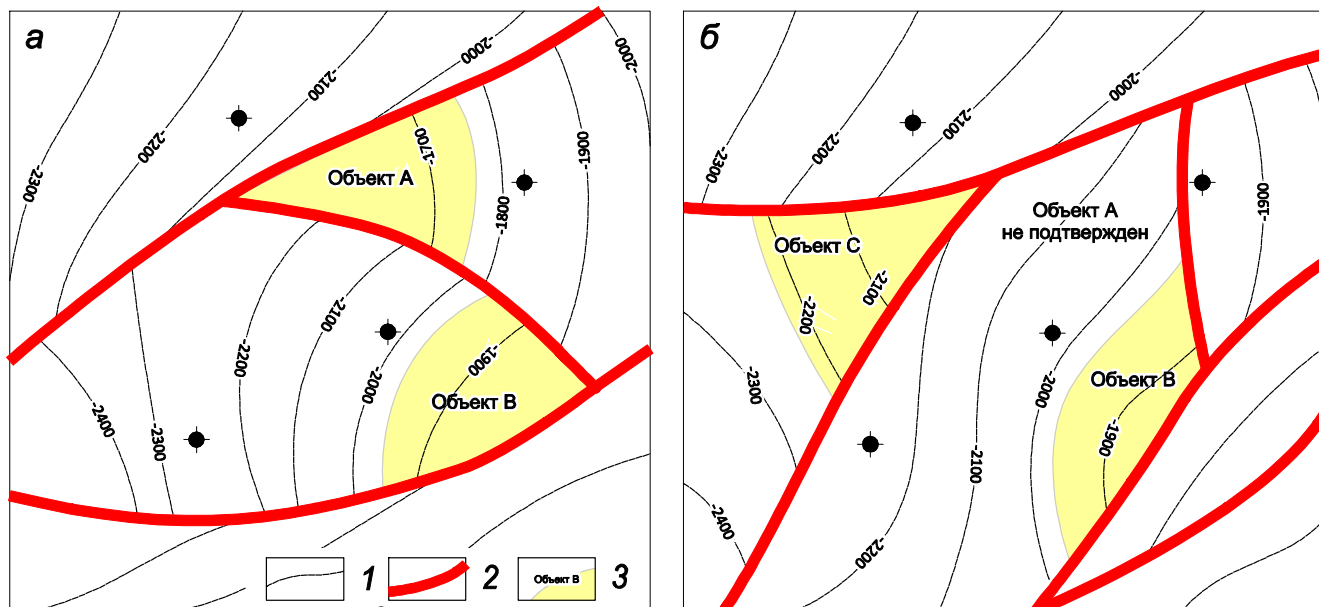


Рисунок 57 — Изменение конфигурации перспективных объектов после уплотнения сети профилей сейсморазведки МОГТ 2D с 0.5 (а) до 1.1 (б) пог. км на км<sup>2</sup> [Поляков, Мурзин, 2012]. Условные обозначения: 1 — изогипсы кровли перспективного объекта, 2 — дизъюнктивные дислокации — латеральные флюидоупоры, 3 — перспективные объекты

Завершая рассмотрение некоторых вопросов надежности геометризации ловушек УВ, необходимо отметить, что природные резервуары, образованные сочетанием пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, в определенных условиях могут представлять собой сложные трехчленные системы: коллектор – ложная покрывка – флюидоупор [Локальный прогноз..., 1982]. Текстульные особенности пород, слагающих ложную покрывку (наличие сообщающихся трещин, плитчатой отдельности, сланцеватости), делают ее флюидопроводящей, неспособной экранировать залежи нефти и газа. В силу данных обстоятельств ложную покрывку можно рассматривать как квазиколлектор и часть залежи. При этом ничтожная емкость таких пород, обусловленная чаще всего трещиноватостью, вмещает незначительный (непромышленный) объем УВ [Выделение, картирование..., 2002]. Наличие флюидопроводящей ложной покрывки между кровлей коллектора и истинной покрывкой существенно меняет представление о строении ловушки, ее объеме и значении  $P2c$  (рис. 58).

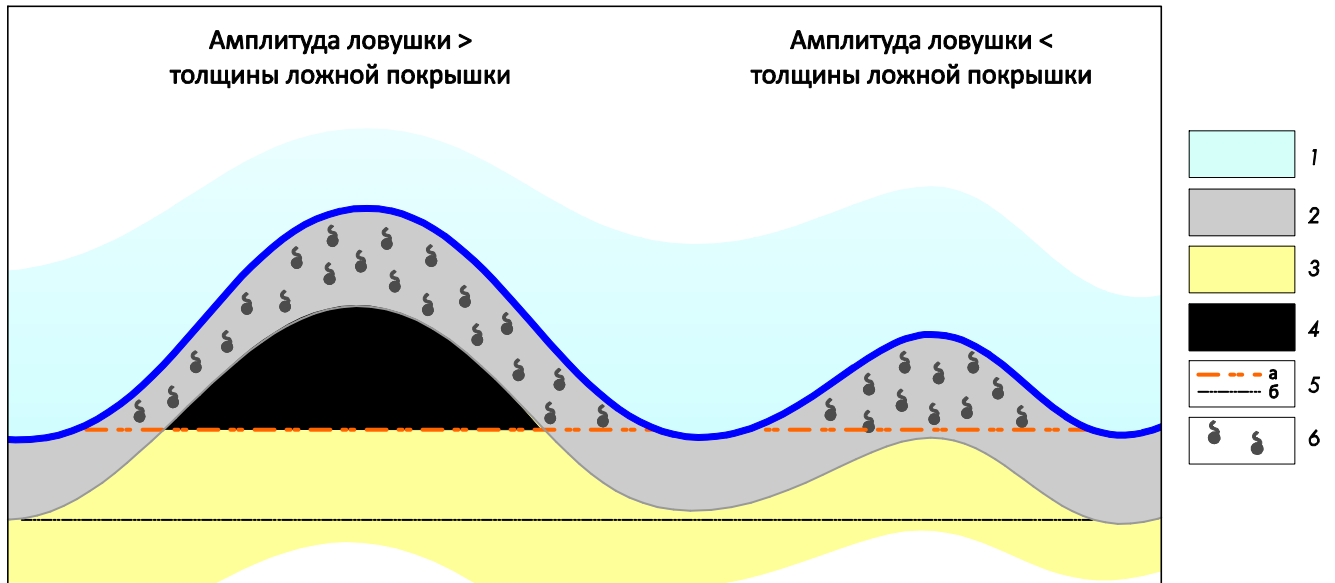


Рисунок 58 — Схематическое строение нефтяной залежи в трехчленном резервуаре [Поляков и др., 2011]. Условные обозначения: 1 — покрышка, истинный флюидоупор; 2 — ложная покрышка; 3 — коллектор; 4 — залежь нефти; 5 — положение ВНК: а — фактическое, б — ожидаемое; 6 — нефтепроявления в ложной покрышке

**Вероятность заполнения ловушки углеводородами ( $P_3$ ).** Оценка вероятности реализации процессов нефтегазобразования и нефтегазонакопления подразумевает реконструкцию геологической и палеотемпературной истории для изучения особенностей проявления критического момента — периода геологического времени, в который произошла генерация, миграция и аккумуляция большей части углеводородов данной УВ-системы. Следовательно, вероятность заполнения может быть рассчитана как  $P_3 = P_{3a} \times P_{3b} \times P_{3c}$ , где  $P_{3a}$  — вероятность наличия нефтегазоматеринских толщ и их зрелости,  $P_{3b}$  — вероятность благоприятных условий для миграции УВ в зону аккумуляции,  $P_{3c}$  — вероятность существования адекватных миграционному потоку ловушек.

*Генерационный потенциал и зрелость нефтегазоматеринских толщ ( $P_{3a}$ ).* Нефтегазоматеринскими называются отложения, обогащенные органическим веществом, которые в процессе литогенеза (под воздействием температуры, давления и времени) генерируют жидкие и газообразные углеводороды, способные к миграции и формированию залежей. Литологический спектр пород, составляющих нефтегазоматеринские отложения, достаточно широк, при этом в качестве НГМТ

рассматриваются породы с нижним пределом концентрации  $C_{\text{орг}}$  0,1–0,2 % (при средней степени преобразованности РОВ). Тип керогена, как это было показано в публикациях многих исследователей (Н. Б. Вассоевич, А. Э. Конторович, B. Tissot, D. Welte, J. Hunt и др.), определяет объем и фазовый состав генерируемых УВ, что необходимо учитывать при раздельном прогнозе нефте- и газоносности; так, Т. Ahibrant отмечено, что вклад морского керогена II типа по масштабам нефтеобразования и нефтенакопления по крайней мере в 10 раз более значителен, чем I и III типов [Ahibrant et al., 2005].

Оценка вероятности наличия и зрелости нефтегазоматеринских пород (*P3a*) проводится на основе имеющейся информации о генетической связи углеводородов с нефтегазоматеринскими толщами, их генерационном потенциале и степени катагенетической преобразованности.

*Благоприятная геометрия миграционно-дренажного пространства (P3b).* Под миграцией углеводородов понимается их перемещение в осадочных толщах, обусловленное гравитационными, капиллярными или гидродинамическими силами. Пути миграции служат поры и трещины, поверхности стратиграфических несогласий и разрывных нарушений.

G. Demaison и B. Huizinga по миграционно-дренажному стилю перераспределения нефти и газа из очага генерации в зону аккумуляции различают вертикально дренируемые, латерально дренируемые УВ-системы, а также системы со смешанным типом дренирования [Demaison, Huizinga, 1994]. По масштабам миграция различается на дальнюю (региональную), контролируемую соотношением в пространстве приуроченных к крупным тектоническим элементам I–III порядка зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и локальную, контролируемую, соответственно, локальными структурами. Огромное влияние на формирование залежей оказывают барьеры на пути миграции УВ, которые могут быть связаны как с региональными разломами, так и с ловушками ближнего к очагу эшелона [Теоретические основы..., 2012]. С учетом изложенного очевидно, что чем дальше зона аккумуляции и непосредственно ловушки УВ удалены от очага генерации, тем ниже вероятность *P3b*; в частности, J. Hunt отмечено, что в бассейне Купера (Австралия)



при поисках газовых месторождений успешность поисково-разведочного бурения в зоне распространения катагенетически зрелых газоматеринских отложений составляет 1:2, а в катагенетически незрелых — всего 1:23 [Hunt, 1996].

*Вероятность существования адекватных миграционному потоку ловушек (P3c).* Важным условием формирования залежей является существование ловушек, способных аккумулировать нефть и газ начиная с раннего этапа миграции. Если процессы нефтегазообразования и миграции завершились до образования ловушек, то, естественно, ловушки не будут заполнены УВ либо будут содержать незначительные их скопления.

В отдельных случаях залежи могут образовываться *in situ*. Это возможно, если нефтегазоматеринские породы содержат линзы проницаемых пород (баженовская свита Маслиховского месторождения в Западной Сибири, хадумская свита Воробьевского месторождения в Предкавказье и др.). В таком случае  $P3c = 1,0$  (100 %).

**Вероятность сохранности залежи (P4).** Процессам, обеспечивающим образование залежей, противостоят процессы, стремящиеся механически, физически, химически и биохимически уничтожить сформировавшуюся или формирующуюся залежь [Высоцкий, Высоцкий, 1986]. Такие процессы подразделяются на геологические, связанные с изменением условий консервации УВ (перестройка структурного плана, нарушение целостности ловушки дизъюнктивными дислокациями или диапиризмом), что может привести к расформированию или переформированию залежи, а также генетические (химические и биохимические), в результате которых нефть меняет свой первоначальный состав, превращаясь в скопление иного физического состояния и химического состава (мальты, асфальты и др.), что не всегда сопровождается полным уничтожением залежи, однако всегда ведет к негативному изменению добычных характеристик, в частности к повышению вязкости и плотности.

Косвенные признаки сохранности залежи фиксируются, в частности, по данным сейсморазведки и проявляются в наличии отражения от горизонтальных контактов — ВНК, ГВК, ГНК — на фоне наклонных геологических границ (рис. 59, а), увеличении коэффициента поглощения сейсмических волн газовыми

и нефтяными залежами. В некоторых случаях наличие «газовых труб» на временных разрезах (рис. 59, б) также можно рассматривать как признак продуктивности глубинной части разреза ( $P4 = 1,0$ ).

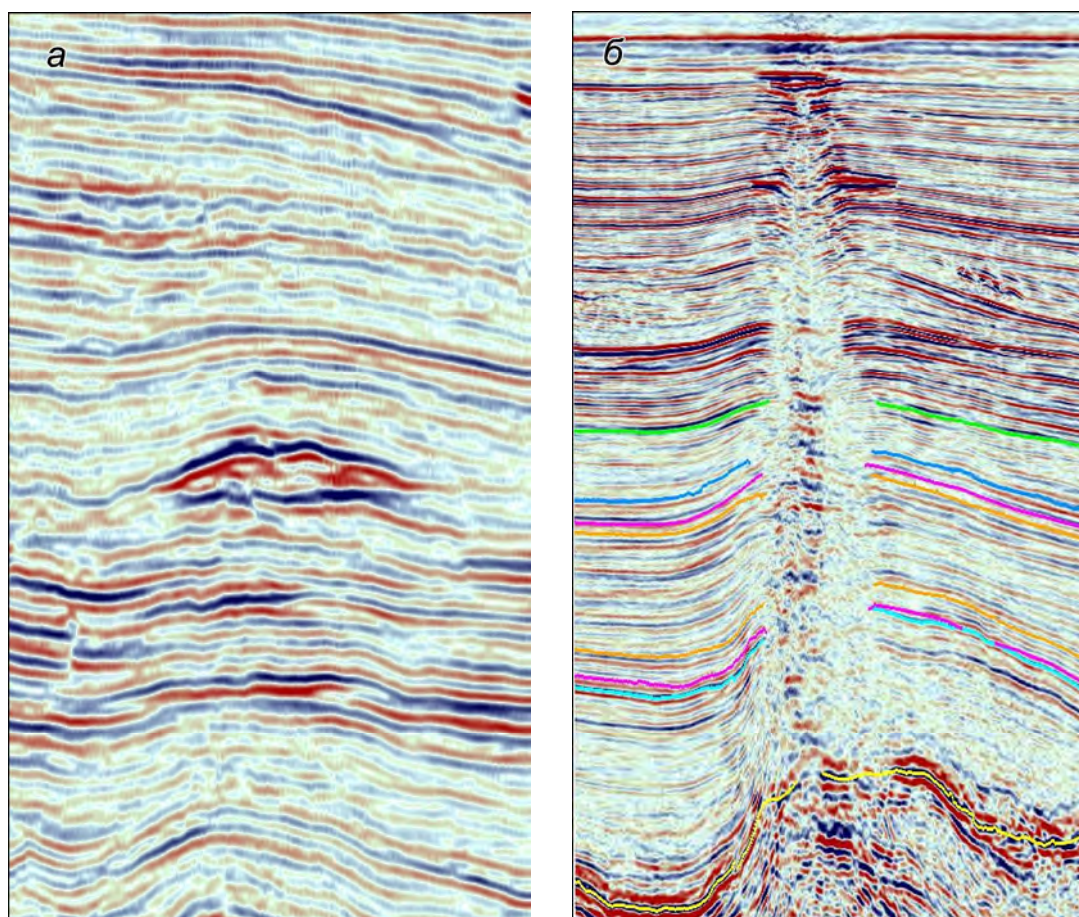


Рисунок 59 — Аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно» (Западная Сибирь) и «газовая труба» (шельф Охотского моря), приуроченные к выявленным месторождениям [Поляков, Мурзин, 2012]

Количественная характеристика перечисленных факторов и итогового значения  $Pg$  (для месторождений, содержащих традиционные запасы УВ) для поисково-разведочных скважин на разных этапах геологоразведочных работ приведена в табл. 4, составленной на основании обобщения результатов экспертных оценок, выполненных специалистами ПАО «НК «Роснефть» и DeGolyer and MacNaughton Corp. (США) при изучении геологоразведочных проектов в период с 2005 по 2013 год, а также анализа тематической литературы (см. [Goldstein, 1994; Snow et al., 1996; The CCOP Guidelines..., 2000; Watson, 1998] и др.).

Таблица 4. 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
	прогноза нефтегазоносности	оценки зон нефтегазонакопления	выявления объектов поискового бурения	подготовки объектов к поисковому бурению	поиска и оценки месторождений (залелей)	
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 (залези) 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.

Следует отметить, при изучении совокупностей залежей и поисковых объектов, обладающих сходным геологическим строением, что характерно, например, для зон нефтегазонакопления или даже для отдельных нефтегазоносных районов, 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 в целом по ЗНГН или НГР, что позволяет говорить о целесообразности **мониторинга геологического риска** как элемента прогнозной модели.

## 4.2. МОНИТОРИНГ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

Содержание этого понятия целесообразно раскрыть совместно с кратким обзором некоторых базовых понятий теории вероятности, используемых в настоящей работе.

1. Событиям А и В называются несовместимыми, если появление одного из них исключает появление другого [Щербакова, 2008]. Вероятность того, что произойдет какое-либо одно (безразлично какое) из нескольких несовместимых событий, равна сумме вероятностей этих событий:

$$P = Pa + Pb + \dots + Pn. \quad (3)$$

Правило (3) используется при оценке альтернативных вариантов прогноза, например фазового состава (либо нефть, либо газ), а также при работе с деревом решений (рис. 60), при этом сумма вероятностей возможных альтернатив равна 1.

2. Вероятность одного из двух независимых событий может быть оценена как риск того, что ни одно из этих событий не произойдет [Лазакович и др., 2003]:

$$(1 - P) = (1 - Pa) \times (1 - Pb) \quad \text{или} \quad P = 1 - (1 - Pa) \times (1 - Pb). \quad (4)$$

Предположим, что в границах территории исследований выявлено три перспективных объекта. Исходя из предположения, что факторы  $P(1-4)$  для объектов

независимы, и в соответствии с правилом (4), вероятность одного из трех открытий может быть оценена как риск того, что ни одного открытия не произойдет:

$$Pg^{(1/2/3)} = 1 - ((1 - Pg^1) (1 - Pg^2) (1 - Pg^3)).$$

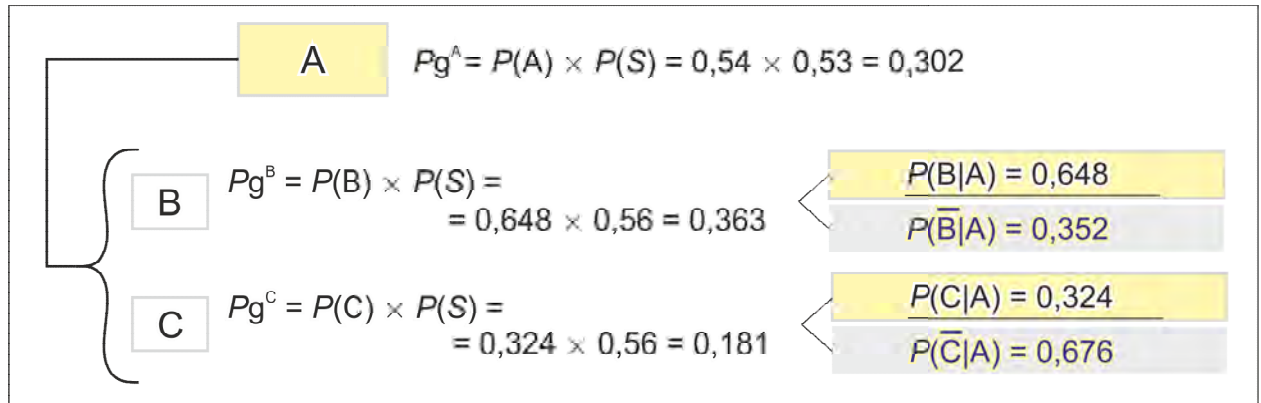


Рисунок 60 — Дерево решений для оценки вероятности  $Pg^x$

Предположим также, что  $Pg^1 = Pg^2 = Pg^3 = 0,4$  (40 %). Тогда высока вероятность открытия по крайней мере одного месторождения:  $Pg^{(1/2/3)} = 1 - (1 - 0,4) \times (1 - 0,4) \times (1 - 0,4) = 0,784$  (78,4 %). В то же время вероятность геологической успешности для всех трех объектов крайне низкая и составляет, в соответствии с (2),  $Pg^{(1-3)} = 0,4 \times 0,4 \times 0,4 = 0,064$  (6,4 %).

3. В большинстве случаев факторы  $P(1-4)$  для совокупности поисково-разведочных объектов, обладающих сходным геологическим строением, взаимосвязаны, т. е. результаты ГРП на одной из площадей непосредственно влияют на оценку риска и потенциал нефтегазоносности прочих. В таком случае целесообразно разделить факторы  $Pg$  на общие для совокупности перспективных объектов ( $P(S)$ ) и индивидуальные ( $P(x)$ ). Общим фактором геологической успешности может быть вероятность существования природного резервуара ( $PI$ ) 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  $x$

$$Pg^x = P(S) \times P(x). \quad (5)$$

В табл. 5 приведены результаты покоеффициентной оценки вероятности геологической успешности для трех площадей бурения — А, В и С. В данном случае факторы  $P1$ ,  $P3a$ ,  $P3c$  и  $P4$  являются общими,  $P(S) = 0,56$ . Итоговые значения  $Pg$  определяется индивидуальными факторами  $P1b$ ,  $P2$  и  $P3b$ . Изменение  $Pg$  для площадей В и С, в зависимости от результатов бурения перспективного объекта А, графически может быть отображено в виде дерева решений (рис. 60).

Таблица 5. Покоеффициентная оценка  $Pg$  для площадей бурения А, В и С

Факторы	Площадь А	Площадь В	Площадь С
$P1$	0,8	0,8	0,8
$P2a$	0,9	0,9	0,8
$P2b$	1,0	0,9	0,9
$P2c$	0,6	1,0	0,5
$P3a$	0,7	0,7	0,7
$P3b$	1,0	0,8	0,9
$P3c$	1,0	1,0	1,0
$P4$	1,0	1,0	1,0
$Pg^x$	<b>0,302</b>	<b>0,363</b>	<b>0,181</b>
$P(S)$	<b>0,56</b>	<b>0,56</b>	<b>0,56</b>
$P(x)$	<b>0,54</b>	<b>0,648</b>	<b>0,323</b>

Так, если в результате проведения геологоразведочных работ на объекте А выявлено месторождение, то вероятность геологической успешности  $Pg^x$  для объектов В и С возрастает, поскольку  $P(S)$  будет равен 1 (100 %), а следовательно,  $Pg^x = P(x)$ . Риск, соответственно, снижается. Если же будет установлена бесперспективность объекта А, вероятность  $Pg^x$  обнаружения залежи в пределах объектов В и С, конечно, снизится и может быть корректно оценена только после объяснения причин неудачи и актуализации прогнозной модели.

Аналогичная задача решается при оценке вероятности геологической успешности для перспективного объекта с несколькими потенциально продуктивными природными резервуарами (ПР). Предположим, что перспективы нефтегазонос-

ности поисковой площади связаны с ПР  $a$ ,  $b$  и  $c$  (рис. 61). Вероятность геологической успешности для каждого из них составляет 0,4, 0,36 и 0,2,  $P(S) = 0,4$ .

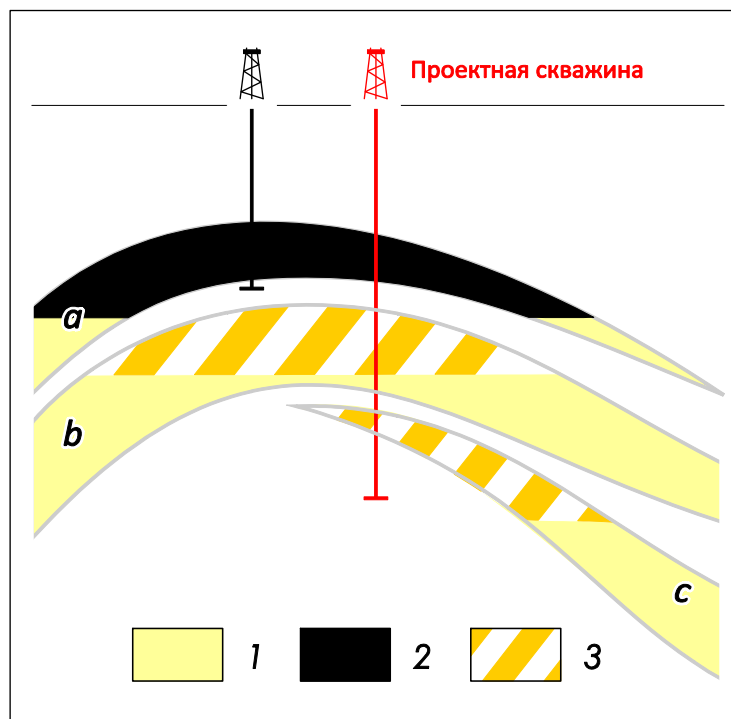


Рисунок 61 — Перспективная площадь с одним продуктивным ( $a$ ) и двумя перспективными ( $b$  и  $c$ ) природными резервуарами. Условные обозначения: 1 — пласты-коллекторы в составе природных резервуаров, 2 — выявленная залежь УВ, 3 — перспективные объекты.

В результате поисковых работ доказана нефтеносность ПР  $a$ . Следовательно, в соответствии с правилом (5) вероятность открытия залежей в ПР  $b$  и  $c$  возрастает:

$$P(b) = P_g^b / P(S) = 0,36 / 0,4 = 0,9,$$

$$P(c) = P_g^c / P(S) = 0,2 / 0,4 = 0,5.$$

Приведенные примеры иллюстрируют необходимость *мониторинга геологических рисков* при поступлении дополнительной геолого-геофизической информации. Систематическая актуализация прогнозной модели и переоценка риска позволяет локализовать объекты с большей вероятностью геологической успешности и соответствующим образом оптимизировать программу поисково-разведочного бурения.



Тем не менее сама по себе величина риска или геологической успешности не может являться окончательным аргументом для выбора приоритетных объектов или направлений работ, поскольку основной задачей ГРП все же является не столько уход от риска, сколько прирост запасов и открытие новых месторождений. Следовательно, отдельного рассмотрения требует вопрос **ранжирования перспективных площадей бурения**.

#### 4.3. К ВОПРОСУ РАНЖИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГРП

В самом простом случае, без привлечения экономической составляющей, сравнительный анализ и ранжирование объектов поисково-разведочных работ целесообразно проводить с использованием кроссплота, где каждая из площадей бурения характеризуется двумя величинами: вероятностью геологической успешности и ожидаемым приростом запасов (рис. 62, *а*). Площади, расположенные в правом верхнем углу кроссплота (высокий потенциал нефтегазоносности и низкий риск), являются первоочередными для проведения ГРП. Площади из левой верхней области — объекты освоения второго ранга, площади правой нижней области (III ранг) — объекты для доизучения (снижения риска), а слева внизу локализованы некондиционные объекты IV ранга — высокорисковые, с низким потенциалом.

Как неоднократно отмечалось выше, представления о вероятности геологической успешности и ресурсной оценке того или иного объекта и территории исследований в целом существенно меняются с увеличением степени изученности, следовательно, сравнительный анализ и ранжирование необходимо **синхронизировать с верификацией и актуализацией прогнозной модели**. Рассмотрим трансформацию такого кроссплота по мере эволюции геологической модели — от априорной к прогнозной на примере рис. 25. Допустим, что каждая из выявленных ловушек характеризуется определенным ресурсным потенциалом и соответствующей вероятностью геологической успешности. Анализ априорной модели

позволяет сделать заключение о том, что перспективы нефтегазоносности связаны с южной частью района исследований. Ресурсы объекта В выше,  $Pg(A) \approx Pg(B)$ . Ранжирование площадей выглядит следующим образом (рис. 62, б).

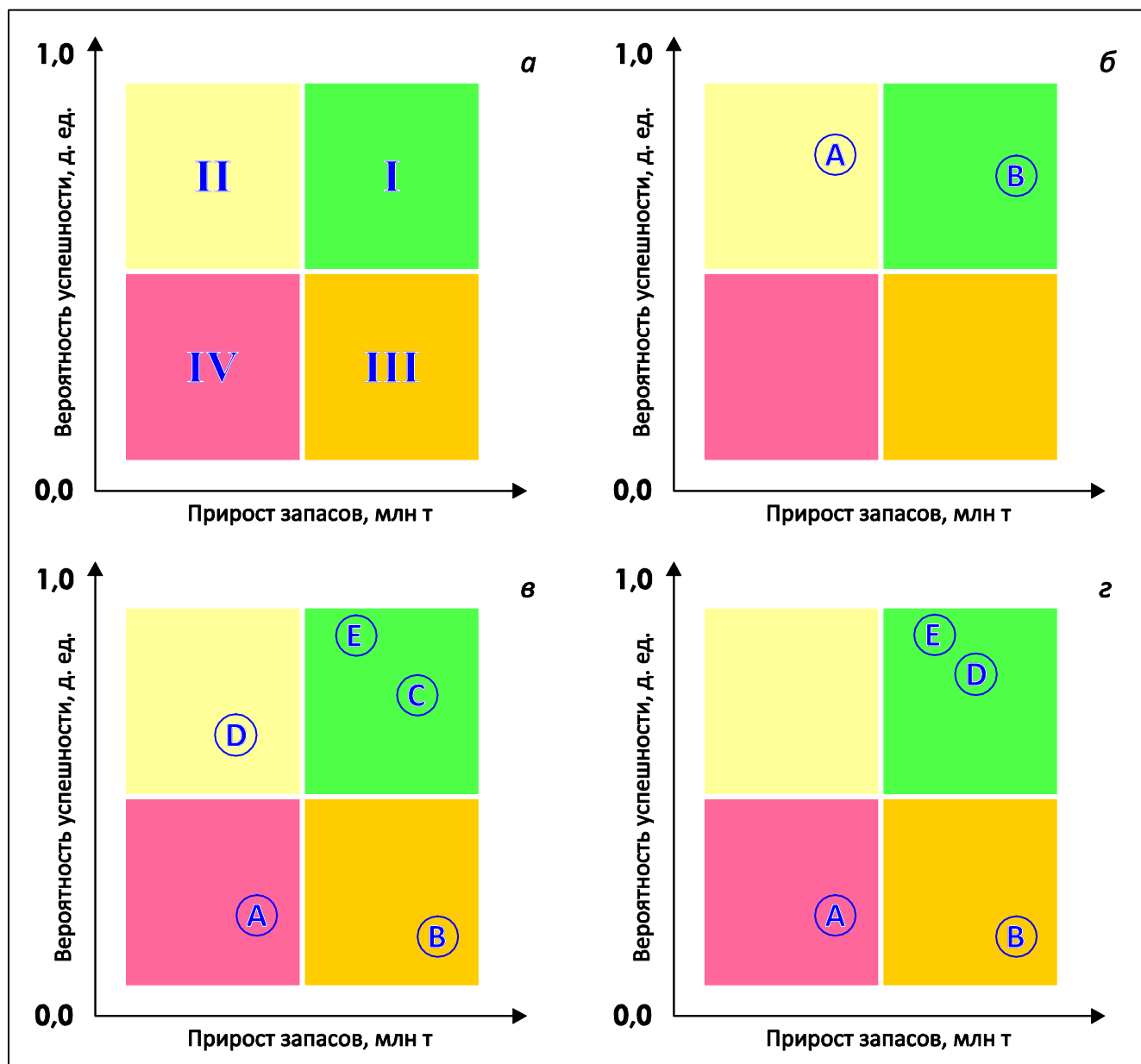


Рисунок 62 — Ранжирование перспективных площадей (пояснения в тексте)

Выполненные исследования позволили уточнить границы отсутствия коллекторов, выявить очаги генерации УВ, пути их миграции и синхронные нефтегазообразованию ловушки. Установлено, что причинами неудачи поисковых работ явились удаленность от очага генерации объекта I и экранирование путей мигра-

ции УВ разломом для объекта П. Намечено новое направление геологоразведочных работ — доразведка выявленного месторождения (объект Е). Выявлены новые площади С и D для проведения поисковых работ, ранее считавшиеся бесперспективными, а объекты А и В признаны малоперспективными из-за низкой вероятности заполнения ловушки углеводородами. Итоговое ранжирование на этапе прогнозной модели представлено на рис. 62, в.

Теперь предположим, что после построения прогнозной модели выполнены поисковые работы на объекте С, в результате чего открыто месторождение, при этом, помимо прогнозируемой залежи в резервуаре *a*, установлена нефтеносность резервуара *b*. В соответствии с концепцией мониторинга ПМ, пересмотрев геологическую модель территории исследований, можно предположить, что аналогичная залежь прогнозируется и на объекте D. Потенциал объекта D возрастет за счет ресурсов резервуара *b*, кроме этого, в соответствии с правилом (5) и рис. 60 вероятность успешности  $P(D|C)$  увеличится. Итоговое ранжирование (рис. 62, г), выполненное после проведения комплексных исследований территории, принципиально отличается от априорного. Для первоочередного вовлечения в поисково-разведочное бурение локализованы объекты Е и D с высоким потенциалом нефтегазоносности и низким риском.

В качестве критерия экономической эффективности может выступать ожидаемая стоимость запасов (EMV). Значение этого показателя рассчитывается по известной формуле:

$$EMV = NPV \times (1 - R) - ГРР \times R,$$

где NPV — чистый дисконтированный доход, ГРР — затраты на проведение поисково-разведочных работ (рисковый капитал). В таком случае ранжирование перспективных площадей проводится с использованием соответствующего (рис. 63) кроссплота.

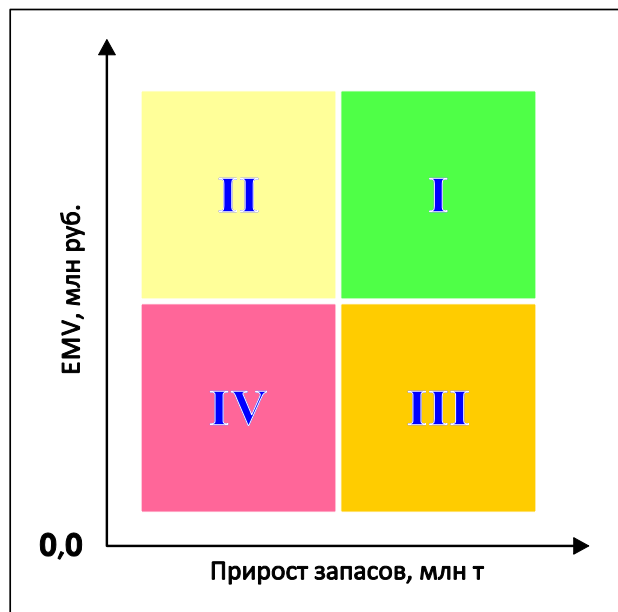


Рисунок 63 — Геолого-экономическое ранжирование перспективных площадей

Итак, следует констатировать, что неопределенность является объективной сущностной характеристикой геологических систем, а риск — формой ее проявления. Несмотря на то что полностью устранить риск с использованием существующих технологий проведения ГРП невозможно, в наших силах преодолеть в какой-то мере сопровождающий геологоразведку риск путем сравнительного анализа, ранжирования и определения первоочередных объектов поисково-разведочных работ, мониторинга геологического риска.

#### 4.4. АПРОБАЦИЯ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПОДХОДА К ПРЕОДОЛЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

С учетом изложенных выше теоретических представлений очевидно, что на стадии выявления объектов поискового бурения важнейшей задачей является локализация площадей геологоразведочных работ не самих по себе, а как составных частей зон нефтегазонакопления, характеризующихся единством условий образования осадочных толщ, историей тектонического развития и онтогенезом углеводородов, что существенно снижает объективные неопределенности и риски (рис. 64). Руководствуясь этим, рассмотрим апробацию предложенного подхода

на примере поисковых работ, выполненных нами в период 2016–2021 гг. в Рассохинском НГР Енисей-Хатангской нефтегазоносной области.

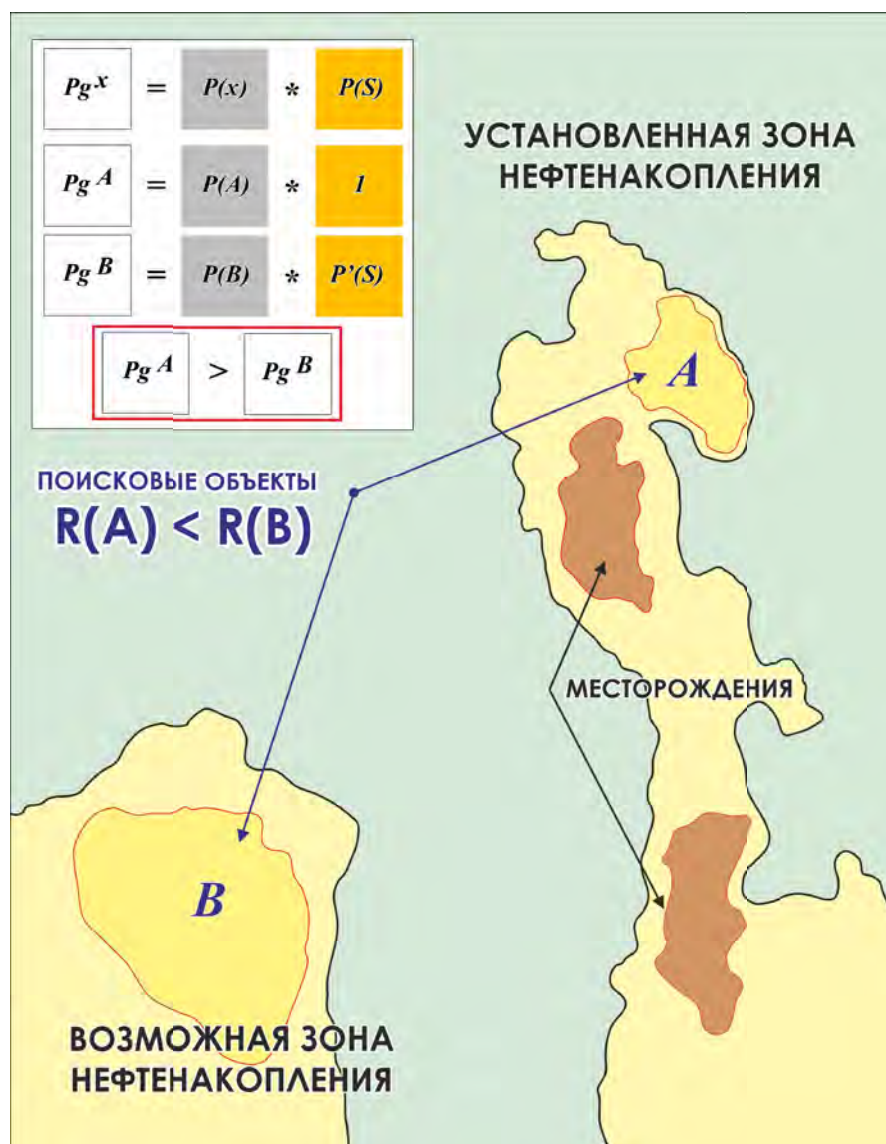


Рисунок 64 — Оценка геологического риска для поисковых объектов в границах выявленной ЗНГН и за ее пределами. Геологический риск в границах выявленных ЗНГН (направлений ГРП) всегда ниже при прочих равных факторах

Рассохинский мегавал — крупная линейная антиклинальная структура субширотного простирания размерами приблизительно 500×50 км и амплитудой от 2000 метров подошве юрских отложений до 600 метров в нижнемеловых отложениях. Он входит в состав группы крупных субширотных мегавалов (с запада на восток: Малохетского, Рассохинского и Балахнинского), протягивающихся в Ени-

сей-Хатангском прогибе от левобережья р. Енисей на восток-северо-восток более чем на 1000 км до Киряко-Тасского полуваля Таймырской системы дислокаций [Балдин, Кунин, Кунин, 1997].

В поперечном сечении мегавал имеет крутые крылья и плоский свод (рис. 65), осложненный локальными поднятиями, с одним из которых — Озерным (открыто в 1969 г.) — связано небольшое газовое месторождение. Примечательной особенностью Рассохинского мегавала является разрыв в его сводовой части верхнеюрских отложений (Джангодская и Рассохинская площади), связанный с воздыманием территории в раннемеловое, а затем и в постолгоценовое время.

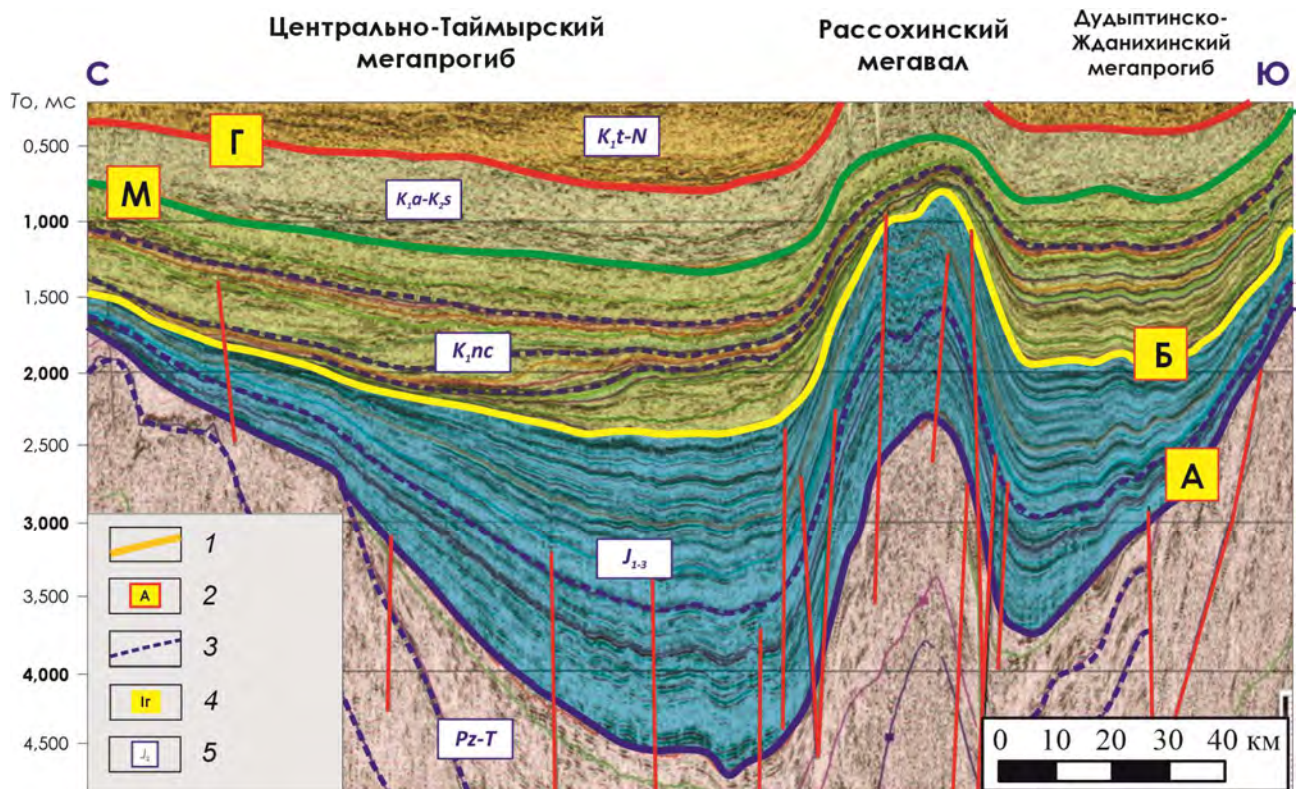


Рисунок 65 — Стратифицированный субмеридиональный временной разрез через Рассохинский мегавал. Условные обозначения: 1 — опорные отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы опорных ОГ, 3 — вспомогательные ОГ, 4 — индексы вспомогательных ОГ, 5 — индексы стратиграфических подразделений

Рассохинский мегавал отделен от Северо-Сибирской моноклинали узким Дудыптинско-Жданихинским мегaproгибом, а от Южно-Таймырской мегамоноклинали — Центрально-Таймырским мегaproгибом (рис. 15). На западе мегавал ку-



лисообразно сочленяется с Малохетским мегавалом, а его восточная периклиналь осложнена многочисленными разломами и закартирована недостаточно уверенно [Балдин, 2003].

Геологоразведочные работы в границах Рассохинского НГР проводилось с 60-х годов прошлого века, однако после получения отрицательных результатов бурения на Тундровой, Рассохинской, Волочанской и Новой площадях изучение территории было приостановлено. Изученность территории крайне низкая: выполнено около 4000 пог. км сейсморазведочных работ 2D (плотности сейсмической изученности в среднем не превышает 0,4 пог. км/км<sup>2</sup>) и пробурено порядка 20 поисково-разведочных скважины, из них 15 скважин — на локальных Озерной и Джангодской площадях.

Несмотря на отрицательные результаты геологоразведочных работ прошлых лет, наши представления о перспективности Рассохинского мегавала основывались на благоприятном его расположении по отношению к Центрально-Таймырскому очагу генерации углеводородов (см. подпараграф 2.3.2), наличии в разрезе юрско-меловых отложений коллекторов и флюидоупоров, а также открытии здесь Озерного месторождения. Иными словами, мы имели дело с доказанной, хотя и сложно устроенной, зоной газонакопления, что в контексте настоящей работы существенно снижало поисковый риск. В совокупности с высокой оценкой ресурсов углеводородов и на основе предложенной выше методики ранжирования (см. § 4.3) перспективных площадей это стало **определяющим фактором для возобновления здесь геологоразведочных работ.**

Сейсморазведочными работами, выполненными в 2016 г., уточнено строение Мохового поднятия, намеченного ранее по материалам региональных работ в сводовой части Рассохинского мегавала (рис. 66). 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 (рис. 67).



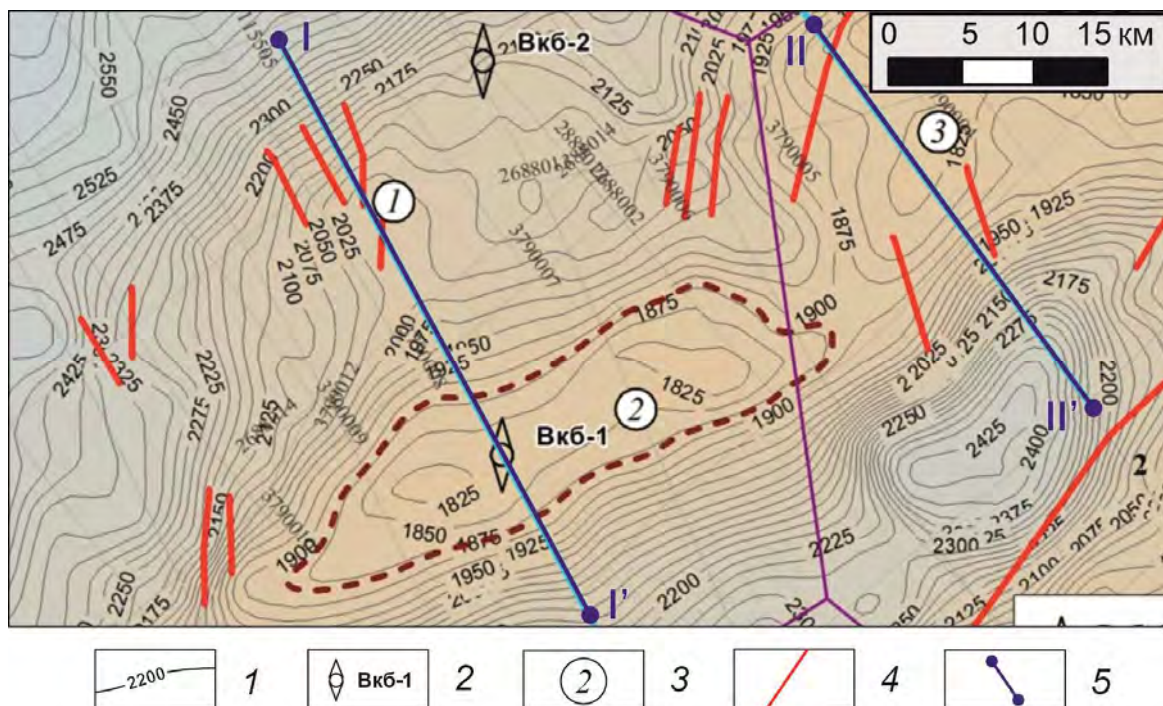


Рисунок 66 — Моховая площадь (структурная карта по кровле пласта СД-6-7). Условные обозначения: 1 — изогипсы кровли пласта Сд-6-7; 2 — пробуренные скважины, их номер; 3 — площади бурения: 1 — Верхнекубинская, 2 — Моховая, 3 — Масштабная; 4 — дизъюнктивные дислокации; 5 — линии сейсмогеологических разрезов

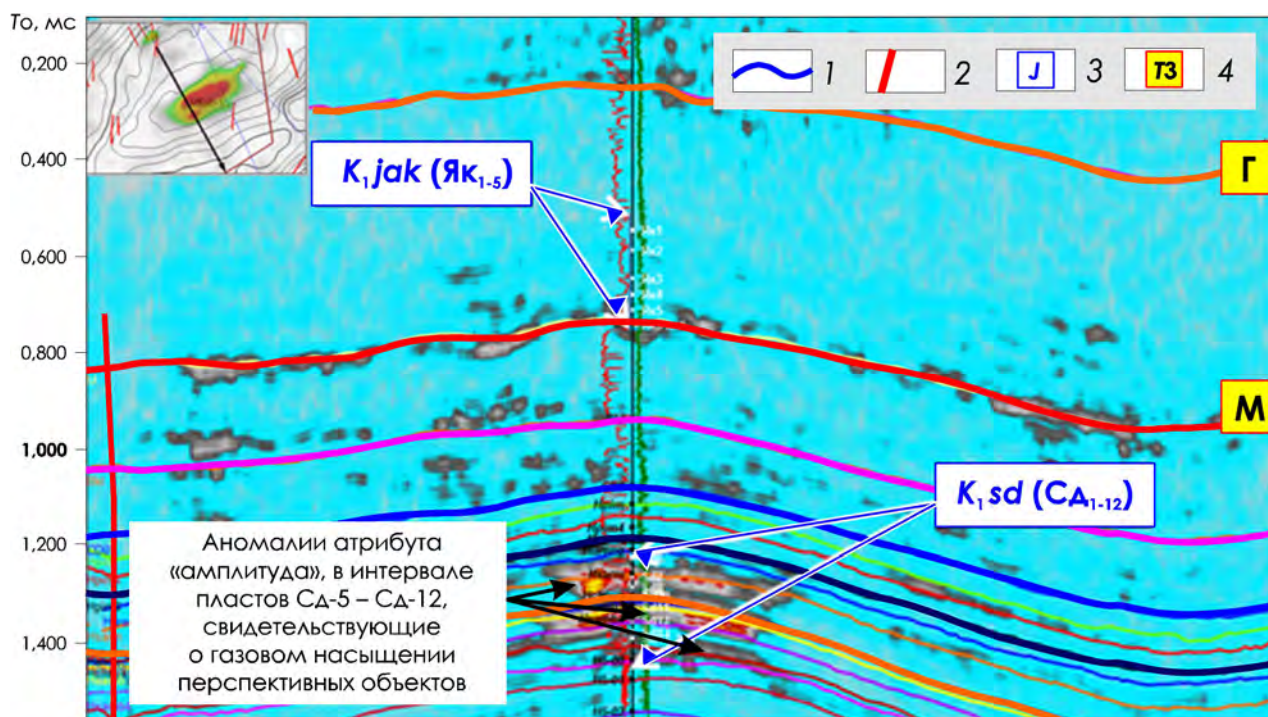


Рисунок 67 — Моховая площадь. Временной разрез с отображением атрибута RMS-амплитуды (положение разреза — на рис. 66, линия I-I'). Условные обозначения: 1 — отражающие горизонты (ОГ), 2 — дизъюнктивные дислокации, 3 — индексы стратиграфических подразделений, 4 — индексы ОГ

Изложенные предположения были подтверждены бурением поисковой скважины Верхнекубинская-1. Скважина закончена бурением в отложениях нижнехетской свиты нижнего мела. В колонне были испытаны отложения суходудинской и яковлевской свит. По результатам отдельных испытаний в интервале глубин 1890–2190 м установлена газоносность отложений суходудинской свиты (пласты Сд-5, Сд-6-7, Сд-8, Сд-10 и Сд-12), из которой получены притоки газа дебитами от 251 до 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эффективная газонасыщенная толщина пород-коллекторов варьирует от 11,4 м (Сд-8) до 38,1 м (Сд-6-7). Залежи пластово-сводовые, высотой до 70 м для пласта Сд-6-7 (рис. 68).

Продуктивные отложения суходудинской свиты представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми, светло- и темно-серыми, на глинистом цементе, со средними и высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств. По результатам исследований керна и расширенного комплекса ГИС, включающего ЯМК, ВИКИЗ, спектрометрический и широкополосный акустический каротажи, ФЭС коллекторов характеризуются следующими значениями: открытая пористость — от 21 до 23 %, проницаемость — до 45 мД.

Значения пластового давления по вышеперечисленным залежам варьируют в пределах от 17,6 до 19,9 МПа, а пластовой температуры — от 35,0 до 44,6 °С. По результатам аналитических исследований природный газ характеризуется как метановый, с низким содержанием этан-пропан-бутановых компонентов, а также незначительным содержанием УВ C<sub>5+</sub>. Наибольшее содержание компонентов C<sub>5+</sub> в составе пластового газа отмечается в пласте Сд-12 (24,3 г/м<sup>3</sup>), а в пластах Сд-10–Сд-5 его содержания не превышают 10 г/м<sup>3</sup>. Таким образом, по величине содержания конденсатной составляющей все залежи характеризуется как низкоконденсатные.

В результате бурения и испытания скважины Верхнекубинская-1 были поставлены на государственный баланс начальные геологические запасы сухого газа месторождения им. Е. Зиничева в объеме 450 млрд м<sup>3</sup> (Государственный доклад..., 2022).



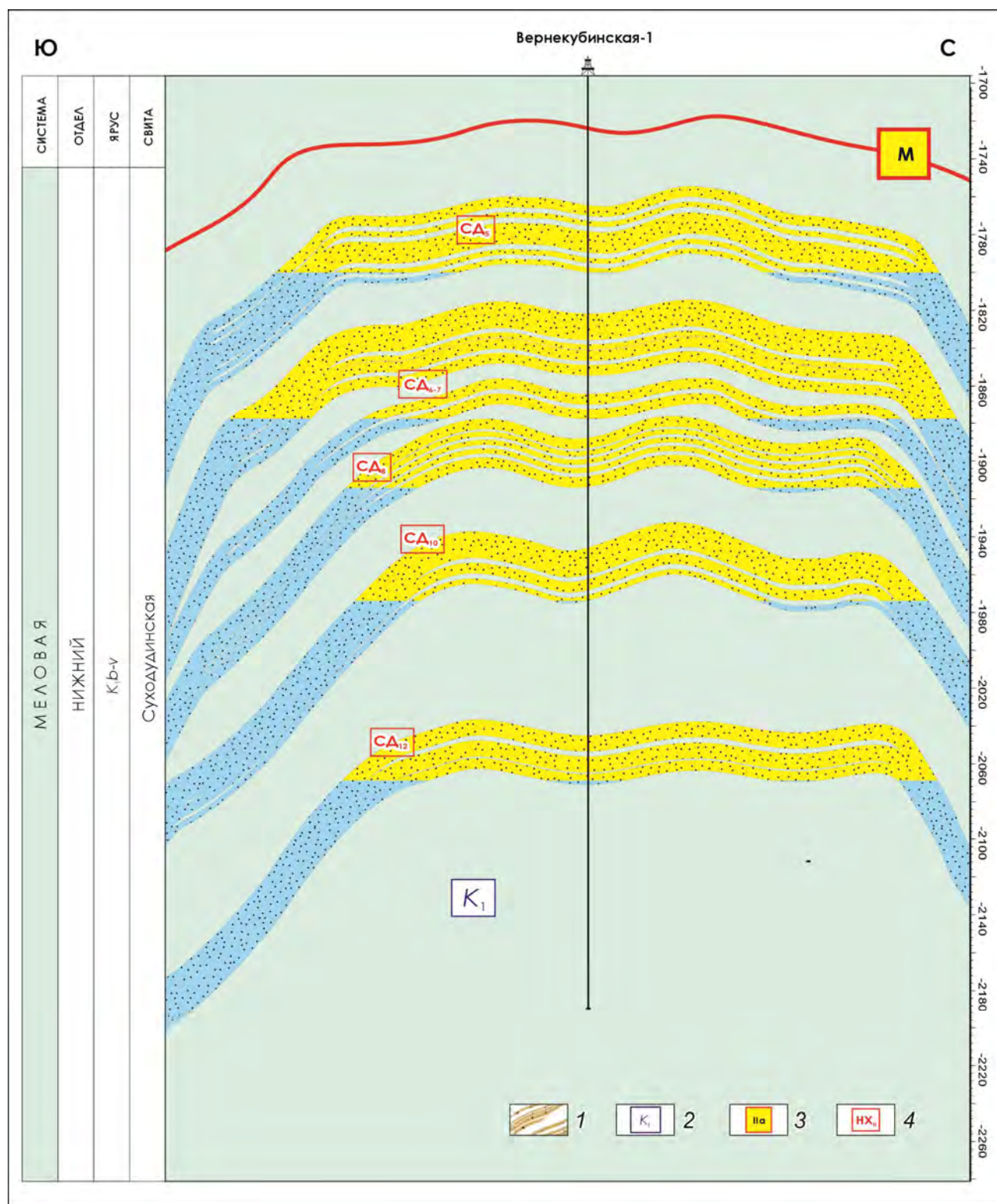


Рисунок 68 — Сейсмогеологический разрез продуктивных отложений месторождения им. Е. Зиничева. Условные обозначения: 1 — газонасыщенные песчано-алевритовые пласты суходудинской свиты; индексы: 2 — стратиграфических подразделений, 3 — отражающих горизонтов, 4 — продуктивных пластов

Отсутствие открытий на протяжении долгих лет проведения геологоразведочных работ, значительных по запасам месторождений УВ, позволяет предположить существование ряда некоторых, пока до конца не установленных, особенностей формирования и размещения месторождений на территории Рассохинского мегавала. Можно предположить, что это связано с проблемой сохранности залежей УВ в новейшее время, когда амплитуда вертикальных тектонических движений составила здесь около 400–500 м [Гребенюк, Луговцев, Москвин, 1983], что способствовало размыву в разрезе региональных флюидоупоров (в сводовой части Рассохинского мегавала до верхнеюрских пород включительно), переформированию и разрушению ранее образованных скоплений УВ. Возможно, на аккумуляцию и сохранность залежей повлияли многочисленные дизъюнктивные нарушения, осложняющие Рассохинский мегавал и не закартированные пока должным образом из-за низкой плотности сейсмической изученности.

В этой связи, а также с учетом отмеченной низкой изученности территории, до момента выяснения закономерностей формирования месторождений в границах Рассохинского НГР следует обратить внимание на косвенные показатели нефтегазоносности, а именно на инверсные кольцевые структуры (ИКС), выделенных впервые Л. Ш. Гиршгорном в Западно-Сибирском регионе в конце 1980-х годов [Гиршгорн, 1987]. Эти структуры, несмотря на многообразие представлений об их геологической природе, всеми без исключения исследователями рассматриваются в качестве важного поискового критерия возможного обнаружения скоплений УВ при обосновании геологоразведочных работ. ИКС представляют собой разновидность дисгармоничных поднятий, развивающихся над изометричными депрессиями. Изучение материалов сейсморазведки показало широкое распространение структур данного типа на северо-востоке Западно-Сибирского бассейна и в западной части ЕХРП (см. [Балдин, Бурдин, Козьмина, 2004; Бородкин и др., 2017] и мн. др.), их связь с месторождениями углеводородов: Хальмерпаютинским, Пеляткинским, Северо-Соленинским, Нанадянским, Байкаловским и др. Погребенные депрессии в основании инверсионных структур картируются в виде мульд по

отражающим горизонтам юры и триаса и имеют формы, близкие к кольцевым. Глубина их прослеживания достигает 15–16 км [Гиршгорн, Кабалык, 1990].

Подобная инверсная структура отчетливо картируется и на Моховой площади Рассохинского НГР, где ниже брахиантиклинали по кровле продуктивных суходудинских отложений месторождения им. Е. Зиничева наблюдается погребенная депрессия, характеризующаяся значительным снижением динамической выраженности отражающих горизонтов в юрско-триасовой толще, провалами и провисаниями осей синфазности, потерей корреляции, сейсмическим отображением вертикального смещения слоев (рис. 69, а).

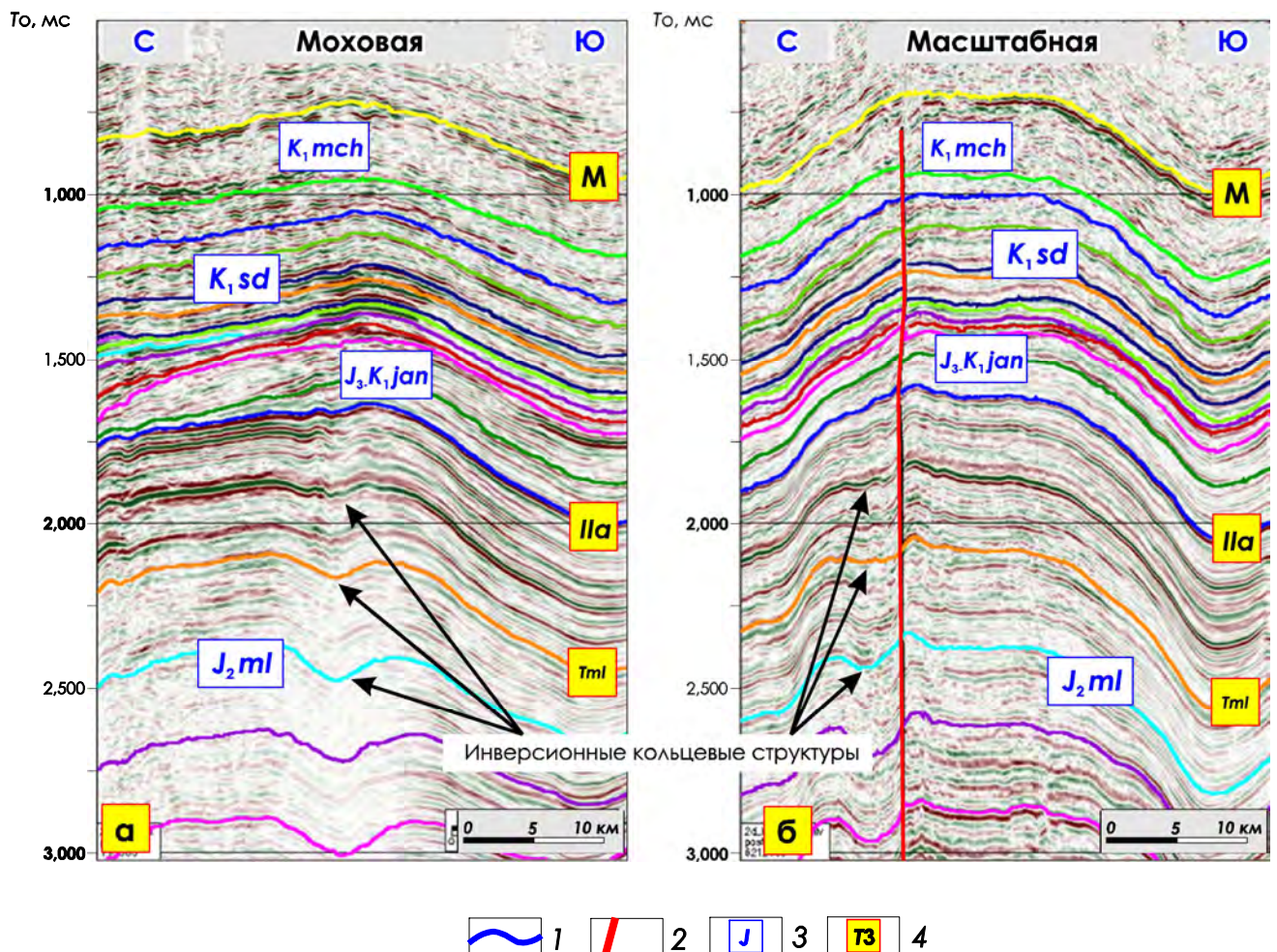


Рисунок 69 — Инверсионные кольцевые структуры как индикатор нефтегазоносности. Условные обозначения: 1 — отражающие горизонты (ОГ), 2 — дизъюнктивные дислокации, 3 — индексы стратиграфических подразделений, 4 — индексы ОГ



Рассматривая наличие ИКС как эмпирический поисковый критерий, в качестве первоочередных площадей поискового бурения в границах Рассохинского НГР следует рассматривать Масштабную (рис. 69, б), Новокубинскую и Снежную площади, где отмечаются ИКС, аналогичные описанным выше.

Использование указанного косвенного признака в условиях дефицита поисковых критериев не является каким-то редуccionизмом, это эмпирическая закономерность, которую мы обязаны иметь в виду при ранжировании объектов геологоразведочных работ.

Приведенные теоретические представления и практический пример их апробации дают возможность сформулировать **третье защищаемое положение**: 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.

## ГЛАВА 5. АДРЕСНЫЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСИРОВАНИЮ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ<sup>17</sup>

Заключительным звеном системного подхода (рис. 4) являются выбор методов исследований и проведение производственного эксперимента, а также обратная связь, которая может быть выражена в актуализации прогнозной модели или пересмотре рабочей гипотезы. Эффективность этого звена во многом определяется рациональным сочетанием — комплексированием — методов и видов геологоразведочных работ, что 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. 70), отражая сложившиеся представления о повышении эффективности ГРП за счет «решения конкретных задач в минимально короткий срок с заданной точностью и наименьшими затратами» [Кунин, 1972].

---

<sup>17</sup> При подготовке данного раздела диссертации автором использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. **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 %).**
2. **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).
3. **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%).** Импактфактор 0,626 (РИНЦ).
4. EDN JDVRAN. **(1,3 п. л., авторский вклад 60%).** Импакт-фактор 1,331 (РИНЦ).
5. **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 -.



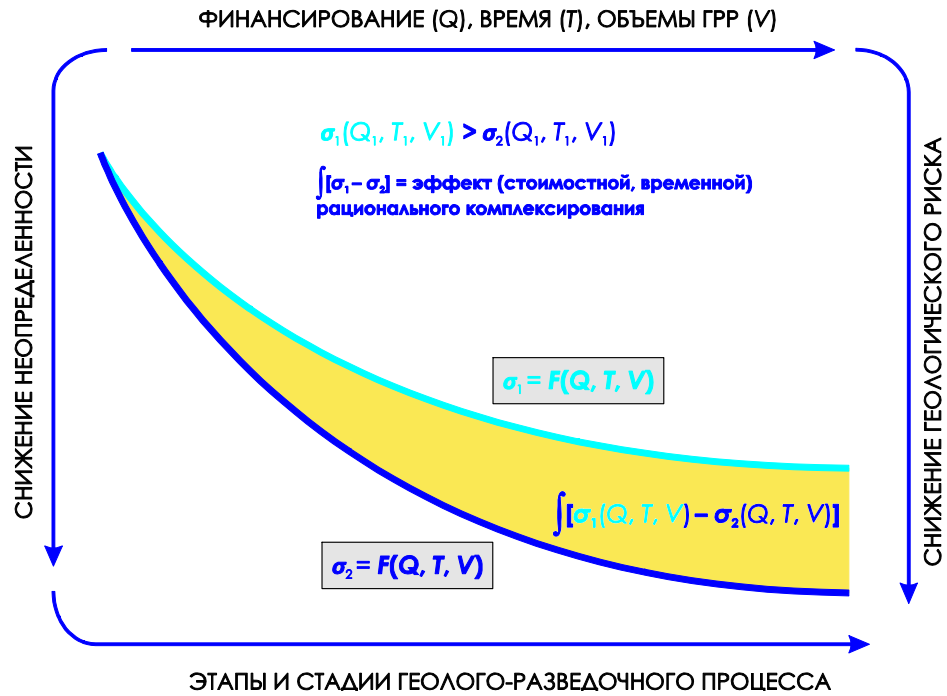


Рисунок 70 — Графическое представление идеи рационального комплексирования

## 5.1. НЕКОТОРЫЕ ПРИНЦИПЫ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ВИДОВ РАБОТ

**Принцип функциональности** заимствован из методологии технического комплексирования и подразумевает, что все звенья, в совокупности образующие комплексы, должны быть увязаны друг с другом в информационном, физическом и энергетическом отношении [Ацюковский, 2005], что важно, в частности, для реализации перечисленных в § 3.1 методологических установок интерпретации геополей, сформулированных в работе [Виноградов, 1990].

В контексте настоящей работы, принимая, что «каждый тип систем характеризуется особой, свойственной ему природой элементов, их отношений и связей, особыми принципами исследования, ... особыми типами моделей» [Косыгин, 1974], целесообразным представляется следующее сочетание технологий, методов и видов исследований:

- для изучения статических систем и построения априорных моделей — под-комплекс, направленный на исследование вещественного состава и морфологии элементов изучаемых геологических систем, их пространственных соотношений

(ведущую роль в таком комплексе будут играть бурение, методы полевой и промысловой геофизики, литологические, петрофизические и геохимические исследования керна, изучение физико-химических свойств пластовых флюидов и др.);

— для изучения динамических систем и построения концептуальных моделей — подкомплекс, объединяющий процессуальные реконструкции (как результат наблюдений и описаний ГС — изучаемых или аналогов), модельные эксперименты и математическое моделирование, направленный на уточнение пространственно-временных отношений и причинно-следственных связей, включающий изучение процессов катагенетического преобразования РОВ, изменения свойств коллекторов и флюидоупоров в зависимости от глубины, температуры и геологического времени, кинематику и динамику процессов структурообразования и др., иными словами, на определение онтогенеза элементов изучаемых ГС;

— для изучения ретроспективных систем — подкомплекс, включающий исключительно теоретические (так как оригиналы ретроспективных моделей не существуют) исследования, направленные на реконструкцию обстановок формирования элементов изучаемых ГС (*генезис s.s.*), хронологию процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Из принципа функциональности следует требование к полноте и непротиворечивости итогового комплекса исследований, позволяющего в полной мере охарактеризовать вещественный состав, морфологию и генезис элементов изучаемой геологической системы. Именно изложенные признаки, как будет показано далее, важны для решения практических задач геологоразведки.

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, Ступакова, Малышев и др., 2023, Поляков, Ступакова, Малышев и др., 2025]. Они подразделяются, в зависимости от той или иной преобладающей технологии, по пяти видам, а именно: по геофи-

зическому, геологическому, геохимическому, гидрогеологическому и инженерно-промысловому (рис. 71). Для каждого метода описано 34 параметра, от названия до программного обеспечения.



#### БЛОКИ ОПИСАНИЯ МЕТОДОВ И ВИДОВ ГРР

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 71 — Каталог методов геологоразведочных работ [Поляков, Ступакова, Малышев и др., 2023]

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, но и научно-исследовательских работ.

В Каталоге определены области применения методов не только для решения конкретных задач геологоразведки, но и для **определения базовых критериев нефтегазоносности** [Ступакова, Поляков, Малышев, 2023; Поляков, Ступакова, Малышев и др., 2025] региона исследований (рис. 72), определяющих формирование и размещение месторождений нефти и газа. Таким образом, изучение геологической системы проводится совместно с исследованием условий ее существования, что соответствует принципу системности (рис. 3) и коррессируется с очаговым подходом Б. А. Соколова [Соколов, 1982].



Рисунок 72 — Алгоритм выбора комплекса методов для решения задач геологоразведочных работ [Поляков, Ступакова, Малышев и др., 2025]

Конкретное наполнение искомого комплекса изменяется по мере повышения детальности исследований, однако на каждом этапе (стадии) ГРП искомая совокупность видов и объемов работ должна обеспечивать, помимо решения основных геологических задач (табл. 6), формулирование рабочей гипотезы, построение прогнозной модели соответствующего уровня детализации и подготовку программы дальнейших исследований, направленных на снижение ключевых неопределенностей.

Таблица 6 — Основные задачи, виды и методы исследований при создании прогнозных моделей на разных стадиях геологоразведочного процесса, с использованием [Инструкция..., 1984]

Этап	Стадия	Основные задачи	Основные виды и методы исследований	Прогнозная модель (ПМ) и ее важнейшие элементы
ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ	Выявления объектов поискового бурения	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Уточнение границ ЗНГН</li> <li>2. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов</li> <li>3. Выбор объектов для детализационных работ</li> </ol>	Гравиразведка, магниторазведка и электроразведка, сейсморазведка в масштабах 1:50000, 1:25000 по системе взаиморазнесенных профилей. Геологическая (геоморфологическая) съемка	<p>ПМ: Карта перспектив нефтегазоносности и направлений работ.</p> <p>Элементы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Карта нефтегазогеологического районирования</li> <li>2. Карты критериев нефтегазоносности</li> <li>3. Геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы</li> <li>4. Структурные карты по основным структурным этажам, ярусам и целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов</li> </ol>
	Подготовки объектов к поисковому бурению	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Детализация геологического строения выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать положение залежей</li> <li>2. Количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению</li> <li>3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение</li> </ol>	Высокоточная гравиразведка и детальная электроразведка, сейсморазведка в масштабах 1:25000, 1:10000, в некоторых случаях — 3D-сейсморазведка	<p>ПМ: Карта сводных контуров ловушек УВ с выделением первоочередных объектов поискового бурения.</p> <p>Элементы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сводный геолого-геофизический разрез площади работ</li> <li>2. Геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы с указанием местоположения поисковых скважин</li> <li>3. Структурные карты по целевым горизонтам</li> <li>4. Карты неантиклинальных ловушек</li> </ol>
	Поиска и оценки месторождений (залежей)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов, определение их геолого-геофизических характеристик</li> <li>2. Открытие месторождения и подсчет запасов нефти, газа и конденсата</li> <li>3. Выбор объектов для проведения оценочных работ и объектов разведки</li> </ol>	Бурение и испытание поисково-оценочных скважин, геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС), гидродинамические исследования (ГДИС). Исследования керна и пластовых флюидов	<p>ПМ: Подсчетные планы выявленных залежей, карта размещения разведочных скважин.</p> <p>Элементы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Структурные карты и карты толщин продуктивных горизонтов</li> <li>2. Карты нефтегазонасыщенных толщин</li> <li>3. Геологические профили и сейсмогеологические разрезы с указанием местоположения разведочных скважин</li> </ol>
	<b>РАЗВЕДОЧНЫЙ</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Уточнение геологического строения и запасов</li> <li>2. Уточнение добычных характеристик, пластового давления, давления насыщения, гидродинамического режима залежей</li> </ol>	Бурение разведочных, а в ряде случаев опережающих эксплуатационных скважин. Детальная сейсморазведка (часто в 3D-модификации) и электроразведка. Пробная эксплуатация скважин. ГИРС, ГДИС, ПГИ	<p>ПМ: Карта размещения эксплуатационных скважин, прогноз добычи УВ-сырья.</p> <p>Элементы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Цифровые геологическая и фильтрационная модели</li> <li>2. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и вариантов разработки</li> <li>3. Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления</li> <li>4. Выбор системы размещения и плотности сеток скважин</li> <li>5. Обоснование коэффициента извлечения</li> <li>6. Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов</li> </ol>

**Принцип последовательных приближений.** Вопросы этапности ГРР неоднократно рассматривались, преимущественно в отечественной литературе, начиная с работ В. М. Крейтера. В настоящее время геологоразведочные работы на нефть и газ подразделяются на следующие этапы: региональный, поисково-оценочный, разведочный, с последующим их подразделением на стадии. Этапы и стадии различаются по масштабу и характеру объектов изучения, по задачам и видам работ, а также по ожидаемым результатам [Инструкция..., 1984].

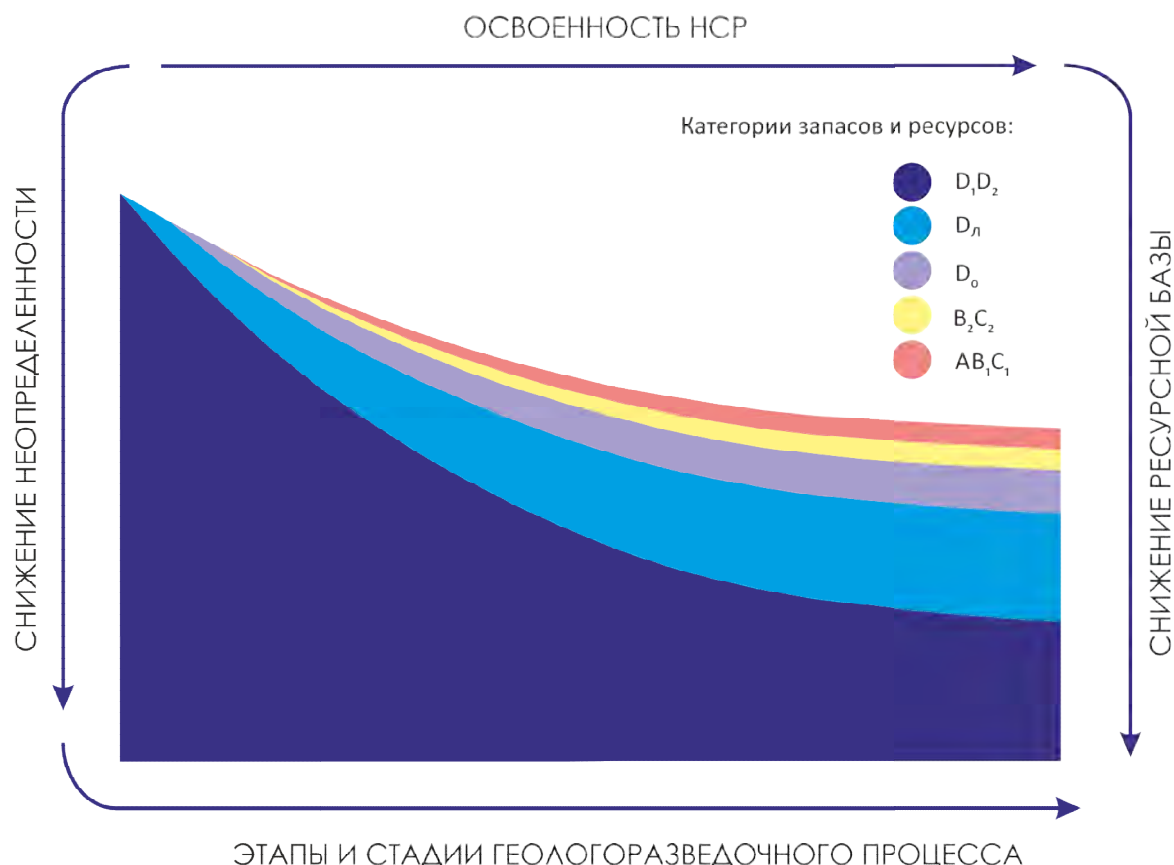
Важными особенностями организации геологоразведочного процесса, отражающими понятие этапности, являются:

- *снижение неопределенности* в оценке ресурсной базы (и, собственно, ресурсной базы) территории исследований (рис. 73) на каждой стадии ГРР от ресурсов категории  $D_2$  к запасам категорий А,  $B_1$  и  $C_1$ , что традиционно находит применение при оценке состояния минерально-сырьевой базы нефтегазодобычи, путем введения коэффициентов достоверности запасов и ресурсов.

- зависимость видов и объемов геологоразведочных работ на каждой стадии от результатов предыдущей (**обратная связь**). Изложенное справедливо и в отношении соответствующих стадиям моделей: прогнозная модель поисково-оценочного этапа, после проведения производственных работ, открытия месторождения (верификации), тематических исследований и актуализации, трансформируется в прогнозную модель этапа разведки.

**Принцип спецификации.** Форма и природа связей между геофизическими аномалиями и геологическими объектами носят неоднозначный характер. Многообразие связей, нередко специфических для каждого региона, не позволяет использовать в разведочной геофизике универсальные зависимости типа законов [Кунин, 1972]. Именно поэтому в большинстве опубликованных работ отмечается невозможность разработки общей методики нефтегазопоисковых работ для регионов, характеризующихся различным геологическим строением и, соответственно, неодинаковыми поисковыми возможностями применяемых методов. Следовательно, объективной необходимостью является привязка комплекса исследований к определенным, а не к типовым, геологическим, геоморфологическим и геолого-экономическим условиям [Никитин, Хмелевской, 2004].





Коэффициенты, характеризующие достоверность оценки запасов и ресурсов:

$AB_1C_1$	$B_2C_2$	$D_0$	$D_n$	$D_1D_2$
-----------	----------	-------	-------	----------

Рисунок 73 — Динамика изменения ресурсной базы с увеличением изученности и осво-  
енности начальных суммарных ресурсов (НСП), коэффициенты достоверности приведе-  
ны в соответствии с Методикой расчета минимального (стартового) размера разового  
платежа за пользование недрами, утвержденной приказом Минприроды России от 30  
сентября 2008 года N 232 (с изменениями на 6 декабря 2017 года)

Важным следствием из принципа спецификации является вывод **о необходимости изучения конкретных факторов неопределенности в конкретной геологической обстановке**; иными словами, выбор методов и видов работ, а тем бо-  
лее комплекса, целесообразно начинать с создания прогнозной модели изучаемо-  
го объекта, основными характеристиками которого (как следует из принципа  
функциональности) являются вещественный состав, морфология и генезис. Таким  
образом, первоочередной задачей при выборе оптимального комплекса является  
классификация объектов исследования — залежей нефти и газа — в соответствии  
с указанными характеристиками.

Попытка создания такой классификации на основе анализа более 1200 залежей нефти и газа, входящих в состав 460 месторождений в 84 зонах нефтегазонакопления на территории и в акватории России и зарубежных стран, сделана в настоящей работе.

## 5.2. МОРФОГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

(далее по [Поляков, Колосков, Фончикова, 2015] с дополнениями)

Предлагаемая классификация не является предметом защиты, однако ее использование важно при рассмотрении вопросов адресного комплексирования при поисках и разведке залежей различного морфогенетического типа (§ 5.3).

Наиболее распространенными классификациями (К) залежей УВ (наряду с классификацией их по фазовому соотношению флюидов, по сложности строения, по дебитам, по запасам УВ и др.) являются классификации по типу ловушек, разработанные в разные годы многими отечественными и зарубежными исследователями (М. В. Абрамович, А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, Г. А. Габриэлянц, А. А. Гусейнов, М. А. Жданов, Н. А. Еременко, А. Я. Кремс, М. Ф. Мирчинк, В. Б. Оленин, В. В. Семенович, А. М. Серегин, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин и др.).

В большинстве работ отмечается, что такие К должны строиться как на *генетических* признаках, отражающих представления о происхождении контролирующих ловушки структурных форм [Оленин, 1977], так и на *морфологических*. Первый из этих признаков наиболее важен при проведении поисковых работ, когда генезис ловушек является главным поисковым критерием, а второй — на стадии разведки, когда основной задачей является выяснение формы залежи (и, в частности, формы? вмещающей ее ловушки).

Следовательно, для решения практических задач геологоразведки целесообразно говорить о применении *морфогенетической классификации залежей УВ* (по аналогии с морфогенетической классификацией россыпей и рудных тел), учитывающей, наряду с природой ловушки, ее структурную приуроченность, морфологию и факторы, контролирующие размещение залежей УВ.

Залежь нефти или/и газа рассматривается большинством исследователей в качестве простейшего элемента нефтегазогеологического районирования и представляет собой единичное скопление углеводородов в ловушке, все части которого гидродинамически связаны. Выполненный анализ тематических работ показал, что универсальной классификации залежей (по типу ловушек) не существует в каждом случае, с учетом особенностей строения и нефтегазоносности территории исследований, К будет дополняться и развиваться, трансформируясь из общегеологической в специализированную (например, генетическая классификация неантиклинальных ловушек Г. А. Габриэлянца).

Учитывая главные практические задачи, решаемые при помощи таких классификаций, как ранжирование поисковых объектов по степени перспективности, выбор рационального комплекса ГРП (особенно в части полевой геофизики и особенностей размещения поисково-разведочных скважин), в настоящей работе в качестве опорной принята К, нижним ярусом деления которой является класс залежи (рис. 74). Дальнейшая систематизация в рамках единой классификационной схемы труднореализуема, тем не менее в настоящей работе, вслед за А. А. Гусейновым и др. [Методика..., 1988], последующее развитие К «вниз» допускается путем выделения по крайней мере трех самостоятельных подъярусов: по генезису природного резервуара, его морфологии и типу (массивный, пластовый или ограниченный со всех сторон).

Выявленные и достоверно описанные к настоящему времени залежи по генезису контролирующих их структурных форм могут быть подразделены (с некоторой долей условности, по преобладающему фактору) на три крупные группы: структурные, литогенетические и комбинированные (рис. 75).

### **5.2.1. ГРУППА СТРУКТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Залежи данной группы локализованы в ловушках, сформированных под действием структурообразующих факторов преимущественно тектонической природы — складчатости различного генезиса и разрывообразования. Это наиболее изученная группа (включающая, по разным оценкам, до 80 % от общего количества выявленных залежей УВ), что связано с относительно простой методологией

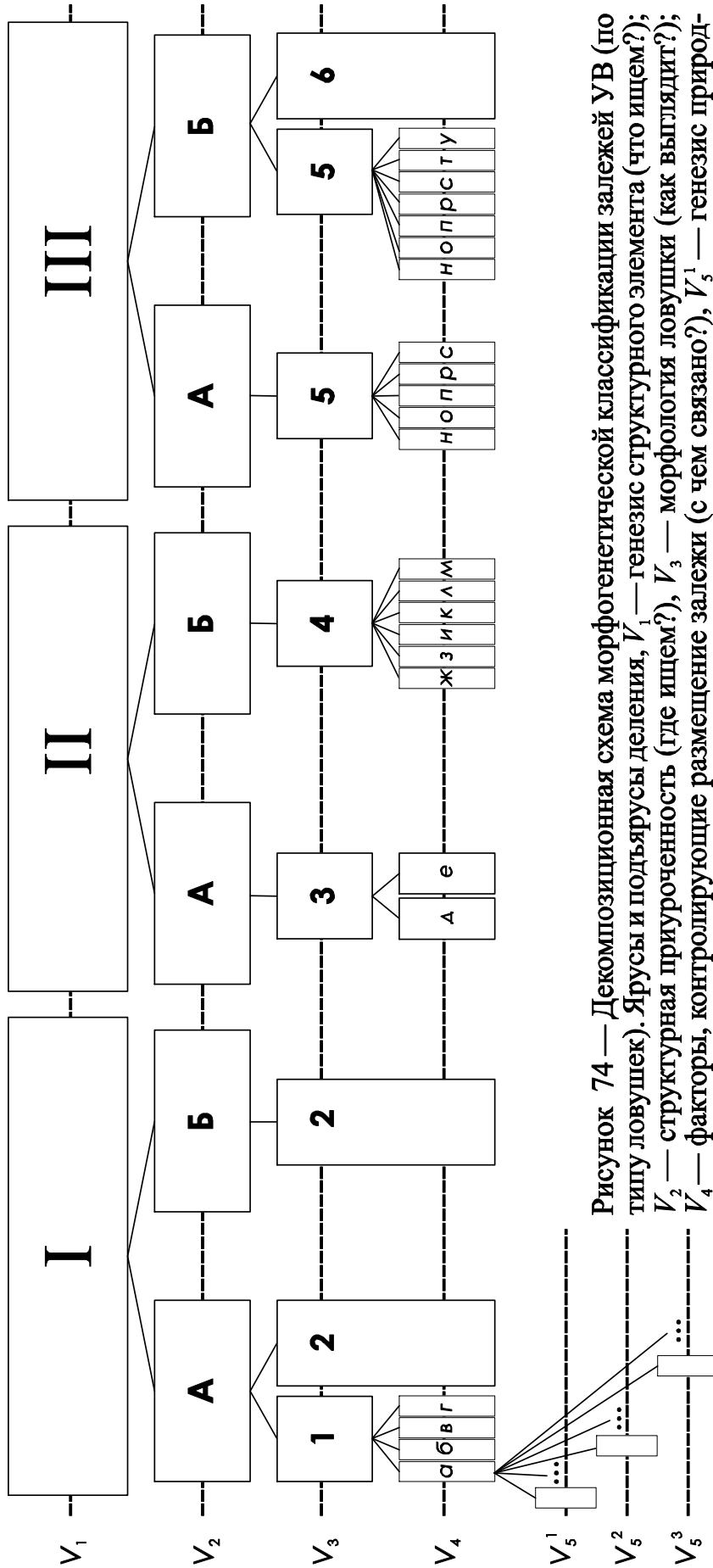


Рисунок 74 — Декомпозиционная схема морфогенетической классификации залежей УВ (по типу ловушек). Ярусы и подъярусы деления,  $V_1$  — генезис структурного элемента (что ищем?);  $V_2$  — структурная приуроченность (где ищем?),  $V_3$  — морфология ловушки (как выглядит?);  $V_4$  — факторы, контролирующие размещение залежи (с чем связано?),  $V_5^1$  — генезис природного резервуара,  $V_5^2$  — морфология природного резервуара,  $V_5^3$  — тип природного резервуара.

Группы: I — структурные, II — литогенетические, III — комбинированные. Подгруппы: A — сводовые, Б — несводовые. Типы: 1 — антиклинальные, 2 — блоки, 3 — выступы, 4 — линзы и полости, 5 — ловушки экранирования, 6 — запечатанные ловушки. Классы: залежи, связанные: а — со складками тангенциального сжатия, б — с отраженными складками, в — со складками диапиризма, г — со складками облекания. Залежи, связанные с выступами: д — биогенными, е — эрозийными. Залежи, связанные с линзами и полостями: ж — седиментационными, з — тектонической трещиноватости, и — карстовыми полостями, к — ограниченными водой, л — тектурно-структурными, м — связанными с олистостромами. Залежи экранирования: н — разрывными нарушениями, о — областью отсутствия коллекторов, п — соляной интрузией, р — жерлом грязевого вулкана, с — дайкой интрузивных пород, т — поверхностью несогласия, у — асфальтовой пачкой

ГРУППА	ПОДГРУППА	ТИП	КЛАСС	ХАРАКТЕРНЫЕ ПРИМЕРЫ, вид в разрезе (а) и в плане (б)	
				а	б
СТРУКТУРНЫЕ	Сводовые	Антиклинальные	Связанные со складками $f_0$ сжатия		
			Связанные с отраженными складками		
			Связанные со складками диапиризма		
			Связанные со складками облекания		
АВТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ	Сводовые	Выступы	Эрозионные		
			Биогенные		
	Несводовые	Линзы и полости	Седиментационные		
			Тектонической трещиноватости		
			Карстовые полости		
			Ограниченные водой		
			Текстурно-структурные		
			В олистостромах		
			Блоки		
			Несводовые		

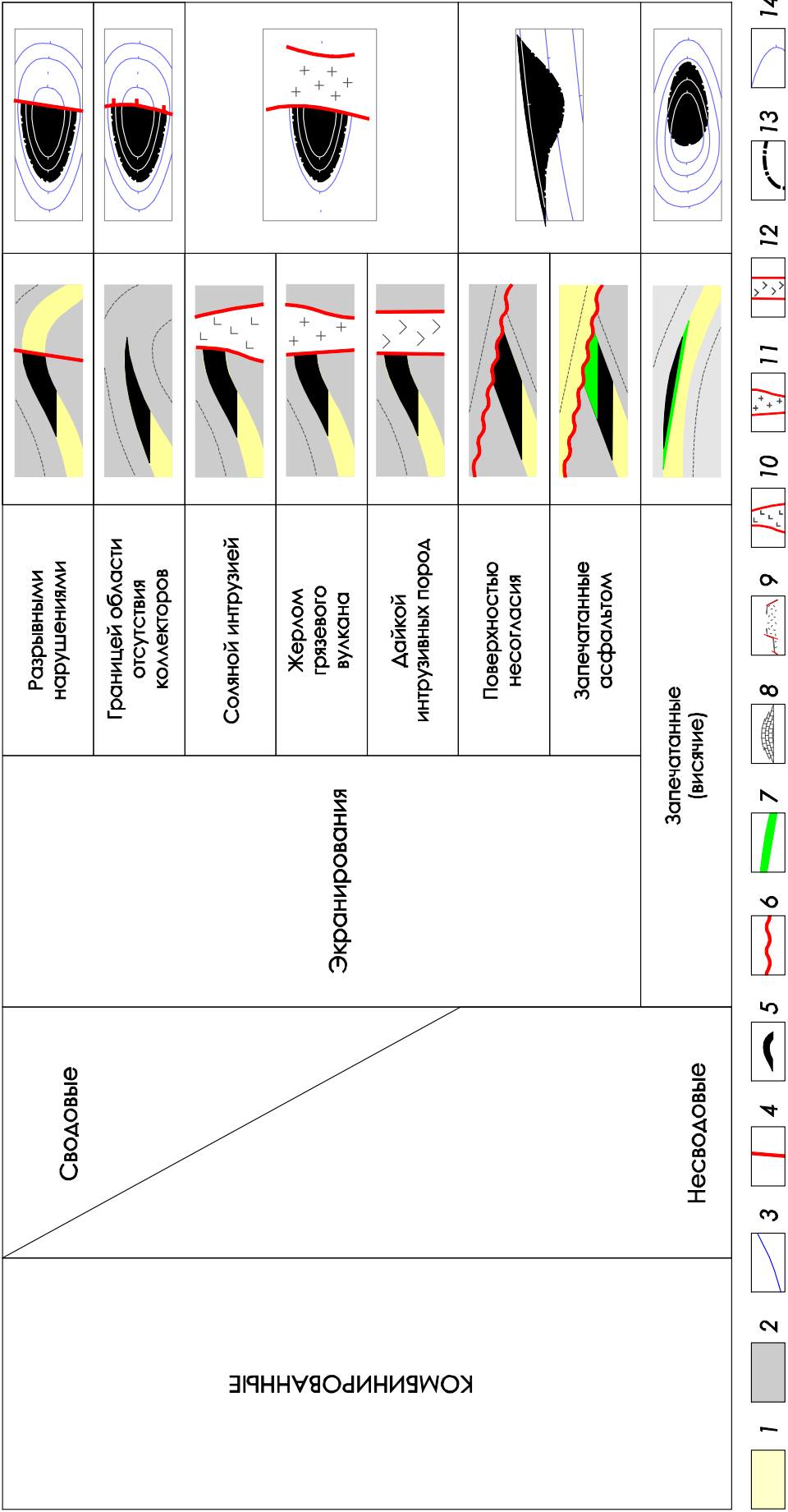


Рисунок 75 — Морфогенетическая классификация залежей УВ. Условные обозначения: 1 — коллекторы, 2 — флюидоупоры, 3 — маркирующий горизонт, 4 — разрывные нарушения, 5 — залежи УВ, 6 — поверхность несогласия, 7 — непроницаемые породы, 8 — биогенный выступ, 9 — выступ фундамента, 10 — соляная интрузия, 11 — грязевой вулкан, 12 — дайка интрузивных пород, 13 — ВНК или ГВК, 14 — изогипсы подошвы флюидоупора

поисков вмещающих их ловушек (геологическая съемка, структурное бурение, сейсморазведка), применяемой на протяжении десятков лет в основных нефтегазодобывающих регионах мира.

Залежи данной группы могут быть как сводовыми, т. е. приуроченными к кульминации антиклинали на гребневой линии складки, так и несводовыми, локализованными в грабенах или нарушенных разрывами участках моноклиального залегания.

В группе структурных залежей выделяются два типа: антиклинальные залежи (т. е. залежи, связанные с антиклинальными складками) и залежи, приуроченные к тектонически-ограниченным блокам.

К залежам антиклинального типа относятся четыре класса залежей: связанные со складками сжатия, с отраженными складками, складками диапиризма и, с некоторой условностью, со складками облекания.

*Залежи, связанные со складками сжатия* (направление сжатия параллельно слоистости и изгибание происходит по направлению, ортогональному оси максимального сжатия), развиты, в частности, в тектонически активных регионах краевых и межгорных прогибов, группируясь в линейные зоны, протягивающиеся на сотни километров (Северо-Предкавказские краевые прогибы, Предкопетдагский прогиб). Отмечается значительное разнообразие тектонического структурообразования (структуры имбрикации, надвиги, взбросонадвиги и др.). При этом часто связь структур осадочного чехла с деформациями фундамента не очевидна или отсутствует (*thin-skinned deformation*) [Никишин и др., 2008a]. Складки, как правило, высокоамплитудные, с наклонной осевой поверхностью и крутыми углами падения крыльев. Широко развиты амплитудные дизъюнктивные дислокации.

К этому же классу, вероятно, целесообразно отнести залежи, связанные со складками транспрессионных (сдвигосжатие) деформаций в фундаменте, приводящих к образованию складок в чехле (о-в Сахалин), а также залежи в складках гравитационного оползания.

*Залежи, связанные с отраженными складками*, локализованы в ловушках, сформированных в результате воздействия блоков или складок продольного изги-



ба фундамента на осадочный чехол (направление деформаций ортогонально слоям и слои изгибаются по направлению действия силы), и характеризуются гораздо более пологой формой и меньшей нарушенностью, нежели складки сжатия. Такие залежи широко распространены на платформах, ловушки морфологически выражены брахиантиклиналями и куполами. К этому классу относятся залежи в складках над горстами, сбросами и взбросами в фундаменте, а также складки, формирующиеся при инверсии палеорифтовых комплексов [Никишин и др., 2008б].

*Залежи, связанные со складками облекания*, приурочены к пологим положительным структурам, облекающим эрозионные останцы, биогермы [Геологический словарь, 1973] или аккумулятивные тела различного генезиса. Несмотря на то что часто природа образования таких складок связана с неравномерным уплотнением осадков в процессе литогенеза, залежи указанного класса включены в группу структурных залежей из-за их генетической связи с современными или палеотектоническими структурами. Такие залежи развиты, в частности, на севере Тимано-Печорского НГБ и локализованы в складках облекания рифовых массивов на месторождениях Центрально-Хорейверского поднятия.

*Залежи, связанные со складками диапиризма*, приурочены к антиклинальным структурам, которые образованы в результате нагнетания в их ядра высокопластичных пород: соли, гипса, глины и др. [Геологический словарь, 1973]. Такие залежи выявлены в Прикаспийском (м-е Макат и др.) и Днепровско-Донецком (м-е Глинско-Розбышевское и др.) нефтегазоносных бассейнах.

*Залежи в блоках* связаны с участками земной коры, ограниченными экранирующими разрывными нарушениями, формирующими замкнутый контур ловушки. К этому типу относятся как сводовые залежи, локализованные в горстах, так и несводовые — в грабенах и осложненных разломами участках моноклиналиного залегания пород. Специфические зоны нефтегазонакопления, связанные с залежами блокового типа, формируются непосредственно вдоль региональных разрывных нарушений, сочленяющих крупные структурные элементы (например, чокракские залежи Прибрежно-Морозовского НГР на северном борту Западно-Кубанского

краевого прогиба [Мятчин, 2006]). В пределах палеорифтовых зон широко распространены системы ступенчатых грабенов, полуграбенов и односторонне наклоненных блоков, смещенных по литрическим разломам [Милановский, 1983], нефтегазоносность которых установлена, в частности, в Суэцком бассейне.

### 5.2.2. ГРУППА ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Основной отличительной особенностью залежей данной группы является то, что их размещение контролируется развитием природных резервуаров различной природы, сформированных в результате процессов образования и последующего изменения горных пород, т. е. преимущественно нетектоническими процессами. В данной группе выделяются подгруппа сводовых залежей, приуроченных к выступам, и подгруппа несводовых залежей в линзах и полостях различной природы.

*Залежи, связанные с выступами.* Залежи этого типа приурочены к массивным, морфологически выраженным положительным структурам, сложенным осадочными, магматическими или метаморфическими породами, «запечатанными» непроницаемыми толщами. Резервуары указанного генезиса выделены И. О. Бродом [Брод, 1951] и объединяют выступы биогенные и эрозионные, в соответствии с чем обособляются два класса таких залежей. Природа залежей, связанных с выступами, такова, что все они входят в подгруппу сводовых.

*Залежи, связанные с эрозионными выступами,* приурочены к дезинтегрированным выступам магматических или метаморфических пород, перекрытым, со стратиграфическим несогласием, породами-флюидоупорами. Независимо от петрографического состава таких резервуаров их емкостные свойства имеют, как правило, полигенную природу и формируются под действием как идио- (выветривание), так и криптогенетических (метасоматоз, дробление в зонах разрывов и др.) процессов. Характерным примером залежей этого класса является залежь в трещиновато-кавернозном гранитном массиве месторождения Белый Тигр в Меконгском НГБ на шельфе Вьетнама [Арешев, 2003].

*Залежи, связанные с биогенными выступами.* Нефтегазоносность биогенных сооружений установлена в широком стратиграфическом диапазоне — от нижне-

кембрийских органогенных построек Восточной Сибири (Талаканское м-е) до рифов плейстоцена (м-е Була, Серамский НГБ, Индонезия). Основу таких сооружений составляют биогермные известняки, образованные остатками колониальных или нарастающих организмов, находящихся в положении роста [Кузнецов, 1992], согласно перекрытые толщами непроницаемых пород. Пустотное пространство резервуаров биогенных выступов представлено как порами (первичными и вторичными), так и трещинами (литогенетическими или тектоническими).

*Залежи, связанные с линзами и полостями.* К этому типу залежей относятся залежи, приуроченные к седиментационным линзам, линзам тектонической трещиноватости, олистостромам, карстовым полостям, зонам текстурно-структурных преобразований осадочных пород, приводящими к преобразованиям типа «неколлектор–коллектор», а также залежи, экранированные капиллярными барьерами.

*Залежи, связанные с седиментационными линзами,* приурочены к резервуарам, сформированным как за счет аккумулятивных, так и за счет эрозионно-аккумулятивных процессов, ограниченным со всех сторон непроницаемыми толщами, например с баровыми телами, палеоруслими, отложениями гравитационных потоков. Совокупности таких залежей формируют гигантские зоны нефтегазонакопления в Западной Сибири — Приобскую и Приразломную [Приобская..., 1996; Кос и др., 2004].

*Залежи, связанные с линзами тектонической трещиноватости.* Характерные примеры залежей этого типа подробно описаны в работе В. П. Гаврилова и др. [Зоны нефтегазонакопления..., 2000]. Основными особенностями таких залежей, приуроченных к линейным зонам раздробленных и высокотрещиноватых пород, связанных с системами тектонических нарушений, являются жильная морфология и отсутствие приуроченности к определенному стратиграфическому подразделению. Ширина приразломной полосы дробления определяется литологией резервуаров. Залежи в линзах тектонической трещиноватости выделены, в частности, на месторождениях Сиазань, Мурадханлы (Азербайджан), Самгори (Грузия).

*Залежи, приуроченные к карстовым полостям*, локализованы в погребенных пустотах, возникших в результате растворения и выщелачивания карбонатных пород под действием как привоверхностных (суффозия, эрозия), так и глубинных (гипокарст) процессов, связанных с поступлением  $\text{CO}_2$  по трещинам. Залежи этого класса широко развиты в породах верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса Камского Приуралья [Проворов, 1992].

*Залежи, ограниченные водой*, формируются за счет экранирования скоплений УВ капиллярными барьерами. В монографии Ю. Я. Большакова [Большаков, 1995], посвященной данному вопросу, описаны залежи в гидрофильных коллекторах, где капиллярные силы стремятся не допустить перемещения УВ из крупнопоровых пород в мелкопоровые, а также залежи в гидрофобных коллекторах, где мигрирующие УВ захватываются и удерживаются электроосмотическими силами в зонах относительно пониженных ФЕС.

*Залежи текстурно-структурные* объединяют скопления УВ в постседиментационных линзах, обособление которых связано с изменением текстурных или структурных признаков, обусловленных, главным образом, катагенетическими процессами [Геология и геохимия..., 2004]. Формирование коллекторских свойств и, соответственно, ловушек происходит в результате перекристаллизации, выщелачивания, цементации, разуплотнения, обусловленных процессами трансформации минерального вещества, генерации флюидов, неравновесного уплотнения и т. д., в толщах различного литологического состава — карбонатных (Верблюжье м-е, Астраханская обл.), кремнистых (Окружное м-е, о-в Сахалин), глинистых (Журавское м-е, Предкавказье). В результате возникают зоны с повышенными ФЕС, ограниченные со всех сторон менее измененными и проницаемыми породами.

*Залежи, связанные с олистостромами*, приурочены к «четко ограниченными в пространстве геологическим телам... главная отличительная особенность которых — мощные свалы хаотически нагроможденного глыбового материала, заключенного в тонкозернистую массу» [Леонов, 1981].

Нефтегазоносность олистостромов рассмотрена в работе В. Ф. Шарафутдина [2003] на примере миатлинской олистостромовой толщи Северо-Восточного Кавказа, с которой связаны естественные выходы нефти и газа, а также многочисленные нефтегазопроявления при бурении скважин.

### 5.2.3. ГРУППА КОМБИНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Группа комбинированных залежей представлена залежами экранирования<sup>18</sup>, как правило структурного типа, осложненными латеральными флюидоупорами — экранирующими разломами, границей области отсутствия коллекторов, интрузиями различного генезиса, т. е. сформированными благодаря совместному действию литогенетических и структурообразующих процессов, а также запечатанными (висячими) залежами. В этой группе также выделяются подгруппы сводовых и несводовых (экранированные поверхностью несогласия, запечатанные асфальтом и др.) залежей.

*Залежи, экранированные разрывными нарушениями*, возникают в результате смещения пород по разрывам на латеральном контакте резервуаров и экранирующих толщ. В последнее время обоснована экранирующая роль малоамплитудных дислокаций за счет развития в зонах дезинтеграции процессов карбонатизации, озокеритизации и вдавливания в пустотное пространство глинистого материала [Славкин и др., 2002].

*Литологически экранированные залежи* формируются за счет выклинивания резервуара или его фациального замещения одновозрастными непроницаемыми породами вверх по восстанию пласта. Яркими примерами здесь являются залежи в терригенных отложениях непской и тирской свит юго-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы, выявленные на Чаяндинском, Верхнечонском, Ярактинском, Дулисьминском и др. месторождениях.

<sup>18</sup> В соответствии с классическими работами (см. [Брод 1951; Брод, Еременко, 1953] и др.) под экранированием залежи понимается ее ограничение (вверх по восстанию пласта), препятствующее дальнейшему перемещению нефти и газа.

*Залежи, экранированные соляными интрузиями*, широко распространены в Прикаспийском НГБ (м-я Кульсары, Мунайлы и др.), в бассейне Мексиканского залива. Такие залежи часто локализованы в сформированных при перетекании соляного материала структурных формах и латерально ограничены по рвущему контакту диапира с вмещающими породами предкинематического структурного яруса [Волож, Кунин, 1971].

*Залежи, экранированные жерлом грязевого вулкана*, впервые описаны И. М. Губкиным [Губкин, 1934] на месторождениях Апшеронского п-ва. Характерными примерами являются залежи в неогеновой продуктивной толще месторождений Локбатан (действующий грязевой вулкан) и Гум-Дениз (погребенный вулкан) в Азербайджане.

*Залежи, экранированные дайками интрузивных пород*, немногочисленны (например, Северо-Нелбинское на Сибирской платформе). В отличие от залежей, экранированных соляными интрузиями и жерлами грязевых вулканов, структурообразующее действие интрузий при формировании таких залежей пока не отмечено.

*Залежи, экранированные поверхностью несогласия*, известные также как стратиграфические, локализованы в ловушках, формирование которых связано с несогласным, вследствие размыва, перекрытием природного резервуара породами-флюидоупорами. Классическим примером являются залежи месторождения Прадхо-Бей в Северо-Аляскинском НГБ [Высоцкий и др., 1981].

*Залежи, экранированные асфальтом*, схожи по генезису со стратиграфическими и представляют собой частично разрушенные процессами денудации залежи, сохранившиеся от полного разрушения благодаря «асфальтовой пробке» [Брод, Еременко, 1953]. Экранирующая пачка представлена продуктами гипергенного преобразования нефтей — мальтами, асфальтами и асфальтитами [Поляков и др., 2011].

*Запечатанные залежи*, известные также как висячие или эпигенетические, образуются в результате формирования непроницаемых барьеров за счет кальцитизации, сульфатизации, окремнения и других процессов в подстилающих за-

лежь водонасыщенных участках резервуара. Эти процессы ведут к полной изоляции залежи, которая в результате последующих структурных деформаций может оказаться в любом положении по отношению к вновь образованным структурам [Кузьмина, Кучерук, 1978]. В качестве примеров часто приводятся некоторые залежи месторождений Майли-Су и Восточный Избаскент в Ферганском НГБ [Габриэлянц, 1975].

В приведенной К не уделено внимание синклинальным залежам, так как анализ опубликованных в разные годы материалов выявил противоречия в интерпретации их геологического строения (варианты: «запечатанные», литологически экранированные, ограниченные водой залежи). По этой же причине не рассматриваются в качестве самостоятельного класса гидродинамически экранированные залежи на моноклиналях, хотя факт наклона ВНК в регионах с активным гидродинамическим режимом недр зафиксирован неоднократно (например, на месторождении Ачикулакское в Ставропольском крае и др.).

Предложенная классификация залежей нефти и газа определяет как поисковые критерии (генезис ловушки, ее структурная приуроченность), так и методику дальнейших оценочных и в меньшей мере разведочных работ (морфология ловушки и факторы, контролирующие размещение залежи). Тем не менее, как отмечено выше, в силу разнообразия природно-геологических факторов на этапе разведки и разработки (т. е. при увеличении степени изученности) морфогенетическая К должна развиваться на нижних ( $V_5$ ) подъярусах деления.

### 5.3. АДРЕСНОЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ РАЗЛИЧНОГО МОРФОГЕНЕТИЧЕСКОГО ТИПА

Отмеченное разнообразие особенностей геологического строения залежей нефти и газа определяет **необходимость**, а ограниченное количество классов — **возможность** дифференцированного подхода к проведению ГРП путем реализа-



ции **адресных комплексов геолого-геофизических и геохимических методов**, направленных на снижение конкретных рисков, наиболее значимых для того или иного типа перспективных объектов, залежей и месторождений УВ.

Такая комплексы формируется на основе прогнозной модели, отражающей (на соответствующем стадии геологоразведочного процесса уровне детализации) вещественный состав, морфологию и генезис элементов изучаемых геологических систем — залежей нефти и газа, выявленных или прогнозируемых, предложенная морфогенетическая классификация которых позволяет определить поисковые критерии и методику разведочных работ.

В то же время с позиций рационального изучения недр целесообразно планирование комплекса исследований, направленного на изучение не только конкретной залежи, выявленной и прогнозируемой, а всей «совокупности залежей нефти и газа в ловушках, формирование которых обусловлено генезисом и строением того или иного участка земной коры» [Оленин, 1977]. Таким образом, встает вопрос о необходимости выделения и описания, хотя бы в общих чертах, типичных месторождений — для определения конкретных задач геологоразведки и обоснования заложения скважин, характеризующих по возможности большую часть представляющих такие месторождения залежей.

Особенности адресного комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов, а также основные задачи геологоразведки с позиций рациональной организации процесса изучения недр рассмотрены на примере нескольких моделей типичных месторождений, отражающих широко распространенные комбинации залежей нефти и газа. Признавая, что «морфологическое разнообразие месторождений в природе не имеет границ» [Оленин, 1977], в настоящей работе не стоит задача всеобъемлющей их типизации, а лишь отражены особенности строения и взаиморасположения некоторых значимых с практической точки зрения пространственно обособленных совокупностей залежей в составе месторождений различного типа. По этой же причине в рассмотренные типичные совокупности не включены редкие классы залежей (в полостях тектонической

трещиноватости, экранированные дайками интрузивных пород и др.). В контексте настоящей работы основным критерием выделения и описания типичных месторождений являлось наличие апробированной и эффективной последовательности видов и методов работ, направленных на прогноз, опоискование и разведку «титульных» залежей, с которыми, в силу закономерностей развития данного участка земной коры, могут быть пространственно и/или генетически связаны залежи других классов. При этом подразумевается, что геологоразведочные работы завершаются только после установления нефтегазоносности или подтверждения бесперспективности всей типичной совокупности ловушек.

С учетом изложенного, в настоящей работе предложены принципы адресного комплексирования при поисках и разведке месторождений, связанных с соляными диапирами, органогенными постройками, складками сжатия и седиментационными линзами, приведены рекомендации по комплексированию конкретных геолого-геофизических и геохимических методов при изучении перечисленных типов месторождений. Кроме этого, с позиций системного подхода к снижению неопределенности и риска предложен порядок создания прогнозных моделей на каждой стадии ГРП и требования к их содержанию.

### **5.3.1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВНУТРИ- И ОКРАИННОПЛИТНЫХ ЛИНЕЙНЫХ ДИСЛОКАЦИЙ**

Нефтегазоносность областей внутри- и окраинноплитных линейных дислокаций в большинстве случаев связана с месторождениями, приуроченными к линейным или брахиморфным антиклинальным складкам [Брод, Еременко, 1953] разнообразной кинематики, сформировавшимся в результате тангенциального сжатия, на фоне горообразования и складчато-надвиговых деформаций.

Месторождения областей линейных дислокаций (ЛД) характеризуются сложным и очень сложным строением, они обычно многозалежные, с большим этажом (до 1000 и более метров) нефтегазоносности, интенсивно нарушенные дизъюнктивными дислокациями. Модель таких месторождений отражает про-

странственно обособленную совокупность залежей УВ в ловушках, связанных со складками сжатия, блоками, линзами тектонической трещиноватости и комбинированными ловушками — экранированными разрывными нарушениями или границами областей отсутствия коллекторов (рис. 76). Первые четыре из перечисленных классов ловушек формируются в процессе тектонического структурообразования, залежи в литологически экранированных ловушках характерны для поднятий конседиментационной природы. Их изучение проводится по мере накопления данных о структурно-тектонических особенностях месторождения, закономерностях распространения коллекторов и флюидоупоров. Приведенная модель соответствует в общих чертах строению месторождения Восточное Эхаби (о-в Сахалин).

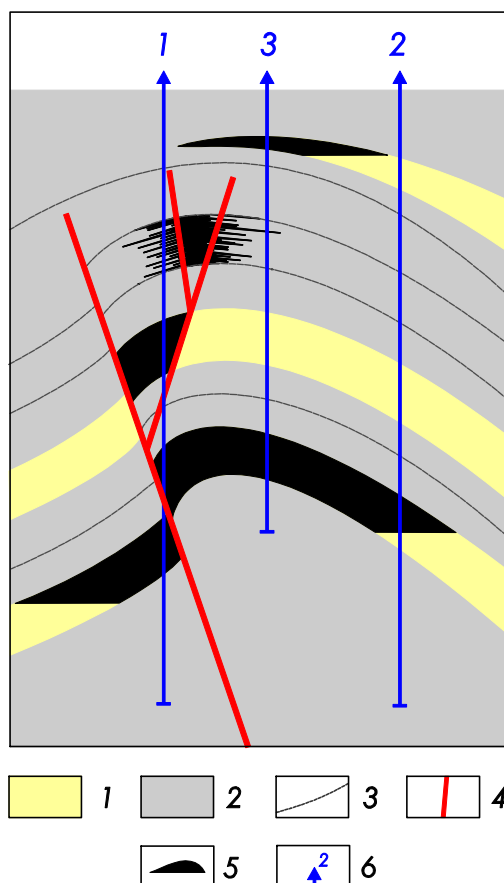


Рисунок 76 — Априорная модель месторождений складчатых областей. Условные обозначения: 1 — породы-коллекторы, 2 — непроницаемые (флюидоупоры) и низкопроницаемые толщи, 3 — маркирующий горизонт, 4 — разрывные нарушения, 5 — залежи УВ, 6 — поисково-оценочные скважины и их очередность

Зоны нефтегазонакопления областей ЛД приурочены, в широком смысле этого слова, к подвижным зонам<sup>19</sup> земной коры, а в частности — к межгорным впадинам (Ферганская, Южно-Каспийская), краевым прогибам (Предкавказский, Предзагорский, впадина Матурин) или внутриплатформенным линейным дислокациям (Варандей-Адзъвинская и Печора-Колвинская зоны в Тимано-Печорском бассейне). Для многих из них характерны согласное относительно обрамляющих горных сооружений простирание, большая протяженность (десятки и сотни километров), высокая амплитуда и асимметричное строение антиклинальных складок. В силу влияния новейших тектонических процессов на рельефообразование ЗНГН ЛД могут быть выражены в рельефе дневной поверхности как хребты и возвышенности (Терская и Сунженская зоны, рис. 77).

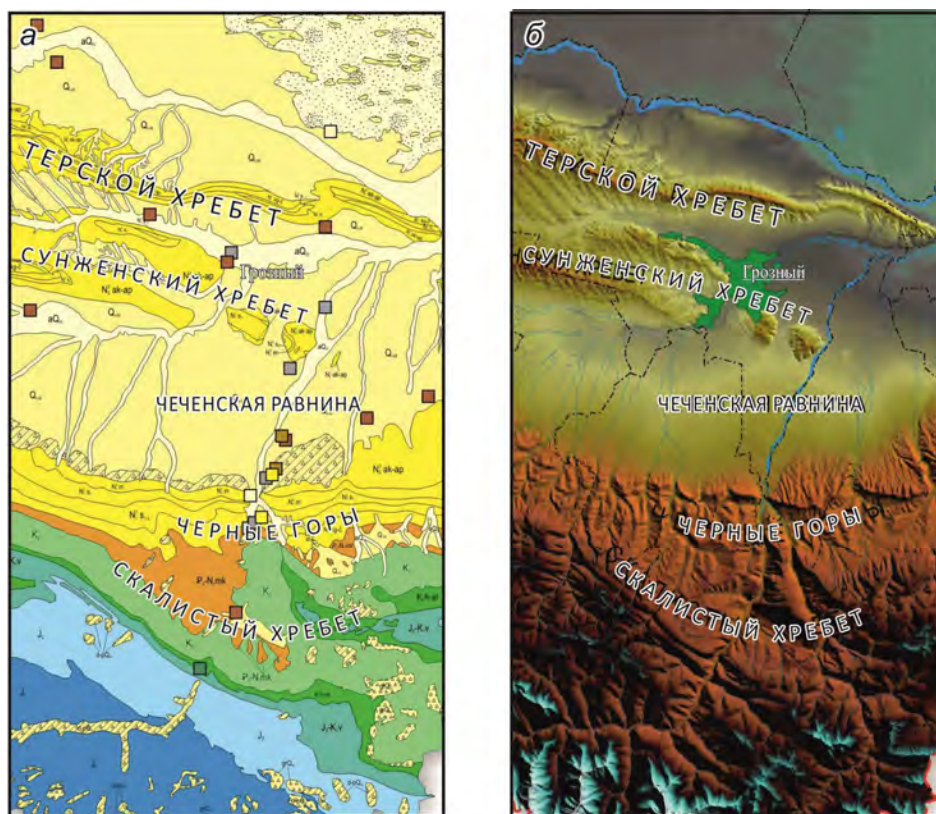


Рисунок 77 — Фрагменты (а) геологической карты и (б) карты рельефа Чеченской Республики [Доклад о состоянии..., 2015]

<sup>19</sup> В терминологии Г. Х. Дикенштейна подвижная зона — группа структур, характеризующаяся намного большей интенсивностью движений по сравнению с платформами [Дикенштейн и др., 1982].

Указанные особенности ЗНГН складчатых областей позволяют, при выявлении первоочередных объектов поискового бурения, решать основную задачу данной стадии — **структурно-тектоническое районирование территории исследований** — в соответствии с принципом последовательных приближений, сначала относительно легкими методами: геологической и геоморфологической съемкой (в том числе с привлечением дистанционных методов [Савельев, Шалин, 1995]), а затем, уже при изучении приоритетных направлений поисковых работ, постановкой полевой геофизики (табл. 7). Необходимо отметить важность комплексирования взаимодополняющих методов геофизических работ, поскольку и в краевых прогибах, и в межгорных впадинах их проведение имеет определенную специфику, в частности:

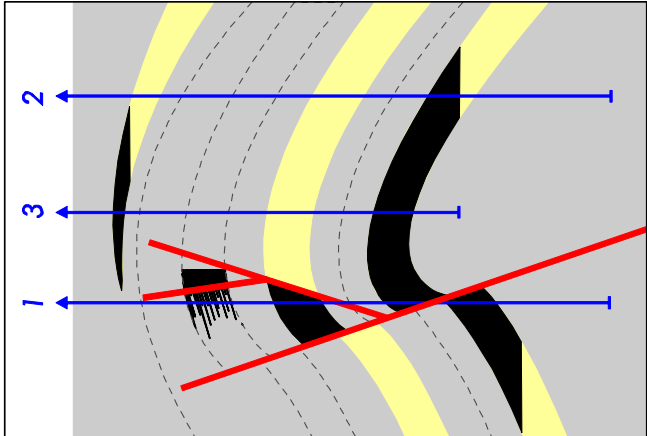
– сложенные синорогенными грубообломочными толщами однородные терригенные разрезы часто неблагоприятны для проведения сейсморазведочных работ, поскольку изменения скорости распространения упругих волн в плане и по вертикали происходят по сложным законам, выяснить которые с необходимой точностью не всегда возможно [Кунин, 1972]. Как правило, затруднена корреляция отражающих горизонтов, снижена разрешающая способность сейсморазведки (рис. 78). Сложные физико-географические условия (гидрографическая сеть, расчлененность рельефа) могут сделать отработку полноценной системы сейсморазведочных профилей невозможной, что определяет необходимость привлечения данных гравиметрии и электрометрии;

– природа складок тангенциального сжатия (связь структур осадочного чехла с деформациями фундамента не всегда имеет место) затрудняет использование данных гравиразведки, поскольку навешанные антиклинали, в отличие от унаследованных, часто не находят явного отображения в структурной компоненте гравитационного поля;

– в благоприятных геоэлектрических условиях оправдано применение методов структурной электроразведки, например профилирования в маршрутной модификации [Бондаренко и др., 1986] или зондирования становлением поля, для определения глубины до опорного электрического горизонта и его УЭС [Эпов и др., 2014].

Таблица 7 — Адресное комплексирование геолого-геофизических и геохимических данных при прогнозе, поисках и разведке месторождений складчатых областей

Этапы и стадии геолого-разведочного процесса	ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП			РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП
	Выявления объектов поискового бурения	Подготовки объектов к поисковому бурению	Поиска и оценки месторождений (залей)	
Ключевые задачи ГРП (помимо типовых)	Структурно-тектоническое районирование территории исследований и уточнение границ ЗНП Н	Определение морфологии складки, геометрии ее осевой и гребневой поверхностей для выбора оптимальной точки заложения и траектории бурения поисковой скважины	<ul style="list-style-type: none"><li>Изучение строения разреза до технически достижимых бурением глубин с учетом смещения структурного плана с глубиной</li><li>Вскрытие перспективных объектов в височем и лежащем крыльях</li></ul>	Уточнение структурного плана продуктивных горизонтов и геометрии разрывных нарушений
Методы построения прогнозной модели	<ul style="list-style-type: none"><li>Морфометрический анализ рельефа, анализ данных геологической съемки, комплексная интерпретация материалов полевой геофизики</li><li>Палеотектонические реконструкции, восстановление истории тектонического развития и выяснение пространственно-временных соотношений очагов генерации и зон аккумуляции УВ</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Интерпретация данных полевой геофизики для уточнения морфологии складок, картирования разрывных нарушений и выделения первоочередных объектов поискового бурения</li><li>Литолого-фациальные реконструкции с целью прогноза распространения коллекторов, флюидопоров и НГМТ</li><li>Кинематические реконструкции, восстановление истории дизъюнктивной тектоники, оценка её влияния на формирование и сохранность залежей УВ</li><li>Комплексная интерпретация материалов полевой геофизики для выделения приоритетных для бурения объектов</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Интерпретация материалов сейсморазведки и ГДИС, кинематические реконструкции для уточнения структурного плана и геометрии разрывных нарушений, определения их экранирующих свойств</li><li>Уточнение литолого-фациальных реконструкций, распределения ФЕС и нефтегазоносных толщин, прогноз литологически экранированных ловушек и зон трещиноватости</li></ul>	Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и бурения, количественный прогноз распространения ФЕС



- Нефтегазоносность областей внутри- и окраинноплитных линейных дислокаций в большинстве случаев связана с месторождениями, приуроченными к линейным или брахиморфным антиклинальным складкам.
- Месторождения областей линейных дислокаций характеризуются сложным и очень сложным строением, они обычно многозалежные, с большим этажом (до 1000 и более метров) нефтегазоносности, интенсивно нарушенные дизъюнктивными дислокациями.



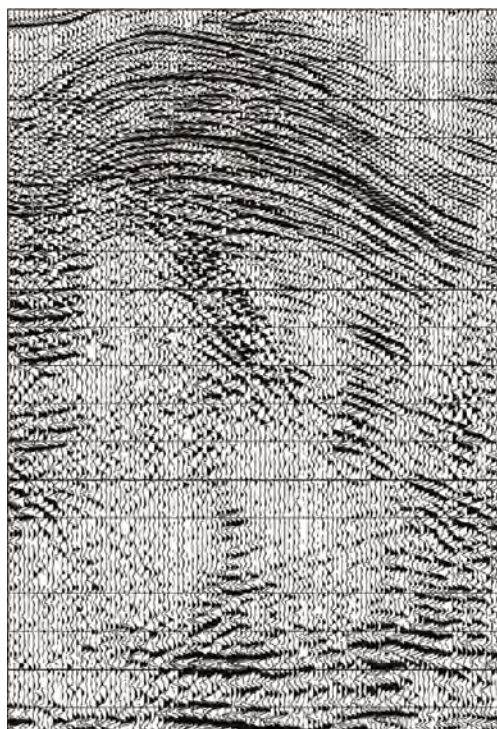


Рисунок 78 — Абхазско-Колхидский прогиб. Фрагмент временного разреза через взбросо-складку в майкопских отложениях

На стадии выявления объектов поискового бурения, помимо уточнения границ ЗНГН, в первом приближении решаются задачи **восстановления истории тектонического развития и выяснения пространственно-временных соотношений очагов генерации и зон аккумуляции УВ.**

Указанные исследования направлены на предварительную характеристику закономерностей размещения месторождений нефти и газа — для выявления наименее рискованных, с точки зрения формирования залежей, направлений ГРП и конкретных поисковых объектов. Рассматривается возможность реализации механизма дифференциального улавливания для прогноза фазового состава залежей УВ, выполняется оценка риска экранирования миграционных потоков положительными структурами ближнего к очагам генерации эшелона [Мурзин и др., 2010].

Известно, что к особенностям строения антиклинальных структур складчатых областей, помимо асимметричности строения, относится несоответствие структурных планов продуктивных горизонтов, связанное со смещением свода складки с глубиной. Следовательно, на стадии подготовки объектов необходимо



определить морфологию складки, выяснить геометрию ее осевой и гребневой поверхностей для выбора оптимальной точки заложения и траектории бурения поисковой скважины (рис. 79). Целесообразно выполнить анализ времени формирования разломов, их влияния на аккумуляцию УВ (рис. 34) и сохранность залежей. Поскольку, как отмечено выше, в складчатых областях сейсмические данные могут характеризоваться низким качеством, важно найти возможность расширения комплекса методов подготовки за счет, например, привлечения материалов средне- и крупномасштабной геологической съемки в условиях, когда обнаженность позволяет уточнить элементы залегания продуктивных горизонтов или данных магнитометрии и гравиметрии с целью выделения линейных аномалий при изучении разломной тектоники [Берзин, 2011].

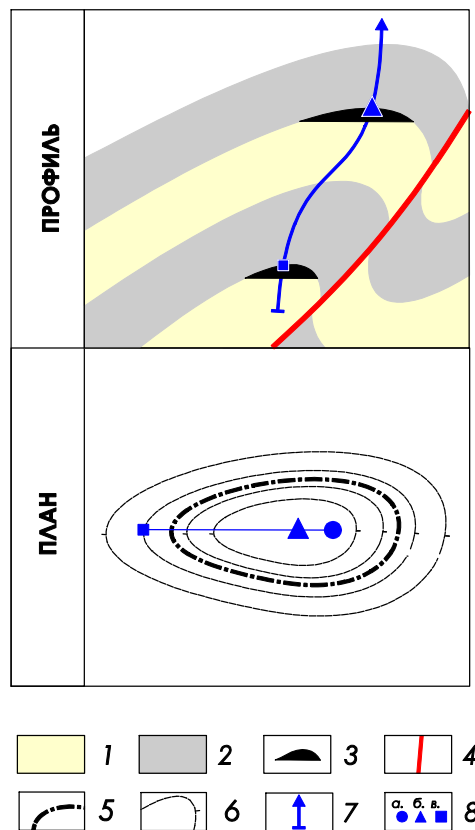


Рисунок 79 — Схема размещения поисковой скважины при смещении свода складки с глубиной. Условные обозначения: 1 — коллекторы, 2 — флюидоупоры, 3 — залежи УВ, 4 — разрывные нарушения, 5 — ВНК или ГВК, 6 — изогипсы подошвы флюидоупора, 7 — профиль поисковой скважины, 8: а — устье скважины, б, в — точки пласто-пересечений

Отдельной задачей является расшифровка строения поднадвиговых складок и лежащих блоков, с которыми связаны многочисленные залежи нефти и газа в Предкавказье, на о-ве Сахалин и в Предуральском прогибе. С позиций снижения геологического риска поисковые задачи при изучении таких объектов решаются путем заложения скважин со вскрытием перспективных объектов в висячем и лежащем блоках [Соколов и др., 1991] или, в случае надвигового строения, в висячем и лежащем крыльях рамповой складки или взбрососкладки (см. рис. 76).

На складках, разбитых серией тектонических нарушений, возникает необходимость выделения отдельных блоков (тектонических полей), каждый из которых является самостоятельным поисковым объектом (рис. 80). Приоритетные для бурения блоки могут быть выделены путем проведения высокоразрешающей электроразведки [Мятчин, 2006], апробирована технология оконтуривания залежи по аномалиям вызванной поляризации (рис. 81), связанным с зонами вторичных изменений над залежью углеводородов [ВП в Тимано-Печорской провинции, 2006]. Следует отметить, что отрицательные результаты бурения в одном из блоков, даже в сводовой части складки, не могут являться основанием для отрицательного заключения о нефтегазоносности структуры в целом.

При опoisковании ловушек, связанных со складками сжатия (при условии совпадения контуров предполагаемой продуктивности), стоит охарактеризовать бурением:

- намеченные сейсморазведкой зоны трещиноватости, которые находят отображение в динамических и кинематических характеристиках отраженных волн после применения стандартных (атрибуты дисперсии, кривизны и др.) или специальных процедур обработки и интерпретации сейсмических материалов (рис. 82);
- литологически экранированные ловушки на крыльях складки, связанные с выклинивающимися к своду синскладчатыми толщами (рис. 83).

С учетом изложенного к основным задачам на этапе подготовки поисковых объектов к бурению относятся: **выбор комплекса ГРП с учетом физико-географических условий и геологического строения площади работ, изучение строения разреза до технически достижимых бурением глубин и выбор оптимальной точки и траектории заложения поисковой скважины.**

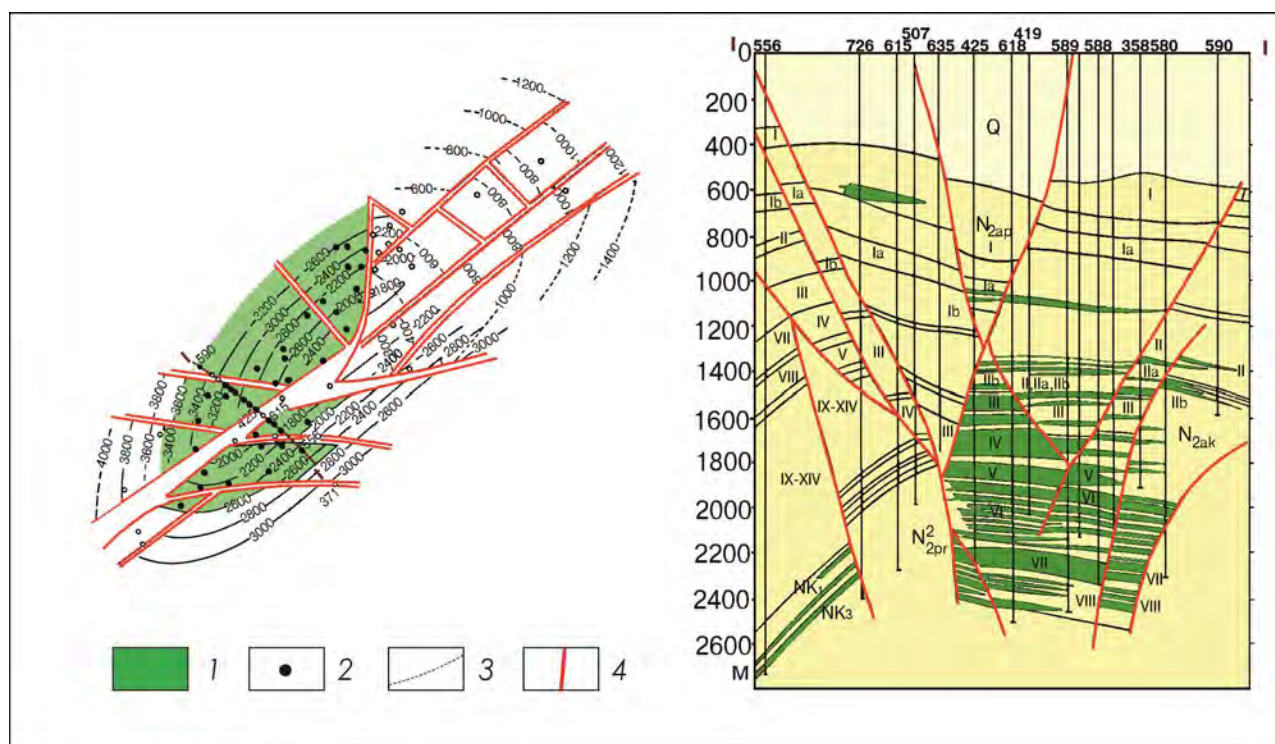


Рисунок 80 — Месторождение Небит-Даг (Гограньдаг-Окаремская ступень, Р. Туркменистан), по материалам PGS. Условные обозначения: 1 — залежи нефти, 2 — скважины, 3 — изогипсы кровли продуктивного горизонта, 4 — разрывные нарушения

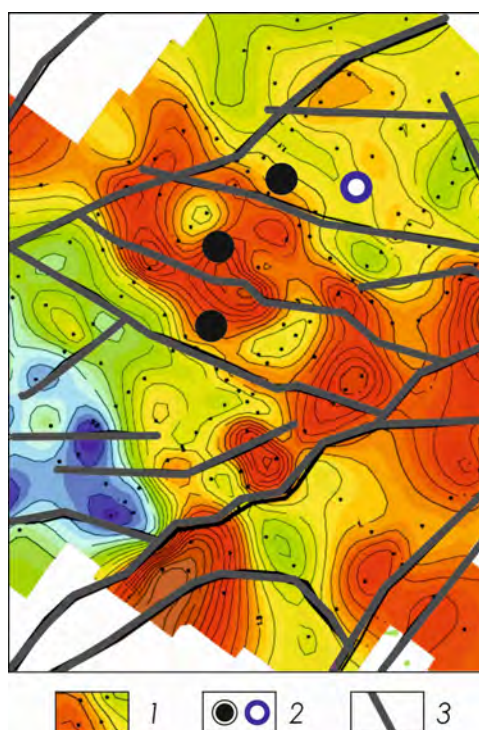


Рисунок 81 — Результаты электроразведочных работ методом ВП в Р. Коми [ВП в Тимано-Печорской провинции, 2006]. Условные обозначения: 1 — кажущаяся поляризуемость, 2 — скважины: продуктивные и непродуктивные, 3 — зоны тектонических нарушений

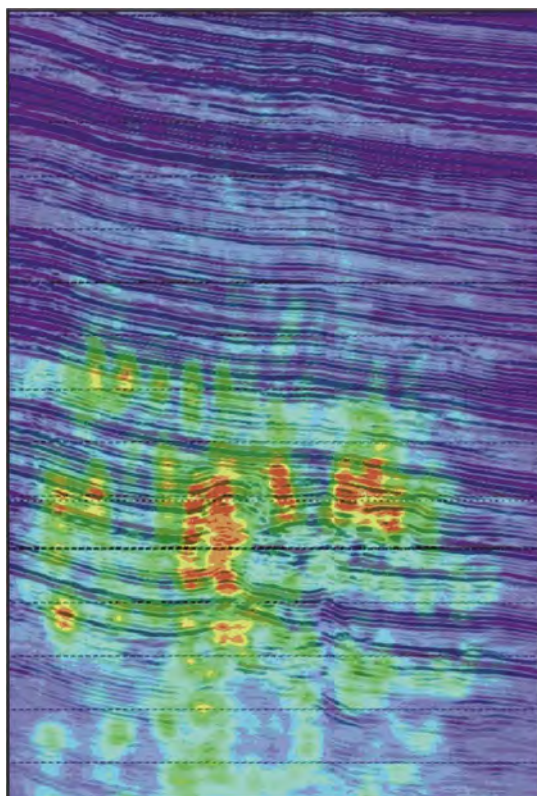


Рисунок 82 — Изучение трещиноватости с применением технологии фокусирующих преобразований [Пример применения ..., 2010]

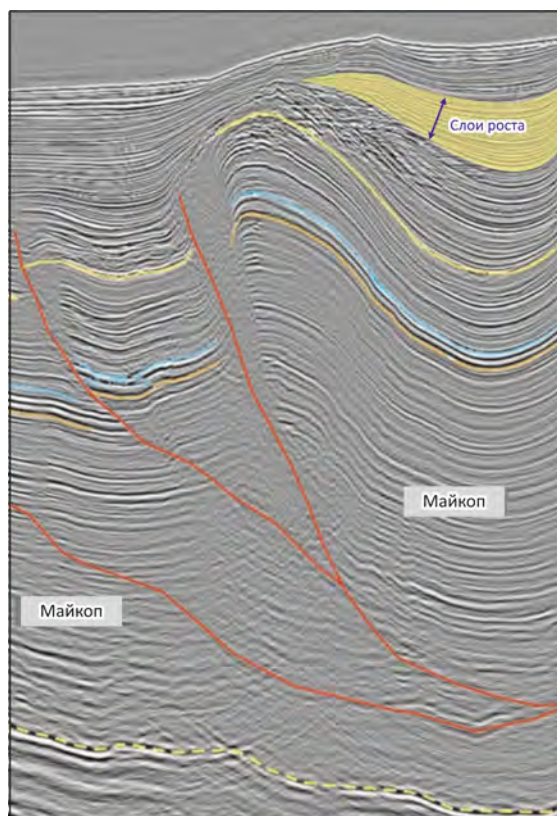


Рисунок 83 — Туапсинский прогиб, акватория Черного моря. Фрагмент временного разреза иллюстрирующий синскладчатые слои роста [Альмендингер и др., 2011]

Стадия поиска завершается после установления промышленной нефтегазонасности или подтверждения бесперспективности всей совокупности связанных со складками тангенциального сжатия ловушек, в том числе поднадвиговых и глубокозалегающих.

В соответствии с общепринятой методикой (см. [Теоретические основы..., 2012; Габриэлянц и др., 1985] и др.) бурение разведочных скважин на брахиантиклинальных ловушках проводится по крестообразной, а на линейных — по профильной системе, вкрест простирания складки. На этапе разведки месторождений складчатых областей необходимо **уточнить структурный план продуктивных горизонтов и геометрию разрывных нарушений**.

Одним из методов уточнения структурного плана, в условиях неоднозначной интерпретации материалов сейсморазведки, является технология структурного кинематического моделирования [Гайдук, Прокопьев, 1999], направленная на воссоздание тектонических событий, сформировавших современный облик складчато-надвиговой системы (рис. 28), и последующая корректировка концептуальной модели до получения геометрически непротиворечивого разреза, удовлетворяющего условию сохранения объема или длины слоев [Гайдук и др., 2014].

При изучении границ разрывных нарушений и картировании границ тектонических полей целесообразно комплексирование материалов сейсморазведки (для выяснения геометрии нарушений) и ГДИС (для установления их экранирующей способности) — по фиксированию характерных откликов давления в скважинах при дренировании пласта (рис. 84). Известно, что до того момента, когда скважина начинает «ощущать» влияние границы пласта, кривая стабилизации давления (КСД) в ней в точности повторяет КСД скважины в бесконечном пласте. Изменение формы воронки депрессии после достижения ею непроницаемого барьера отражается увеличением темпа снижения давления в скважине. При этом время начала увеличения темпа снижения давления зависит от расстояния скважины до границы пласта: чем дальше будет скважина, тем позднее она среагирует на наличие барьера (см. [Абрамов, 2015] и др.).



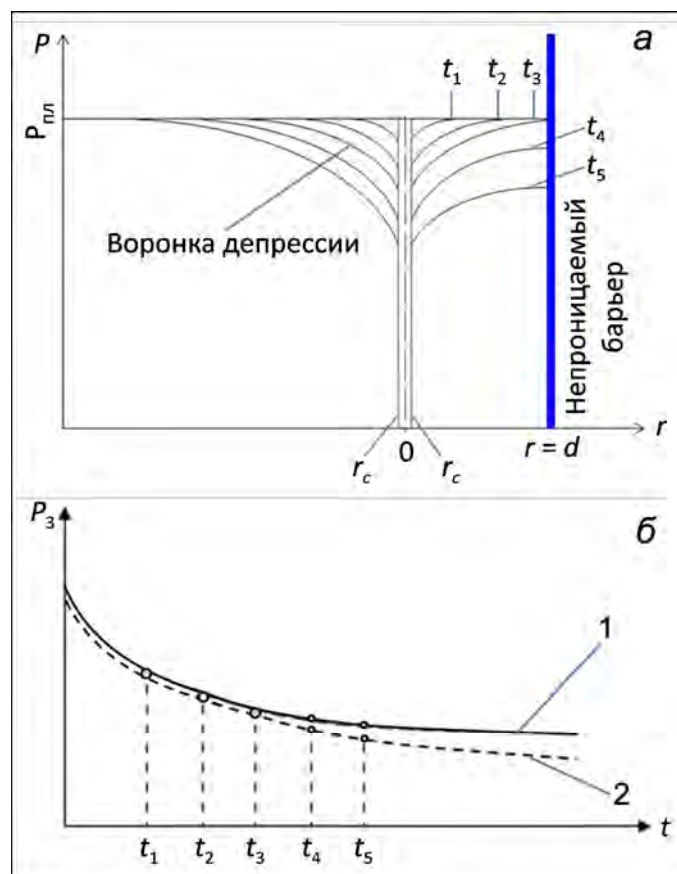


Рисунок 84 — а) Распределение давления в пласте с барьером при работе добывающей скважины; б) влияние барьера на кривую стабилизации давления. 1 — КСД скважины в бесконечном пласте (сплошная кривая); 2 — в пласте с барьером (пунктирная кривая);  $t_1, t_2, t_3, t_4$  и  $t_5$  — значения времени записи кривой, соответствующие временам распространения воронок депрессии [Абрамов, 2015]

Прогнозная модель подготовленного к разработке месторождения должна содержать информацию о распределении нефтегазонасыщенных толщин и границах зон трещиноватости, положении разрывных нарушений и их экранирующих свойствах, геометрии флюидальных контактов, свойствах пластовых флюидов и промысловых характеристиках эксплуатационных объектов.

### 5.3.2. МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ОРГАНОГЕННЫМИ ПОСТРОЙКАМИ

Модель месторождений, связанных с органогенными постройками (ОП), в настоящей работе представлена как пространственно обособленная совокуп-

ность: залежей в ловушках биогенных выступов, согласно перекрытых непроницаемыми глинистыми, сульфатно-глинистыми или соленосными толщами; залежей в складках облекания биогенных выступов; залежей в антиклинальных ловушках «цокольных» поднятий; ловушках экранирования тектонической или литологической природы и залежей в седиментационных линзах (рис. 85). Первые два перечисленных класса залежей генетически связаны с органогенными постройками, в то время как антиклинальные и комбинированные ловушки ниже стратиграфического уровня ОП — скорее пространственно (в силу неоднократно отмеченной приуроченности ОП к палеоподнятиям или флексурам). Конседиментационные литологически ограниченные ловушки в перекрывающих ОП толщах формируются при тектонической активизации «цокольных» антиклиналей или флексур.

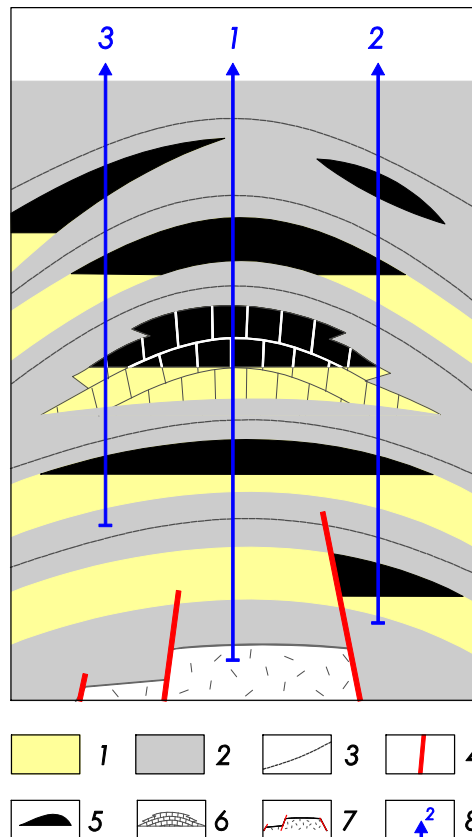


Рисунок 85 — Априорная модель месторождений, связанных с органогенными постройками. Условные обозначения: 1 — породы-коллекторы, 2 — флюидоупоры, 3 — маркирующий горизонт, 4 — разрывные нарушения, 5 — залежи УВ, 6 — биогенный выступ, 7 — выступ фундамента, 8 — поисково-оценочные скважины и их очередность



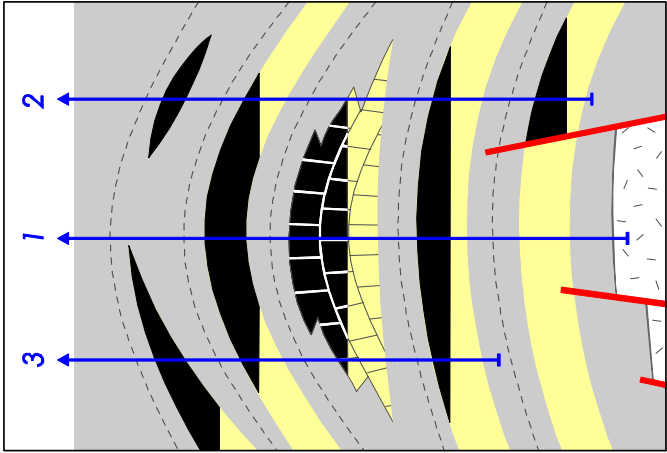
Ниже рассмотрены вопросы комплексирования при прогнозе погребенных ОП, их опoisковании и разведке залежей в ловушках биогенных выступов (в том случае, конечно, если в процессе поисково-оценочных работ не будут доказаны их бесперспективность или второстепенная значимость).

Значительные по запасам месторождения углеводородов, связанные с органогенными постройками, выявлены в Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах, Восточной Сибири (Талаканское), Прикаспии (Тенгиз, Карачаганак), Мексике (Золотой Пояс), США (Скарри-Снайдер и др.), Иране, Ираке (Румайла, Западная Курна и др.). Предложенная в настоящей работе модель схематично отражает, в частности, геологическое строение крупного Харьягинского нефтяного месторождения.

Зоны нефтегазонакопления, представленные месторождениями ОП, могут протягиваться на десятки километров вдоль бортовых зон некомпенсированных прогибов (фамен-турне Камско-Кинельской системы [Проворов, 1988; Бычков и др., 2010]) или погребенных флексур (фран Уметовско-Линевской депрессии [Новиков и др., 1994; Шмаков, 2008]). Структурная и морфологическая выраженность (рис. 86, *a*), контрастность физических свойств органогенных построек создают благоприятные предпосылки для формирования аномалий в геофизических полях. Отмеченное обстоятельство позволяет, при построении прогнозных моделей на стадии выявления объектов поискового бурения, использовать комбинации разнообразных геофизических методов (сейсморазведки МОГТ 2D, гравиразведки [Нажметдинов и др., 1987; Комплексирование данных..., 2002] и электроразведки) для **установления пространственных и генетических связей органогенных построек с палеотектоническими элементами и фациально-палеогеографической обстановкой**, уточнения границ ЗНГН и определения приоритетных направлений поисковых работ (табл. 8).

Таблица 8 — Адресное комплексирование геолого-геофизических и геохимических данных при прогнозе, поисках и разведке месторождений, связанных с органогенными постройками

Этапы и стадии геолого-разведочного процесса	ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП			РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП
	Выявления объектов поискового бурения	Подготовки объектов к поисковому бурению	Поиска и оценки месторождений	
Ключевые задачи ГРП (помимо типовых)	Установление пространственных и генетических связей органогенных построек с палеотектоническими элементами и фациально-палеогеографической обстановкой	Выбор оптимальной точки заложения поисковой скважины с учетом прогнозируемого генезиса и морфологии ОП (Кузнецов, 1982)	Оценка и последующая разведка с учетом морфологии органогенных построек (Габриэлянц, 1985)	Выявление закономерностей распределения разнофациальных образований, особенностей их емкостного пространства и фильтрационных свойств
Методы построения прогнозной модели	<ul style="list-style-type: none"><li>Анализ материалов полевой геофизики для уточнения зон распространения ОП и определения</li><li>контролирующих развитие ОП геологических (палеогеологических) элементов</li><li>Тематические палеогеологические реконструкции для уточнения контуров ЗПГН</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Сейсмостратиграфический анализ для определения генезиса и морфологии ОП, характеристики экранирующих толщ</li><li>Литолого-фациальные реконструкции с целью уточнения строения ОП, прогноза распространения коллекторов, флюидоупоров и НГМГ</li><li>Комплексная интерпретация материалов полевой геофизики для выделения приоритетных для бурения объектов</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Седиментологический анализ керна, интерпретация стандартных и специальных методов ГИС (ЯМК, АКш, FM) для уточнения генезиса ОП и ФЕС коллекторов</li><li>Изучение литологического состава и экранирующих свойств флюидоупоров. Изучение постседиментационных преобразований карбонатных пород</li><li>Уточнение литолого-фациальных реконструкций, распределения ФЕС и нефтетазонасыщенных толщин, прогноз литологически экранированных ловушек</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Седиментологические исследования керна и шпифов, интерпретация ГИС и ГДИС для установления типа фильтрации и природы емкостного пространства</li><li>Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и бурения, количественный прогноз распространения ФЕС</li></ul>



- Зоны нефтегазонакопления, представленные месторождениями ОП, могут протягиваться на десятки километров вдоль бортовых зон некомпенсированных прогибов или погребенных флексур.
- Модель таких месторождений представлена как совокупность: залежей в ловушках биогенных выступов, залежей в складках облекания биогенных выступов; залежей в антиклинальных ловушках («школьных») поднятий; ловушках экранирования тектонической или литологической природы и залежей в седиментационных линзах.

На стадии подготовки объектов сейсморазведкой органогенные постройки уверенно картируются по комплексу признаков, к которым относятся [Богданов и др., 2014] изменение частотного состава колебаний и их амплитуды во временном интервале ОП, наличие наклонных осей синфазности на склонах ОП, развитие навешенных положительных структур, связанных со складками облекания, и др. Традиционным критерием прогноза является наличие зон сокращенных толщин перекрывающих органогенные постройки отложений (рис. 86, б). Уже на этом этапе целесообразно на основании сейсмостратиграфического анализа строения ОП выбрать точку заложения поисковой скважины в зоне оптимального развития коллекторов (рис. 87).

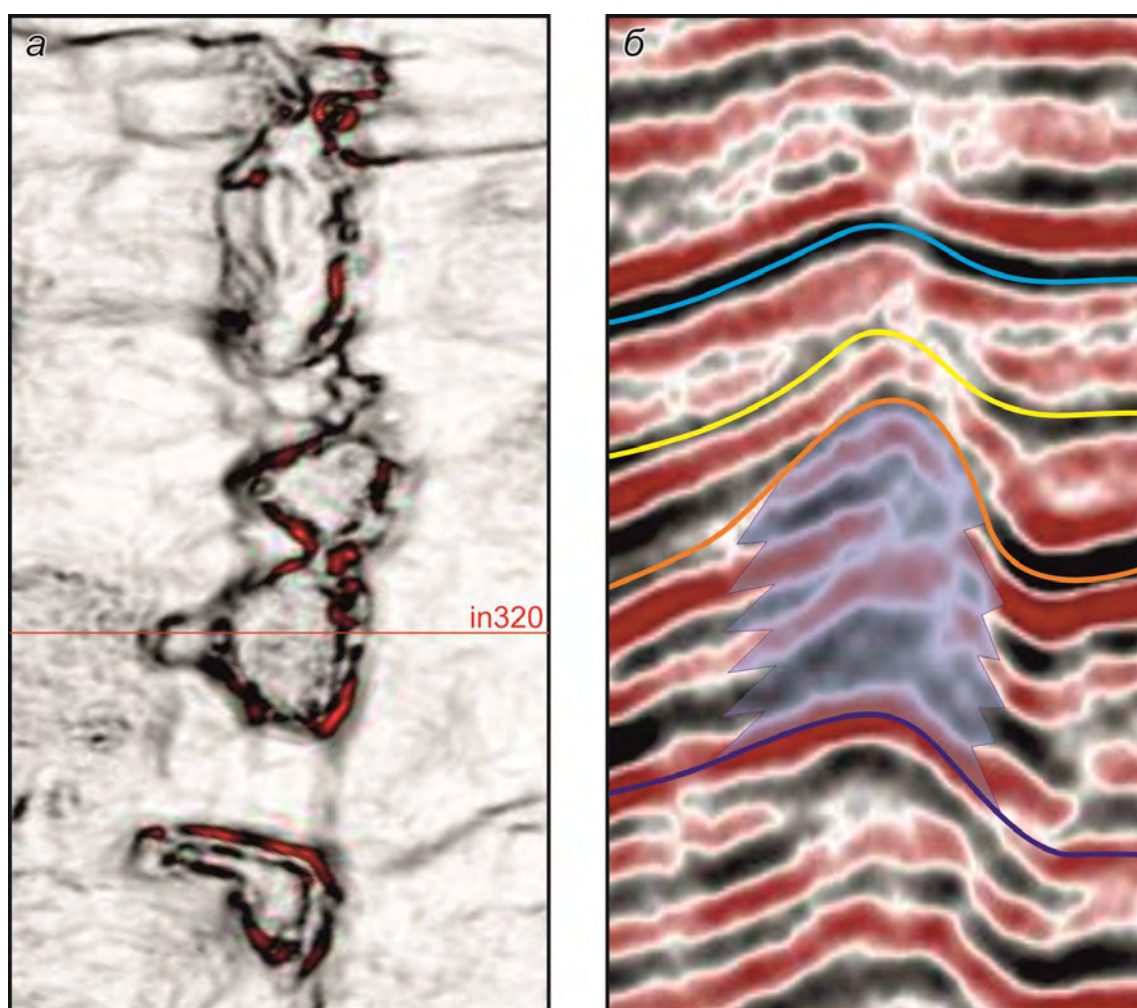


Рисунок 86 — Средне-Харьягинское месторождение, Ненецкий округ: а) горизонтальный срез куба когерентности в интервале развития верхнедевонских рифов; б) временной разрез (inline320)

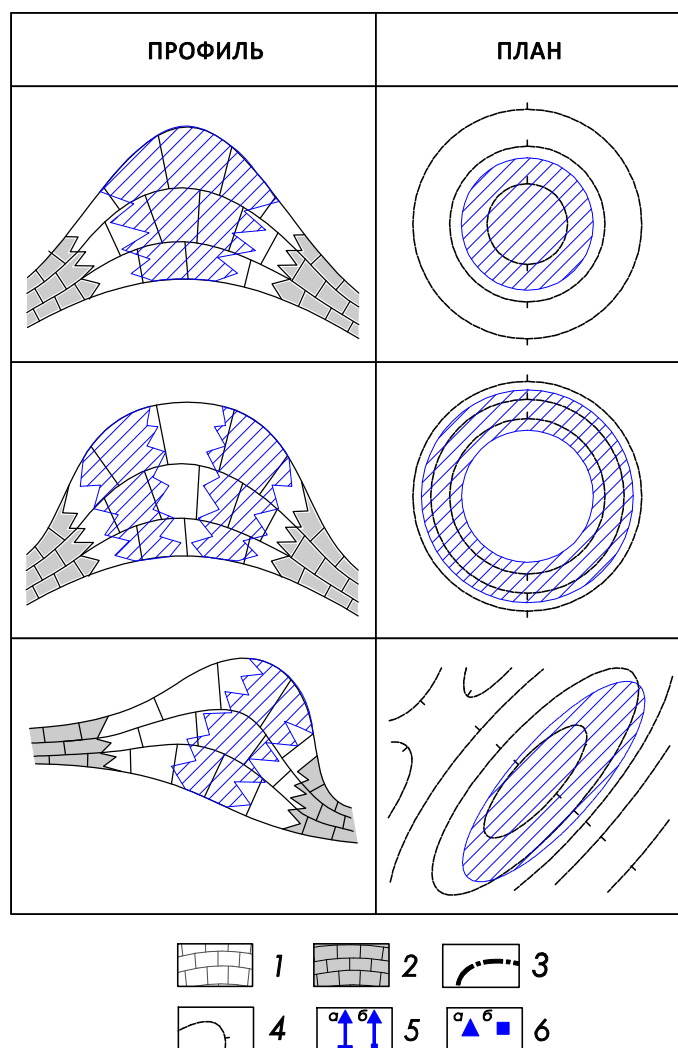


Рисунок 87 — Принципиальные схемы строения природных резервуаров и морфологии ловушек различных морфогенетических типов рифов (по [Кузнецов, 1992] с упрощениями). Условные обозначения: 1 — рифовые образования, 2 — нерифовые отложения, 3 — ВНК или ГВК, 4 — изогипсы подошвы флюидоупора, 5 — скважины: а — поисковая, б — разведочная; 6 — точки забоев поисковой (а) и разведочной (б) скважин

С учетом изложенного к основным задачам на стадии подготовки объектов относятся детализация геологического строения, оценка ресурсов и рисков, ранжирование поисковых объектов, а также **выбор оптимальной точки заложения поисковой скважины с учетом прогнозируемого генезиса и морфологии ОП.**

В некоторых случаях для картирования ОП и оценки их нефтегазоносности используется электроразведка, а при изучении Прикаспийской впадины отмечена эффективность комплексирования грави-, магнито- и сейсморазведки [Рыскин и др., 1992]. Широкое применение для решения перечисленных задач получили ме-

тоды прогнозирования геологического разреза [Структурно-формационная..., 1990].

Стадия поиска и оценки завершается после установления промышленной нефтегазоносности или подтверждения бесперспективности всех выявленных, пространственно и (или) генетически связанных с органогенной постройкой ловушек (см. рис. 85), при этом основные по объему запасов углеводородов залежи могут быть локализованы в «цокольных» антиклиналях (Западно-Тэбукское месторождение, Республика Коми) или в складках облекания (Северо-Ошкотынское м-е, Ненецкий округ).

Оценку и разведку залежей в ловушках биогенных выступов Г. А. Габриэлянцем и др. [Габриэлянц и др., 1985] рекомендуется проводить с учетом особенностей их морфологии (рис. 88). В конусовидных, округлых в плане ловушках небольших размеров, с высокой плотностью запасов на единицу площади (основные запасы сосредоточены в центральной части ловушки), осуществляется бурение одной (или одной многоствольной) скважины в сводовой части. На ловушках округлой или слегка удлинённой формы, с крутыми склонами и плоскими вершинами, заложение поисково-разведочных скважин рекомендуется по трехлучевой системе для мелких месторождений или по кольцевой для средних и крупных [Теоретические основы..., 2012]. Заложение скважин на линейно вытянутых ловушках проводится по крестообразной системе (для мелких месторождений) или профилей зависимых скважин, ориентированных вкрест простирания древней береговой линии. Первая скважина должна закладываться на участке максимального сокращения толщин перекрывающих отложений, вторая и третья — на крыльях, причем вторая скважина закладывается на критическом направлении, характеризующемся сохранностью морфологической выраженности ловушки, в сторону регионального подъема пород [Аксенов, Новиков, 1983]. Для уточнения морфологии небольших органогенных построек (в случае если они охарактеризованы только 2D-сейсморазведкой) используется скважинная сейсморазведка в модификации НВСП [Шехтман, Жуков, 2013], с системой наблюдений на радиальных профилях от скважины под разными азимутами.

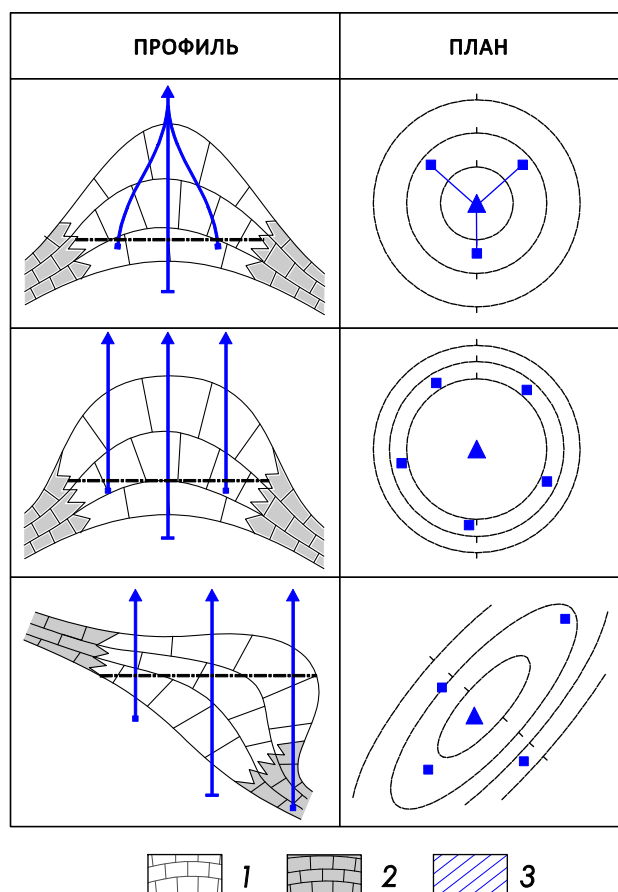


Рисунок 88 — Схема размещения поисково-разведочных скважины для основных типов рифовых ловушек (по [Нефтегазоносность ..., 1994] с упрощениями). Условные обозначения: 1 — рифовые образования, 2 — нерифовые отложения, 3 — зона оптимального развития коллекторов

В большинстве работ по изучению коллекторских свойств ОП отмечаются сложное строение емкостного пространства и резко выраженная неоднородность ФЕС. Известно также, что основной объем фильтрации в карбонатных коллекторах обеспечивается двумя типами коллекторов: поровым и трещинным [Багринцева, 1977]. Поскольку доминирующую роль в формировании ФЕС играют седиментационные признаки, заложенные в осадочную систему еще в период осадконакопления [Жемчугова, 2003], для построения прогнозных моделей на этапе разведки необходимо **выявить закономерности распределения разнофациальных образований, охарактеризовать особенности их емкостного пространства и фильтрационных свойств.** Совмещение седиментационных и емкостных моделей позволяет прогнозировать тип, класс коллектора и его ФЕС в участках, слабо охарактеризованных бурением [Жемчугова, 1999].

Фациальная диагностика и оценка ФЕС осуществляются *литолого-петрографическими, геофизическими и гидродинамическими методами*.

К *литолого-петрографическим методам*, помимо детального макро- и микроскопического описания пород и стандартного набора лабораторных исследований, относятся изучение характеристик трещиноватости в больших шлифах [Киркинская, Смахов, 1981] или на объемных образцах [Багринцева, 1982], рентгеновская томография керна [Жуковская, Лопушняк, 2008]. Необходимо отметить, что применение литолого-петрографических методов при изучении коллекторов в составе ОП ограничено из-за трудности получения представительного кернового материала в процессе отбора высокопористых и трещиноватых разностей. Тем не менее иногда уже по характеру фрагментации выбуренного керна можно делать выводы о природе емкостного пространства (рис. 89).

Ведущая роль в изучении коллекторских свойств ОП отводится *промыслово-геофизическим методам* исследований скважин. Дополнительно к типовому комплексу ГИС (радиоактивный каротаж, боковой каротаж, кавернометрия, акустический каротаж, гамма-гамма каротаж плотностной и пр.) нашли применение следующие методы:

- микроэлектромагнитное сканирование (FMI) для выделения трещинных интервалов с раскрытостью менее 1000 мкм, которые акустическими методами не выделяются. Метод позволяет в первом приближении определять расстояние между сверхтонкими трещинами и их густоту, углы наклона трещин и азимуты падения и простирания (рис. 90);
- акустический каротаж широкополосный (АКШ) для измерения кинематических и динамических характеристик различных типов волн (P, S, L), выделения трещинных интервалов и определения степени анизотропии;
- ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) для определения структуры порового пространства, остаточной водонасыщенности и ФЕС пород-коллекторов;
- специальные исследования «каротаж–воздействие–каротаж» [Дахнов, 1985] для выделения проницаемых интервалов.











Тип керна и форма выхода на поверхность	Выход керна, %	Возможная степень неоднородности	Генезис неоднородности
Монолитный 	90–100	Однородный	Первичная литологическая
Крупноосколочный 	80–100	Однородный	Декомпрессионная трещиноватость
Среднеосколочный 	30–70	Слабо-трещиноватые	Тектоническая трещиноватость
Мелкоосколочный 	10–50	Трещиноватые или слабо-кавернозные	Открытая межкомпонентная трещиноватость
Закатышный-дисковидный 	30–70	Неоднородные на границах раздела слоев	Пластовая отдельность, слоистость, сланцеватость
Обломочно-галечниковый 	10–30, до 50	Кавернозные и интенсивно трещиноватые	Выщелачивание или тектоническая дезинтеграция
Мелкогалечниковый 	5–15	Кавернозные, дробленые и трещиноватые	Первичная пористость, выщелачивание
Шламовый 	0–15	Интенсивно кавернозные, трещиноватые и закарстованные	Интенсивное выщелачивание, карст, тектонические брекчии

Рисунок 89 — Типизация выбуренного керна [Исаев, 2012]



Рисунок 90 — Наклонные трещины и субгоризонтальные стилолитовые швы, выделенные методом микроэлектромагнитного сканирования [Akbar et al., 1995]. Права на иллюстрацию принадлежат журналу Oilfield Review. Используется с разрешения компании Schlumberger

*Гидродинамические методы* исследований подразумевают анализ результатов опробования скважин в процессе бурения или испытания в эксплуатационной колонне. Изучение промысловых кривых часто позволяет классифицировать карбонатные коллекторы по емкостным характеристикам, условиям фильтрации и распределению физических свойств в матрице (табл. 9).

В заключение необходимо отметить, что испытания карбонатных коллекторов в составе органогенных построек часто осложнены из-за наличия высокопроницаемых зон поглощения бурового раствора или, напротив, низкой проницаемости пород-коллекторов. В этом случае, уже на стадии разведки, определяется целесообразность применения и рассчитываются технологические параметры проведения солянокислотной обработки призабойной зоны (рис. 91) или кислотного гидроразрыва пласта.

Таблица 9 — Классификация карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований [Нефтегазодобытность..., 1994]

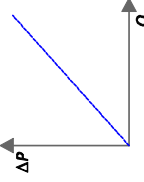
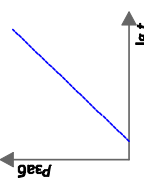
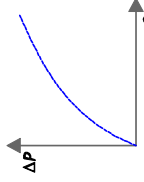
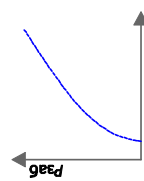
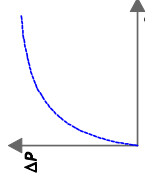
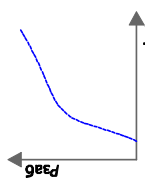
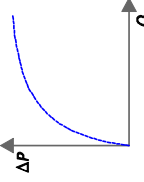
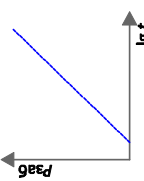
Тип коллектора	Критерии классификации			Гидродинамические исследования	
	Полезная емкость	Условия фильтрации	Распределение физических свойств	Кривая продуктивности	Кривая восстановления давления
Поровый	Поры и (или) каверны ( $m_M$ )	Поровые проницаемость ( $K_M$ ) и пьезопроводность ( $X_M$ )	Изотропность	 Прямая линия	 Прямая линия
Трещинно-поровый	Емкость пор несопоставимо превышает емкость трещин ( $m_M \gg m_T$ )	Поровая и трещинная проницаемость сопоставимы ( $K_M \approx K_T$ ). Трещинная пьезопроводность превышает поровую ( $X_T > X_M$ )	Слабо выраженная анизотропность	 Слабо выгнутая к оси депрессий	 Намечается излом в области малых значений времени
Порово-трещинный	Емкость пор превышает емкость трещин ( $m_M > m_T$ )	Трещинная проницаемость и пьезопроводность преобладают над поровой ( $K_T \gg K_M$ ; $X_T \gg X_M$ )	Анизотропность, в том числе ярко выраженная	 Выгнутость к оси депрессий может быть сильно выражена	 На КВД намечается излом
Трещинный	Трещины и пустоты расширения вдоль них ( $m_T$ )	Трещинная проницаемость и пьезопроводность ( $K_T$ ; $X_T$ )	Анизотропность, в том числе ярко выраженная	 Выгнутость к оси депрессий может быть сильно выражена	 Прямая линия



Рисунок 91 — Каналы, образованные при солянокислотной обработке призабойной зоны (лабораторные условия) [Asiri et al., 2013]. Права на иллюстрацию принадлежат журналу Oilfield Review. Используется с разрешения компании Schlumberger

Достигнутая на этапе разведки степень изученности позволяет выполнить интерполяцию фильтрационных и емкостных характеристик слагающих ОП пород с учетом фациальной природы отложений. В итоговой прогнозной модели, при проектировании размещения эксплуатационных скважин, должны быть охарактеризованы морфология ОП, положение флюидальных контактов, распределение ФЕС пород-коллекторов, особенности размещения зон вторичных преобразований, геометрия непроницаемых (флюидоупоры) и полупроницаемых (ложные коллекторы) горизонтов, а также распределение пропластков с аномально высокими коллекторскими свойствами. С учетом указанных особенностей определяются способы заканчивания и испытания скважин, выбирается технология воздействия на продуктивные пласты и формируется система ППД.

### 5.3.3. МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С СОЛЯНЫМИ КУПОЛАМИ

Погребенные соленосные толщи представляют собой региональные литологические и гидрогеологические экраны, разделяющие осадочные бассейны на подсолевые и надсолевые структурные этажи и соответствующие им, принципиально различающиеся по закономерностям формирования и размещения залежей УВ, подсолевые и надсолевые нефтегазоносные комплексы. С учетом изложенного, модель месторождений, связанных с соляными куполами, представлена как пространственно обособленная совокупность залежей нефти и газа в надсолевых ловушках, формирование которых обусловлено процессами галокинеза: в надсводовых и присводовых блоках, в ловушках, экранированных разрывными нарушениями или соляными интрузиями (в том числе в подкарнизном залегании), а также в ловушках различного генезиса под соляными массивами (рис. 92).

Первые три перечисленных класса залежей генетически связаны с соляной тектоникой, подсолевые антиклинальные и комбинированные ловушки — пространственно. Рассмотренная в работе модель отражает, с долей условности, строение месторождения Кенкияк (Прикаспийский бассейн).

В настоящем разделе представлены предложения по адресному комплексированию при прогнозе нефтегазоносности, поисках и разведке залежей в надсолевом комплексе. Изучение подсолевых ловушек, хотя и является часто приоритетной задачей, проводится по мере достижения необходимой для корректной подготовки таких объектов к бурению степени изученности. Их опoisкование и разведка проводятся по, соответствующей их морфогенетическому типу отдельной методике.

Практически все соленосные бассейны мира, независимо от возраста соленосной формации, нефтегазоносны, причем некоторые из них (например, бассейны Мексиканского залива, Атлантической окраины Бразилии, Ближнего и Среднего Востока, Северного моря) — крупнейшие нефтегазоносные области мира [Иванов, 1982]. Наблюдаемая связь между нефтегазоносностью и солянокупольной тектоникой не случайна. Она является результатом того, что две независимых

группы процессов (соленакопление и образование соляных структур, с одной стороны, и нефтегазообразование и нефтегазонакопление — с другой) обусловлены единым фактором — нисходящими тектоническими движениями [Калинко, 1973].

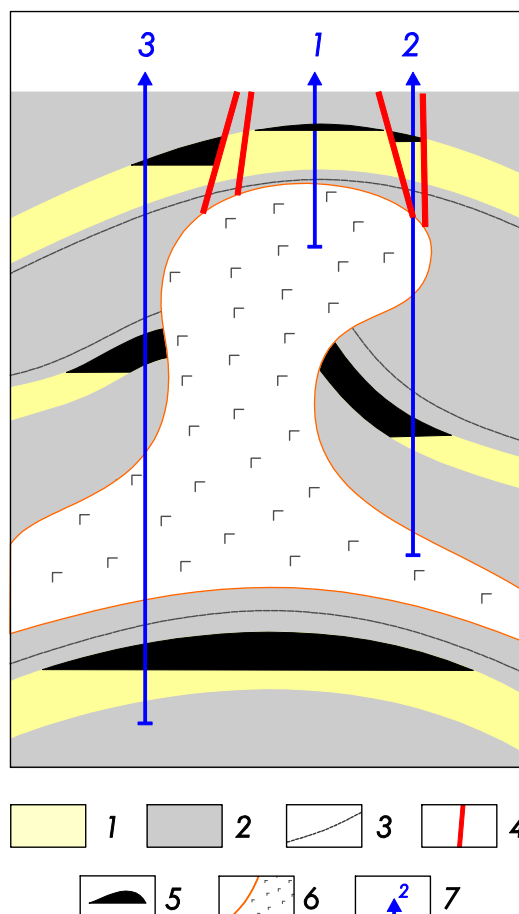


Рисунок 92 — Априорная модель месторождений солянокупольных областей. Условные обозначения: 1 — коллекторы, 2 — флюидоупоры, 3 — маркирующий горизонт, 4 — разрывные нарушения, 5 — залежи УВ, 6 — соленосные толщи, 7 — поисково-оценочные скважины и их очередность

Зоны нефтегазонакопления солянокупольных областей формируются в результате структурообразующих движений соленосных толщ, связанных со способностью гидрохимических пород к пластическим деформациям, и приурочены к соляным массивам или грядам, осложненным интрузиями различной морфологии (штоками, диапирами — терминология различна от региона к региону). В зависимости от характера внедрения в вышележащие отложения выделяют три основных типа соляных куполов: непрорванные, скрытопрорванные и



прорванные [Мишанин, 2008] последние два часто ограничены крутыми уступами или осложнены карнизами. Встречаются игловидные диапиры, развивающиеся по ослабленным зонам, воронкообразные диапиры или оторванные от материнской толщи каплевидные соляные тела. Не менее сложно строение межкуповых мульд.

Из-за аномальных свойств соли (высокая скорость распространения упругих колебаний и низкая плотность) изучение ЗНГН солянокупольных областей традиционно осуществляется комплексом гравиметрической съемки и сейсморазведки МОГТ 2D (рис. 93), при этом используются следующие особенности отображения соляных массивов в физических полях:

- кровля соли является четким отражающим горизонтом; кроме этого, по характеру волновых полей купола резко отличаются от межкуповых мульд;
- отражающие горизонты, связанные с надсолевыми отложениями, вблизи куполов испытывают воздымание, после чего их прослеживание становится нечетким либо прекращается [Кунин, 1972];

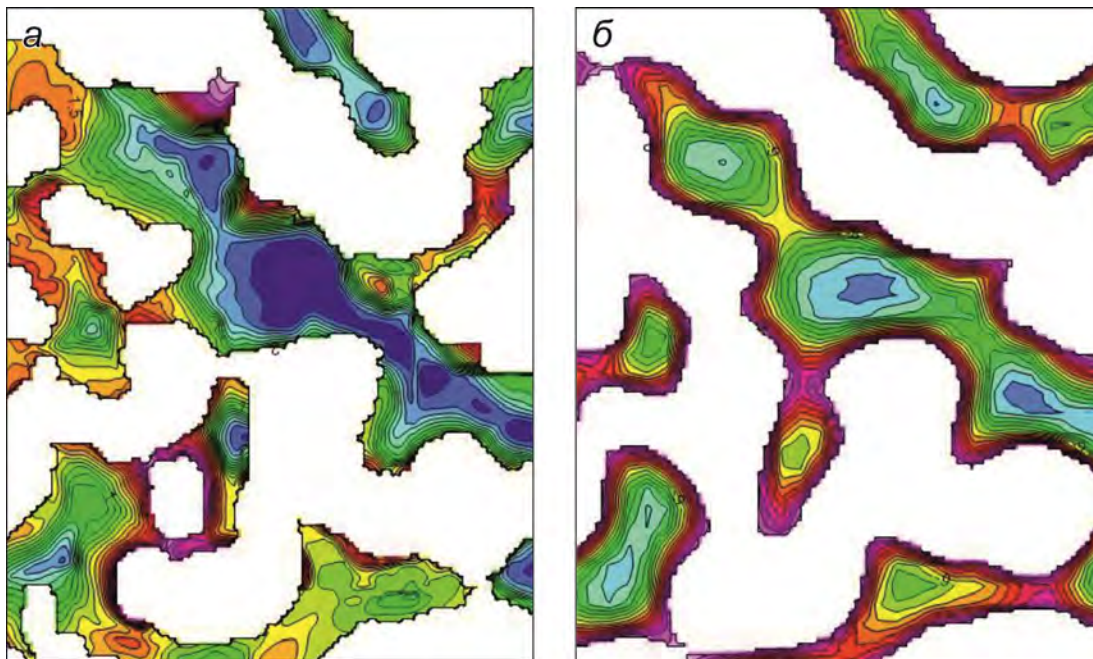
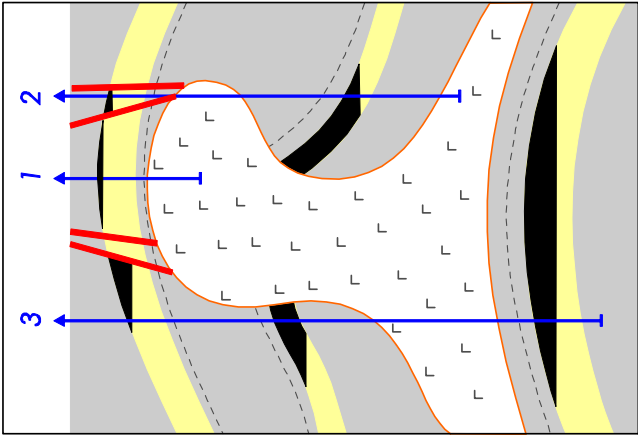


Рисунок 93 — Отображение соляных куполов в геофизических полях: а) своды соляных куполов по данным сейсморазведки; б) локальные минимумы гравитационного поля [Матусевич, 2013]



Таблица 10 — Адресное комплексирование геолого-геофизических и геохимических данных при прогнозе, поисках и разведке месторождений солянокупольных областей

Этапы и стадии геолого-разведочного процесса	ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП			РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП
	Выявления объектов поискового бурения	Подготовки объектов к поисковому бурению	Поиска и оценки месторождений (залежей)	
Ключевые задачи ГРР (помимо типовых)	Районирование территории, выявление и картирование соляных куполов, изучение характера залегания надсолевых отложений и выделение первоочередных объектов для проведения дальнейших геолого-геофизических исследований	Изучение морфологии соленосной толщи: картирование кровли куполов, прослеживание крутых склонов интрузий, выявление соляных карнизов	Изучение надсводовых ловушек, ловушек экранированных соляными интрузиями, и подкарнизных	Уточнение структурного плана продуктивных толщ, геометризация тектонических экранов и латеральных экранов, связанных с соляными интрузиями
Методы построения прогнозной модели	<ul style="list-style-type: none"><li>• Комплексная интерпретация гравиразведки и сейсморазведки для районирования территории, выявления и картирования соляных куполов, изучения характера их взаимоотношений с отложениями надсолевого яруса</li><li>• Палеотектонические реконструкции для выделения предполагаемых области генерации и зон аккумуляции УВ, уточнение границ ЗНГН</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Сейсмостратиграфический анализ, комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и гравиразведки (сейсмотравиметрическое моделирование) для изучения морфологии соленосной толщи и строения ловушек в надсолевом НГК</li><li>• Реконструкции истории формирования соляных куполов и разрывных нарушений, оценка их влияния на формирование и сохранность залежей УВ</li><li>• Литолого-фациальные реконструкции с целью прогноза распространения коллекторов, флюидопоров и НГМТ</li><li>• Комплексная интерпретация материалов полевой геофизики для выделения приоритетных для бурения объектов</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Интерпретация материалов сейсморазведки и ГДИС для выделения разрывных нарушений и определения их экранирующих свойств</li><li>• Изучение характера контакта соляных интрузий с продуктивными отложениями методами скважинной сейсморазведки</li><li>• Уточнение термической истории ОВ и вклада разновозрастных НГМТ (надсолевых и подсолевых) в формирование месторождения</li><li>• Прогноз нефтегазоносности подсолевых толщ</li></ul>	Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и бурения, количественный прогноз распространения ФЕС



- Зоны нефтезонакопления солянокупольных областей формируются в результате структурообразующих движений соленосных толщ и приурочены к соляным массивам и итрадам.
- Модель месторождений, связанных с соляными куполами, представлена как совокупность залежей нефти и газа в надсолевых ловушках: надсводовых и присводовых блоках, в ловушках экранированных соляными интрузиями (в том числе в подкарнизном залегании), а также в ловушках различного генезиса под соляными массивами.

- пониженная плотность гидрохимических толщ относительно вмещающих пород и контрастность рельефа соляных интрузий приводят к формированию интенсивных, до 100 мГл, отрицательных аномалий силы тяжести.

На стадии выявления объектов поискового бурения результаты комплексной интерпретации гравиразведки и сейсморазведки используются для **районирования территории, выявления и картирования соляных куполов, изучения характера залегания надсолевых отложений** и выделения первоочередных объектов для проведения дальнейших геолого-геофизических исследований (табл. 10).

При оценке рисков и ранжировании поисковых площадей надсолевого этажа необходимо учесть, что в бассейнах с интенсивным проявлением галокинеза высокая теплопроводность соли создает условия для охлаждения надсолевых толщ, поскольку соляные купола играют роль своеобразных теплопроводов, передающих тепло недр на дневную поверхность [Светлакова, Дальян, 1978]. В этом случае, даже при значительной мощности отложений надсолевого комплекса, степень катагенетической преобразованности НГМТ может быть недостаточной для формирования промышленных залежей УВ. Следовательно, при выделении первоочередных площадей для постановки поискового бурения **необходимо наметить предполагаемые области генерации**, как правило приуроченные к межкупольным мульдам, и **оценить возможность миграции и аккумуляции УВ с позиций историко-генетического подхода**.

Важной отличительной особенностью ЗНГН соляного диапиризма является несоответствие структурного плана подошвы соленосной формации (и, соответственно, подсолевых отложений) со структурой ее кровли и перекрывающими отложениями надсолевого этажа, поэтому на стадии подготовки объектов основной задачей, от решения которой во многом зависит успешность дальнейших поисковых работ, является **изучение морфологии соленосной толщи: картирование кровли куполов, прослеживание крутых склонов интрузий, выявление соляных карнизов**. При построении прогнозной модели, с использованием рельефа соляных куполов и межкупольных депрессий в качестве опорной поверхности, детализиру-

ется строение и выполняется оценка ресурсного потенциала ловушек разнообразной морфологии в надсолевой части разреза, из которых наиболее распространены являются структурные (антиклинальные и блоки) и комбинированные (экранированные соляной интрузией или разрывными нарушениями) ловушки.

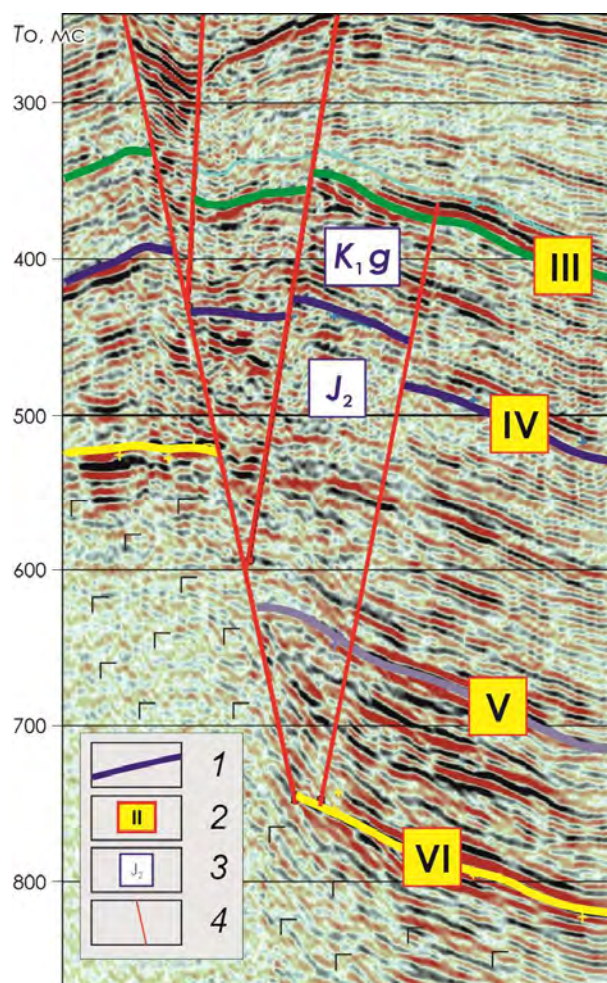


Рисунок 94 — Месторождение Жанаталап, восточное крыло. Республика Казахстан. Отображение блокового строения продуктивных горизонтов на временном разрезе. Условные обозначения: 1 — отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы ОГ: VI — кровля соленосных кунгурских отложений, III–IV — прочие; 3 — индексы продуктивных горизонтов, 4 — разломы

*Структурные и комбинированные ловушки*, сформированные под действием галокинеза в присводовых участках куполов, как правило, осложнены грабенами и сбросами, разделяющими их на разобщенные крылья блокового строения (рис. 94). Для подготовки таких ловушек к бурению необходимо определить мор-

фологию поверхности соляного купола, выделить наиболее приподнятые его участки и проследить разрывные нарушения в породах надсолевого этажа. Из-за многообразия замкнутых форм, характерных для интенсивно нарушенных толщ (антиклинальные, тектонически экранированные ловушки или блоки), при выборе приоритетных для бурения объектов целесообразно проведение дополнительных исследований методами профильной электроразведки в модификации ЗСБ [Буддо, 2012] или ДНМЭ [Краткая информация..., 2011].

Для подготовки ловушек, *экранированных соляными интрузиями*, необходимо проследить уступы диапира и выяснить структурный план примыкающих к уступу резервуаров. Сделать это, из-за рассеяния энергии отраженных волн на крутых склонах, удастся не всегда, даже при применении современных процедур обработки сейсмических данных. В некоторой мере преодолеть указанные сложности удастся путем комплексной интерпретации гравиметрических и сейсмических данных по методике объемного моделирования [Телегин, Булгаков, 1989] либо с использованием специальных геологических построений [Истомин и др., 1987].

Проблема формирования *соляных карнизов* — одна из наиболее сложных и дискуссионных, что усугубляется сложностью расшифровки строения этих структур как по геофизическим материалам, так и по данным бурения [Ескожа и др., 2007]. При поисках и разведке подкарнизных залежей наибольшей информативности удастся достигнуть с применением технологии сейсмогравиметрического моделирования [Матусевич, 2013], используя следующие признаки:

- смещение границы свода соли, прослеженной сейсморазведкой, относительно линии максимальных градиентов гравитационного поля в сторону межкупольной мульды;
- слоистая структура волнового поля под отраженной волной, надежно стратифицированной как кровля соли;
- карнизообразный рисунок на разрезе объемного гравитационного поля, выражающийся либо вогнутой в сторону минимума формой нулевой изоаномалы, либо наклоном этой изоаномалы в сторону минимума (рис. 95), и др.

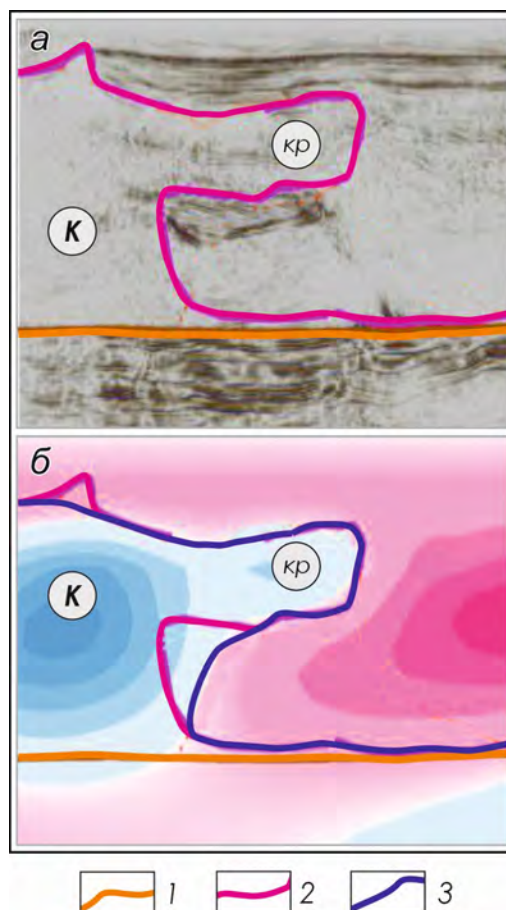


Рисунок 95 — Карниз «кр» купола «К» выделен на основе совместного анализа волнового (а) и гравитационного (б) полей [Ескожа, 2007]. Условные обозначения: 1 — под-солевой горизонт; контуры купола: 2 — по данным сейсморазведки, 3 — по результатам сейсмогравиметрического моделирования

Стадия поиска и оценки завершается после установления промышленной нефтегазоносности или подтверждения бесперспективности всех выявленных пространственно и (или) генетически связанных с соляным куполом ловушек, в том числе подсолевых, изучение которых представляет большую сложность, поскольку купола искажают волновое поле и затрудняют корреляцию целевых ОГ. Корректная подготовка таких ловушек к бурению возможна только с применением полноазимутальной сейсморазведки 3D (рис. 96), при этом для получения более-менее достоверных структурных построений по сейсмическим данным необходим учет морфологии соленосной толщи, что подразумевает целесообразность опои-с-кования подсолевых ловушек после надсолевых и по мере изучения рельефа поверхности отложений соленосного структурного этажа. После этого возможен выбор



оптимальной точки заложения подсолевой поисковой скважины (см. рис. 92) с учетом гипсометрии кровли, морфологии и генезиса поискового объекта. Основные по объему запасов углеводородов залежи могут быть локализованы как в подсолевых (м-е Кашаган, акватория Каспийского моря), так и в надсолевых НГК.

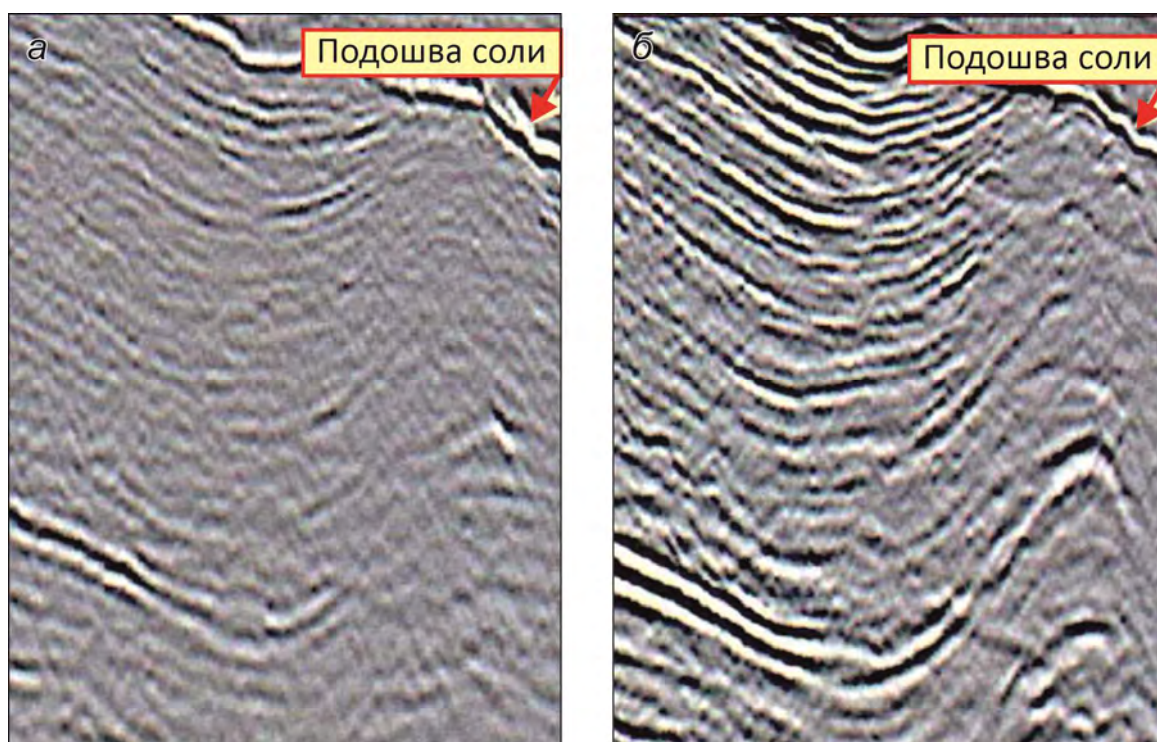


Рисунок 96 — Волновая картина подсолевой толщи, полученная в результате обработки данных узкоазимутальной (а) и полноазимутальной сейсморазведки [Perez et al., 2008]. Права на иллюстрацию принадлежат журналу Oilfield Review. Используется с разрешения компании Schlumberger

Отдельного внимания заслуживает краткое перечисление проблем проводки скважин на подсолевые отложения. Как правило, нефтегазоводопроявления (НГВП), затяжки и посадки бурового инструмента, недоход обсадных колонн, их неудачная цементировка или даже смятие отмечаются:

- при вскрытии соленосной толщи (возможны НГВП в отложениях кепрока или брекчированных пород на латеральном контакте диапира в связи с формированием АВПД в зонах трещиноватости, сопровождающих соляной тектогенез);

- при бурении в соленосной толще (в результате кавернообразования при размыве солей буровым раствором, а также прихватообразования вследствие их пластического течения (ползучести));
- при вскрытии подсолевых отложений с неизвестным пластовым давлением, часто аномальным, что также ведет к НГВП или поглощению бурового раствора (в случае его избыточной плотности).

Основными мерами предупреждения и ликвидации перечисленных осложнений являются разбуривание соленосных отложений утяжеленными буровыми растворами, при условии полного насыщения промывочной жидкости солью, аналогичной буримой, либо применение специальных буровых растворов, например эмульсионных буровых растворов на неводной основе, обеспечение высокой скорости бурения, спуска и цементирования обсадных колонн в интервалах пород, склонных к ползучести, геолого-технологический контроль параметров бурения при вскрытии соленосных отложений и на выходе из них.

На этапе разведки при решении задач **геометризации тектонических экранов** существенное повышение достоверности достигается с использованием 3D-сейсморазведки для картирования разрывных нарушений, а при **изучении латеральных экранов, связанных с соляными интрузиями**, — скважинной сейсморазведки методом непродольного профилирования (рис. 97) на основе регистрации продольных отраженных от боковой поверхности соляного тела волн [Шнеерсон, Жуков, 2014], реже — уровневого ВСП (методом обращенных годографов) или 3D ВСП [Ray et al., 2003].

Следует признать, что в условиях блокового строения надсолевых толщ достижение высокой успешности поискового бурения невозможно, так как однозначно решить вопрос об экранирующих свойствах дизъюнктивных дислокаций и их влиянии на сохранность залежей пока не удастся. Для минимизации рисков целесообразно проведение площадных электроразведочных работ по плотной сети наблюдений с использованием, при интерпретации электромагнитных полей, участков недр с установленной нефтегазоносностью в качестве эталонных.



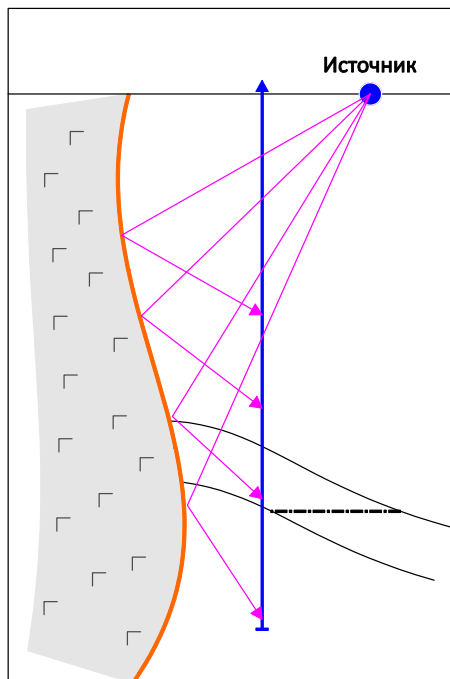


Рисунок 97 — Принципиальная схема применения НВСП для картирования боковой поверхности соляной интрузии [Шнеерсон, Жуков, 2014]

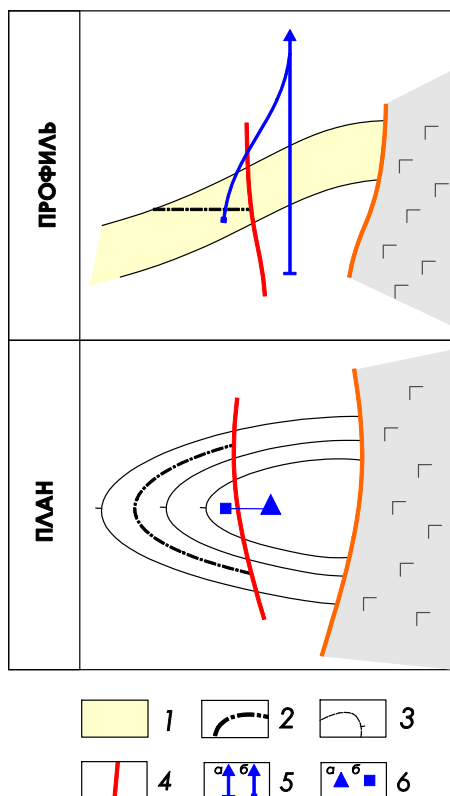


Рисунок 98 — Способ заложения поисковых скважин в условиях блокового строения залежей. Условные обозначения: 1 — коллектор, 2 — ВНК или ГВК, 3 — изогипсы подошвы флюидоупора, 4 — разрывные нарушения, 5 — скважины: а — поисковая, б — разведочная; 6 — местоположения забоев поисковой (а) и разведочной (б) скважин

Бурение поисковых скважин следует планировать в непосредственной близости от блоков с доказанной нефтегазоносностью, чтобы в случае вскрытия скважиной водонасыщенных пород предусмотреть ее кривление и последующее использование в качестве разведочной или эксплуатационной (рис. 98).

Степень изученности, достигнутая на этапе разведки, позволяет охарактеризовать в итоговой прогнозной модели морфологию соляной интрузии, характер ее контакта с отложениями надсолевого НГК, геометрию разрывных нарушений, уточнить контуры залежей в структурных и комбинированных ловушках, распределение ФЕС пород-коллекторов и положение флюидальных контактов. С учетом указанных особенностей проектируется размещение эксплуатационных скважин и формируется система ППД, в зависимости от литологического состава пород-коллекторов подбираются методы интенсификации добычи.

#### **5.3.4. МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С СЕДИМЕНТАЦИОННЫМИ ЛИНЗАМИ**

Месторождения, связанные с седиментационными линзами (СЛ), распространены довольно широко и чаще всего связаны с терригенными породами-коллекторами различного генезиса, формирующими аккумулятивные или выполняющими эрозионно-аккумулятивные формы палеорельефа, — баровыми телами, палеоруслами, отложениями гравитационных потоков и др., ограниченными низкопроницаемыми породами.

Модель месторождений СЛ объединяет залежи, экранированные границами областей отсутствия коллекторов (литологически-экранированные), залежи в седиментационных линзах, текстурно-структурные и экранированные капиллярными барьерами залежи (рис. 99). Залежи в литологически экранированных ловушках относятся к группе комбинированных и формируются за счет выклинивания резервуара или его фациального замещения одновозрастными непроницаемыми породами вверх по восстанию пласта. Следующие три класса залежей — литогенетиче-

ские — сформированы в результате процессов образования и последующего изменения горных пород, т. е. нетектонических процессов. Общей чертой залежей в составе месторождений СЛ являются выраженная латеральная изменчивость ФЕС и в целом ухудшенные коллекторские свойства продуктивных пластов.

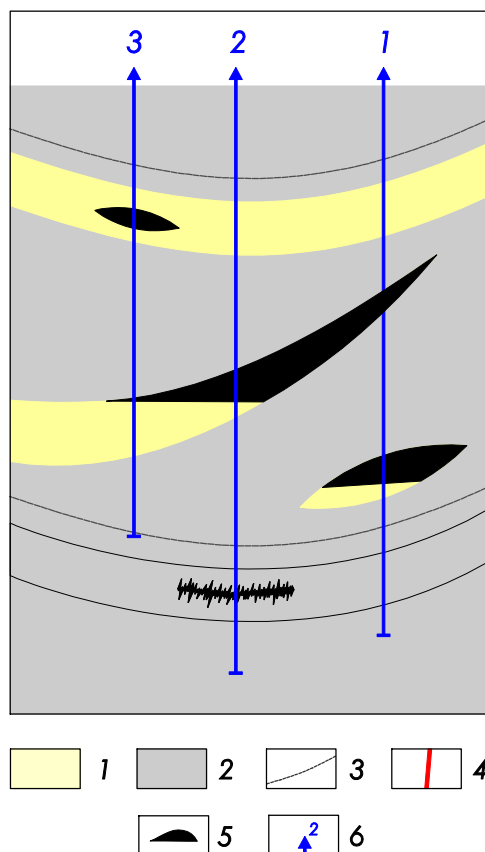


Рисунок 99 — Априорная модель месторождений седиментационных линз. Условные обозначения: 1 — породы-коллекторы, 2 — непроницаемые (флюидоупоры) и низкопроницаемые толщи, 3 — маркирующий горизонт, 4 — разрывные нарушения, 5 — залежи УВ, 6 — поисково-оценочные скважины и их очередность

В настоящем разделе с позиций системного подхода рассмотрено адресное комплексирование при прогнозе нефтегазоносности, поисках и разведке залежей, экранированных полностью или частично границами зон отсутствия коллекторов. Методы исследований капиллярно экранированных залежей и залежей в текстурно-структурных линзах в данной работе не рассматриваются из-за ограниченного объема фактического материала по их нефтегазоносности, однако в процессе разведки месторождений СЛ попутное изучение таких залежей должно быть предусмотрено.

Размещение месторождений СЛ обусловлено палеотектоническими, палеогеографическими или палеогеоморфологическими (иными словами — палеогеологическими) особенностями их формирования, при этом «продуктивные погребенные песчаные тела обычно встречаются целыми группами, создавая отдельные зоны нефтегазонакопления, конфигурация, размер и простирание которых определяются... обстановкой седиментации» [Залежи нефти и газа..., 1982]. Наиболее показательны в этом отношении неокомские отложения Западной Сибири, которые, накапливаясь в некомпенсированном баженовском бассейне, в процессе последовательного латерального его заполнения создавали совокупности внутричехольных аккумулятивных форм (рис. 100), играющих существенную, а местами определяющую (Приобское, Сугмутское и др. месторождения) роль в нефтегазонакоплении [Мкртчян, 2001].

Поиски месторождений СЛ ведутся, как правило, в районах с доказанной нефтегазоносностью — после открытия большей части сводовых залежей, в процессе разведки которых выявляются залежи в литогенетических и комбинированных ловушках на крыльях антиклинальных складок (либо обосновываются предпосылки их нефтегазоносности). Таким образом, построение прогнозных моделей на стадии выявления объектов поискового бурения проводится без проведения дополнительных объемов ГРП — на основе переинтерпретации накопленных геолого-геофизических материалов. Для **установления пространственных и генетических связей месторождений СЛ с палеогеологическими элементами** (табл. 11) используется «комплексный палеогеографический, палеогеоморфологический и палеотектонический анализ, предусматривающий:

- изучение палеотектонического развития территории на основе анализа мощностей;
- реконструкцию палеорельефа по результатам анализа мощностей отложений, перекрывающих перспективный или продуктивный пласт;
- литолого-фациальный анализ перспективных или продуктивных отложений;

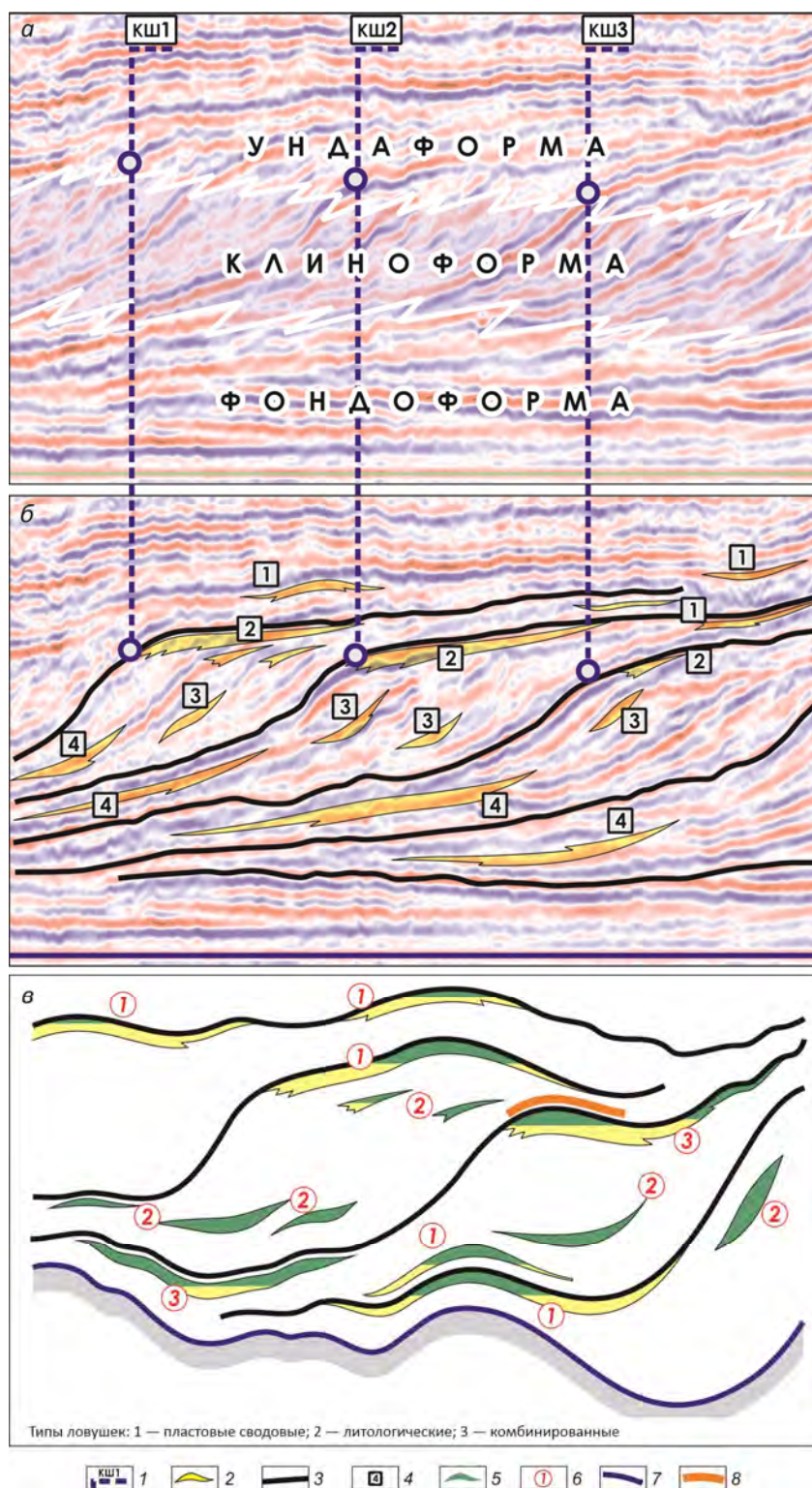
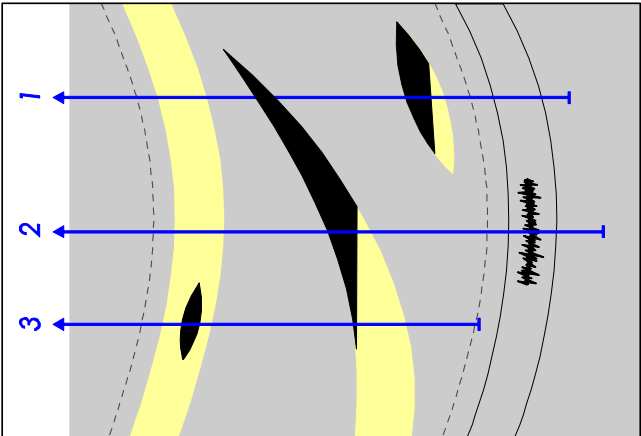


Рисунок 100 — Схема строения клиноформных отложений неокома Западной Сибири (а, б) и типы ловушек углеводородов (в) [Славкин и др., 1994, Поляков и др., 2012]. Условные обозначения: 1 — кромка палеошельфа, 2 — песчаные тела разного генезиса, 3 — основные отражающие горизонты, 4 — индекс типа песчаных тел: 1 — шельфовые, 2 — кромкошельфовые, 3 — склоновые, 4 — фондоформные (депресссионные); 5 — залежи УВ, 6 — индекс типа ловушки, 7 — отражающий горизонт Б (бажендовская свита), 8 — бескорневые тектоно-седиментационные ловушки

Таблица 11 — Адресное комплексирование геолого-геофизических данных при прогнозе, поисках и разведке месторождений седиментационных линз

Этапы и стадии геолого-разведочного процесса	ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП			РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП
	Выявления объектов поискового бурения	Подготовки объектов к поисковому бурению	Поиска и оценки месторождений	
Ключевые задачи ГРП (помимо типовых)	Установление пространственных и генетических связей месторождений СЛ с палеогеологическими элементами	Прогноз зон распространения коллекторов, выявление природы и геометрии латеральных экранов, выбор оптимальной точки заложения поисковой скважины с учетом прогнозируемого генезиса и морфологии ловушки	Установлении геометрии залежи и направление ее осевой линии <ul style="list-style-type: none"><li>Поиск пространственно-генетически связанных залежей</li></ul>	Уточнение морфологии резервуара, геометрии латеральных экранов и флюидальных контактов, особенностей литологического состава и распределения ФЕС пластов коллекторов
Методы построения прогнозной модели	<ul style="list-style-type: none"><li>Переинтерпретация накопленных геолого-геофизических материалов</li><li>Комплексный палеогеографический, палеогеоморфологический и палеотектонический анализ</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Сейсмостратиграфический анализ для определения генезиса и морфологии СЛ</li><li>Литолого-фациальные реконструкции для выявления природы и геометрии латеральных экранов, прогноз распространения коллекторов и флюидоупоров</li><li>Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и электроразведки для выделения приоритетных для бурения объектов</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Седиментологический анализ керна, определение генезиса СЛ и ФЕС коллекторов</li><li>Интерпретация материалов сейсморазведки и скважинных данных (ГИРС, ГДИС) для уточнения конфигурации СЛ, выделения и картирования латеральных экранов</li><li>Уточнение литолого-фациальных реконструкций, распределения ФЕС и нефтегазонасыщенных толщин, прогноз ловушек, связанных с тектурно-структурными линзами</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Седиментологические исследования керна и пилфов</li><li>Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и бурения, количественный прогноз распространения ФЕС</li></ul>



- Размещение месторождений СЛ обусловлено палеотектоническими, палеогеографическими или палеогеоморфологическими особенностями формирования. Модель месторождений СЛ объединяет литологически экранованные залежи, залежи в седиментационных линзах, тектурно-структурные и экранованные капиллярными барьерами залежи.
- Общей их чертой является выраженная латеральная изменчивость ФЕС и, в целом, ухуашенные коллекторские свойства продуктивных пластов.



- установление взаимосвязи палеорельефа и фаций;
- определение палеоглубин (и абсолютных высот) бассейна осадконакопления на основе выявления положения береговой линии (для континентальных условий — определение относительных превышений);
- прогнозирование зон распространения генетических типов осадков и линий выклиниваний (замещений) в соответствии с палеорельефом;
- анализ мощностей и литологического состава коллекторов, региональных и зональных покрывок» [Методика..., 1988].

Важное значение на этом этапе имеют методы сейсмостратиграфии, включающие, в частности, визуальный анализ сейсмических материалов для выделения ловушек углеводородов различного типа и оценку их перспективности с позиций процесса формирования и сохранения залежей нефти и газа [Шлезингер, 1998]. В благоприятных сейсмогеологических условиях возможно выделение и картирование песчаных тел на основе анализа динамических характеристик отраженных волн (рис. 101).

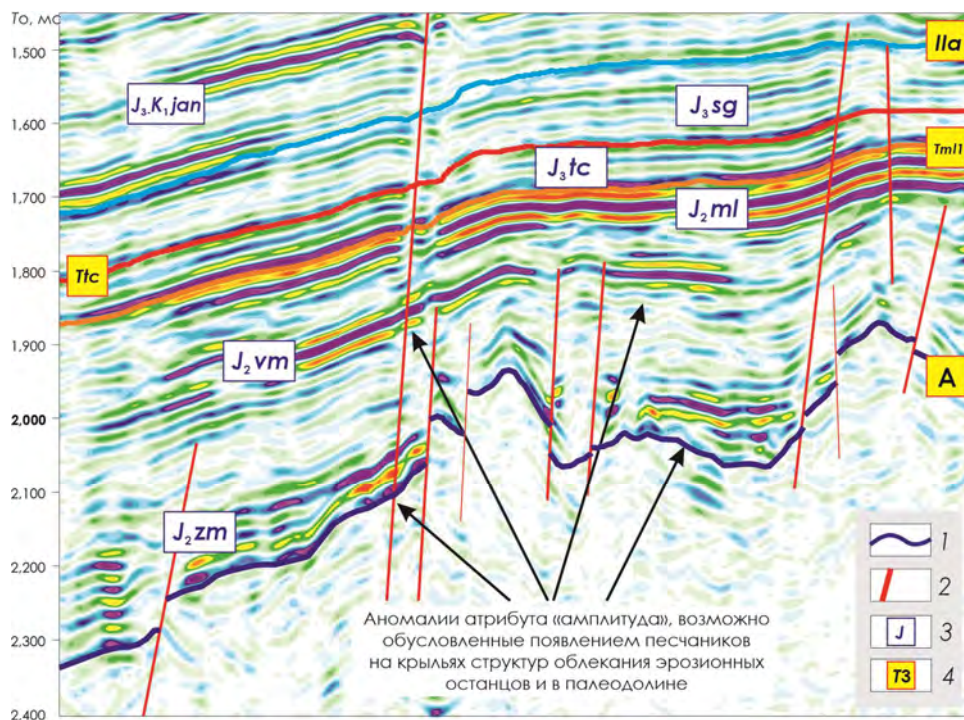


Рисунок 101 — Отображение в волновом поле перспективных объектов в отложениях нижней и средней юры на юге Игарской зоны [Поляков, 2013]. Условные обозначения: 1 — отражающие горизонты (ОГ), 2 — разломы, 3 — индексы стратиграфических подразделений, 4 — индексы ОГ



Следует отметить, что, несмотря на достижения в области обработки и интерпретации материалов сейсморазведки, методика подготовки объектов в составе месторождений СЛ разработана в настоящее время недостаточно, что связано с разнообразием морфологических характеристик природных резервуаров различного генезиса и сложностью геологического строения соответствующих им ловушек УВ (рис. 102). Тем не менее очевидно, что при подготовке таких объектов к бурению необходимо учитывать следующие факторы:

1) наличие пластов-коллекторов и флюидоупоров, установленное по результатам бурения и прогнозируемое в меж- и заскважинном пространстве на основе анализа динамических и кинематических параметров волнового поля (методы прогнозирования геологического разреза);


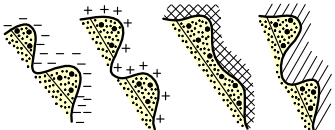
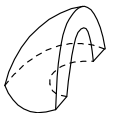
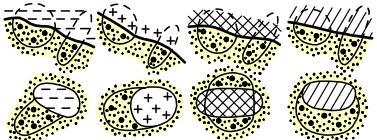
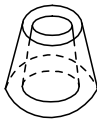
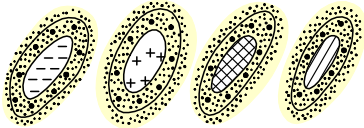
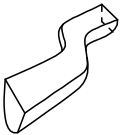
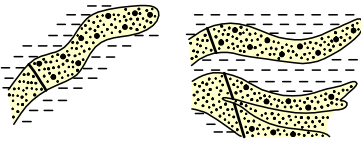
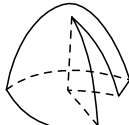
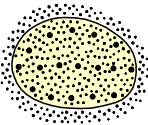

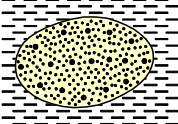
2) гипсометрию кровли и подошвы пласта-коллектора;

3) геометрию латеральных экранов, связанных с выклиниванием или литологическим замещением коллекторских толщ. Выявление и картирование экранов проводится путем детального расчленения и корреляции разрезов скважин, а также на основе анализа сейсмической записи (рис. 103) либо путем простых сейсмогеологических построений [Некоторые сейсмогеологические приемы..., 2002].

К сожалению, возможности сейсмостратиграфии и ПГР на поисковом этапе часто ограничены из-за недостатка данных о литологии резервуаров и закономерностях распределения ФЕС по площади, поэтому для снижения риска поисковых работ целесообразно рассмотреть возможность проведения дополнительных методов полевой геофизики, например электроразведки. В частности, В. Т. Хромовым и др. для территории Республики Татарстан показана эффективность технологии ЗСБ при картировании турнейских врезов, заполненных низкоомными песчано-глинистыми отложениями, которые вызывают значительное увеличение продольной проводимости всего разреза [Хромов и др., 1982].

Теоретически обоснована и практически подтверждена возможность применения сейсморазведки для прямого прогноза нефтяных и газовых залежей (рис. 104), основанная на изменении интенсивности отраженной волны с удалени-

ем от источника возбуждения колебаний (АВО-анализ). С петрофизических позиций такие эффекты объясняются тем, что отношение скоростей продольных ( $V_p$ ) и поперечных ( $V_s$ ) волн ( $V_p/V_s$ ) в нефтенасыщенных и газонасыщенных пластах отличается от  $V_p/V_s$  в водонасыщенных пластах (см. [Абросимова, Губа, 2006] и мн. др.).

ТИП ЛОВУШЕК	ОБЪЕМНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ	ИЗОБРАЖЕНИЕ В ПЛАНЕ
КЛИНОВИДНЫЕ		
КОЗЫРЬКОВЫЕ		
КОЛЬЦЕВЫЕ		
ШНУРКОВЫЕ		
ХОЛМОВИДНЫЕ		
ЛИНЗОВИДНЫЕ		

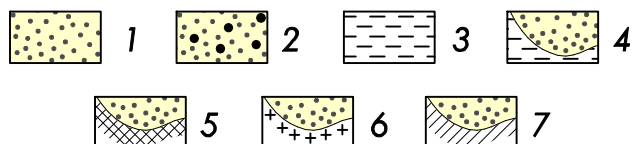


Рисунок 102 — Типизация литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек по морфологическим признакам [Методика ..., 1988]. Условные обозначения: 1 — коллектор, 2 — ловушка, 3 — неколлектор; линии: 4 — замещение, 5 — внутриформационное выклинивание, 6 — выклинивание у выступа фундамента, 7 — срезание

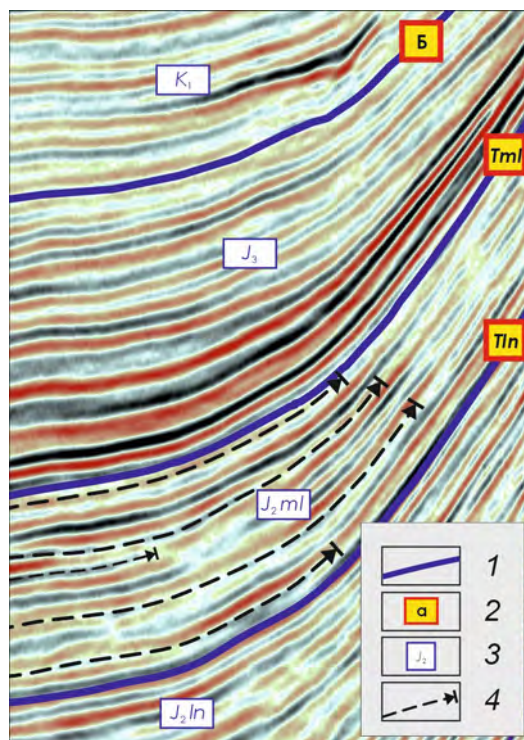


Рисунок 103 — Фрагмент стратифицированного временного разреза через южный склон Мессояхско-Малохетской гряды [Малышев и др., 2013]. Условные обозначения: 1 — отражающие горизонты (ОГ), 2 — индексы ОГ, 3 — индексы стратиграфических подразделений, 4 — прекращение прослеживания вспомогательных ОГ, связанное с выклиниванием пластов в отложениях малышевского горизонта

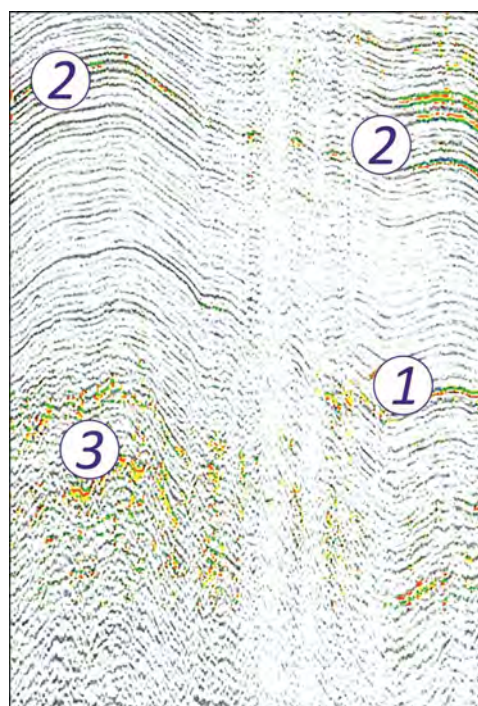


Рисунок 104 — Разрез AVO с выделенными УВ-аномалиями: 1 — надежными, 2 — менее надежными, 3 — связанными с углями [Воскресенский и др., 2005]

С учетом изложенного основной задачей на стадии подготовки объектов является детализация геологического строения поисковых объектов, включающая **прогноз зон распространения коллекторов, выявление природы и геометрии латеральных экранов, уточнение структурного плана, оценка ресурсов и рисков, ранжирование поисковых объектов и выбор оптимальной точки заложения поисковой скважины с учетом прогнозируемого генезиса и морфологии ловушки.**

Оценку и разведку выявленных залежей рекомендуется [Габриэлянц и др., 1985] проводить путем заложения скважин по падению пластов продуктивного горизонта и его простиранию. В результате бурения скважин по простиранию резервуара **устанавливаются конфигурация залежи и направление ее осевой линии**; в свою очередь, разведочными скважинами, заложенными по падению на различных гипсометрических отметках по методике «шаг поискового бурения», **решается задача выявления гипсометрии и конфигурации флюидальных контактов** (рис. 105).

Природа ловушек, связанных с седиментационными линзами, определяет выраженную изменчивость ФЕС в межскважинном и заскважинном пространстве. Предварительный прогноз геометрии осадочных тел и распределения коллекторских свойств осуществляют традиционными методами, путем их генетической диагностики (седиментологическое описание керна и шлифов, изучение электрометрических фаций) и сравнения с современными аналогами по комплексу признаков, к которым относятся форма песчаного тела, приуроченность к определенным палеогеографическим областям и зонам, ориентировка относительно береговой линии, характер фациальных взаимоотношений песчаных тел и вмещающих отложений [Гусейнов и др., 1988]. В сложных геологических условиях, когда связь областей развития коллекторов и палеогеологических элементов неявная, целесообразно проведение сейсморазведочных работ в 3D-модификации с последующим применением «тонких» процедур интерпретации: алгоритмов акустической инверсии (рис. 106), спектрально-временного анализа [Давыдова и др., 2002; Способ геофи-

зической разведки...] или атрибутивного анализа. Широкое применение нашли методы картирования латеральных флюидоупоров при интерпретации гидродинамических исследований скважин (см. [Метт, 2012; Абрамов, 2015] и др.).

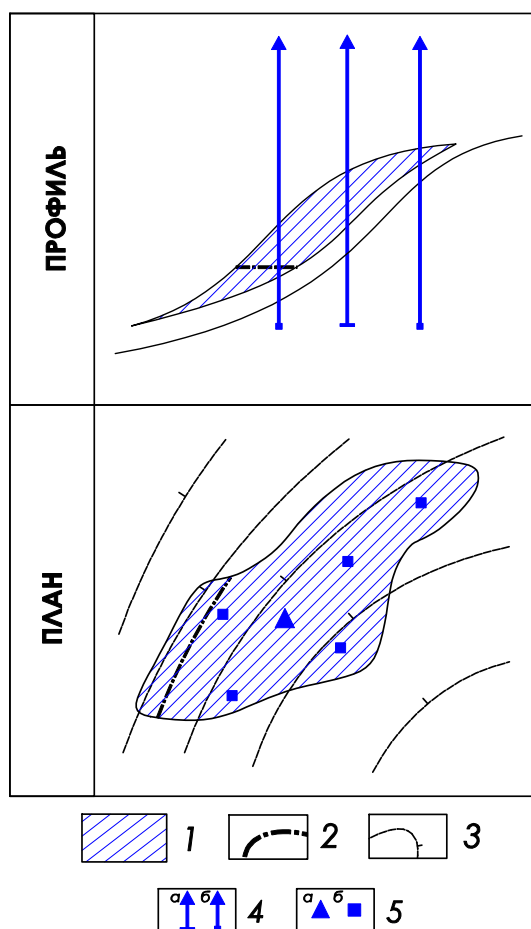


Рисунок 105 — Схема размещения поисково-разведочных скважин при разведке залежей, связанных с седиментационными линзами. Условные обозначения: 1 — область развития коллекторов, 2 — ВНК или ГВК, 3 — изогипсы подошвы флюидоупора, 4 — скважины: а — поисковая, б — разведочная; 5 — местоположения забоев поисковой (а) и разведочной (б) скважин

При размещении разведочных скважин целесообразно охарактеризовать бурением намеченные области возможной продуктивности в составе текстурно-структурных линз и в капиллярно-экранированных залежах. Предпосылки прогноза нефтегазоносности первых — контрастные акустические характеристики областей с повышенными ФЕС, что позволяет выделять и картировать их по данным сейсморазведки [Алексеев, 2012]. Во втором случае вероятность обнаруже-



ния залежей возрастает в пластах, характеризующихся резкой изменчивостью ФЕС (развитие мелкопоровых коллекторов, окруженных сравнительно крупнопоровыми разностями для залежей гидрофобного класса и наоборот — для гидрофильного класса), локализованных на участках с невысокими углами падения [Большаков, 1995].

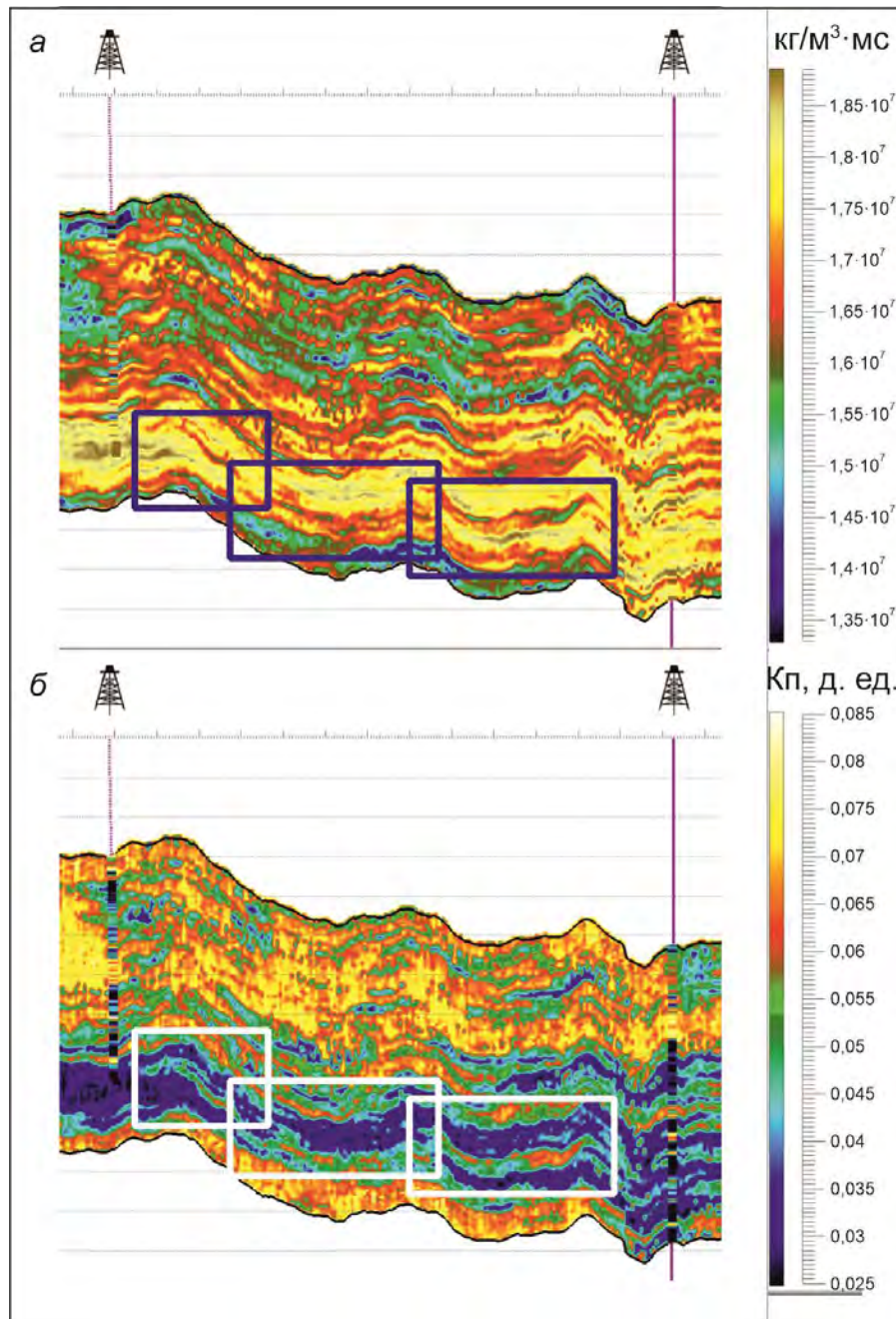


Рисунок 106 — Ловушки, связанные с седиментационными линзами, выделенные по результатам акустической стохастической инверсии (а) на соответствующем разрезе средней пористости (б) (по материалам [Шубин, 2014])

Необходимо вкратце остановиться на проблеме освоения скважин при поисках и разведке месторождений СЛ. С учетом отмеченной выше приуроченности залежей в составе таких месторождений к ухудшенным коллекторам (особенно в окрестностях зон замещения), характеризующимся высоким содержанием глинистой фракции, сложной структурой порового пространства, низкой проницаемостью и, как следствие, — низкими дебитами пластовых флюидов, часто возникает вопрос о целесообразности их доразведки.

В традиционных районах нефтегазодобычи, с развитой инфраструктурой, освоение таких залежей успешно проводится с использованием технологии гидроразрыва пласта (ГРП). В поисково-разведочных скважинах, бурящихся в удаленных регионах, в условиях автономии, когда мобилизация флота ГРП затруднена технически или организационно, выбор технологических решений для получения промышленных притоков из низкопроницаемых коллекторов является важным и актуальным вопросом. Необходимо решить следующие задачи: установить факт открытия залежи (месторождения), провести гидродинамические исследования параметров пласта и отобрать глубинные пробы.

Анализ результатов освоения поисково-разведочных скважин, вскрывших залежи нефти в низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири (тюменская и малышевская свиты, ачимовская толща и др.), показал [Поляков и др., 2015], что комплекс геолого-технических мероприятий должен включать:

1) мероприятия по минимизации влияния процессов, снижающих фильтрационные свойства ПЗП:

- проводку скважины в продуктивном интервале с высокими скоростями бурения без проведения лишних спускоподъемных операций;
- формирование зоны принудительной кольматации с применением буровых растворов с неадгезионно-активной твердой фазой (мел, целестин, сидерит);
- вторичное вскрытие при ограниченной депрессии мощными перфораторами (при возможности гидropескоструйными) в очищенной от взвешенных частиц среде, на базе электролита, улучшающего фильтрационную характеристику призабойной зоны пласта (ПЗП);



2) мероприятия по восстановлению фильтрационных свойств ПЗП:

- растворение кольматанта (в составе созданного изолирующего экрана) соляной кислотой;
- разупрочнение участка кольматации проведением глинокислотной обработки;
- создание многократных депрессий и репрессий с высокими градиентами давления с применением струйных аппаратов.

Прогнозная модель месторождения СЛ, построенная по результатам разведочного бурения, включает в себя информацию о морфологии резервуара, геометрии латеральных экранов и флюидальных контактов, об особенностях литологического состава и распределения ФЕС пластов-коллекторов. С учетом указанных особенностей определяются способы заканчивания и испытания скважин, мероприятия ППД. При проектировании размещения эксплуатационных скважин учитываются распределение нефтегазонасыщенных толщин и фильтрационных (проницаемость, гидропроводность, коэффициент продуктивности) свойств резервуара, влияние ложных коллекторов на промысловые характеристики эксплуатационных объектов.

Завершая краткое рассмотрение практических аспектов адресного комплексирования, необходимо подчеркнуть, что автору очевидна значимость отдельных, не нашедших отражения в работе, методов и комплексов, сложившихся в практике проведения поисково-разведочных работ в тех или иных нефтегазовых регионах. В то же время в настоящей работе не подразумевалось исчерпывающее описание всей совокупности геолого-геофизических и геохимических методов и видов исследований, поскольку основная цель настоящего раздела и работы в целом — **раскрыть понятие адресного комплексирования как совокупности геолого-геофизических и геохимических методов и видов работ, направленных, на каждой стадии геологоразведочного процесса, на снижение конкретных рисков, характерных для определенных типов перспективных объектов, месторождений и залежей УВ.**

#### 5.4. АПРОБАЦИЯ АДРЕСНОГО ПОДХОДА

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. 11).

Изучение территории глубоким бурением начато в 1950 г., в процессе геологоразведочных работ были открыты два месторождения — Дерябинское газоконденсатное (1976 г.) и Хабейское газовое (1981 г.). С учетом того, что неопределенных положительных структур, с которыми могут быть связаны крупные залежи углеводородов, в границах Енисей-Пясинского НГР нет, геологоразведочные работы были приостановлены в 80-х годах прошлого века. В настоящее время здесь пробурено 25 поисково-разведочных скважин (из них 18 — на Дерябинской и Хабейской площадях), изученность сейсморазведкой — 0,17 км/км<sup>2</sup>.

Енисей-Пясинский нефтегазоносный район приурочен к северному борту Енисей-Хатангского регионального прогиба и Южно-Таймырской моноклинали и характеризуется сокращенным типом разреза юры и мела. Отмеченная структурно-тектоническая характеристика территории, даже с учетом низкой изученности, не предполагает наличия здесь значимых антиклинальных структур, а перспективы новых открытий ограничены газовыми месторождениями, формирование которых связано с Центрально-Таймырским очагом газообразования (см. подпараграф 2.3.2), приуроченными к литологическим или комбинированным ловушкам.

Как отмечено выше, комплексирование геолого-геофизических методов при поисках таких месторождений подразумевает **переинтерпретацию накопленных геолого-геофизических материалов** для установления пространственных и генетических связей месторождений с палеогеологическими элементами (табл. 11).

Нижнемеловые валанжин-готеривские отложения в составе отложений шуратовской и бакаловской свит здесь представлены клиноформным комплексом. Ранее было установлено [Поляков и др., 2012; Поляков, 2013], что именно в границах Енисей-Пясинского НГР благоприятное сочетание структурного плана и се-

диментационного наклона клиноформных отложений привело к формированию ловушек, связанных с бескорневыми поднятиями на моноклинали, в силу особенностей своего формирования, получивших название «тектоно-седиментационные» (рис. 107). На данной стадии изученности **основной неопределенностью** для нас являлось распространение пластов-коллекторов в границах выделенных бескорневых поднятий.

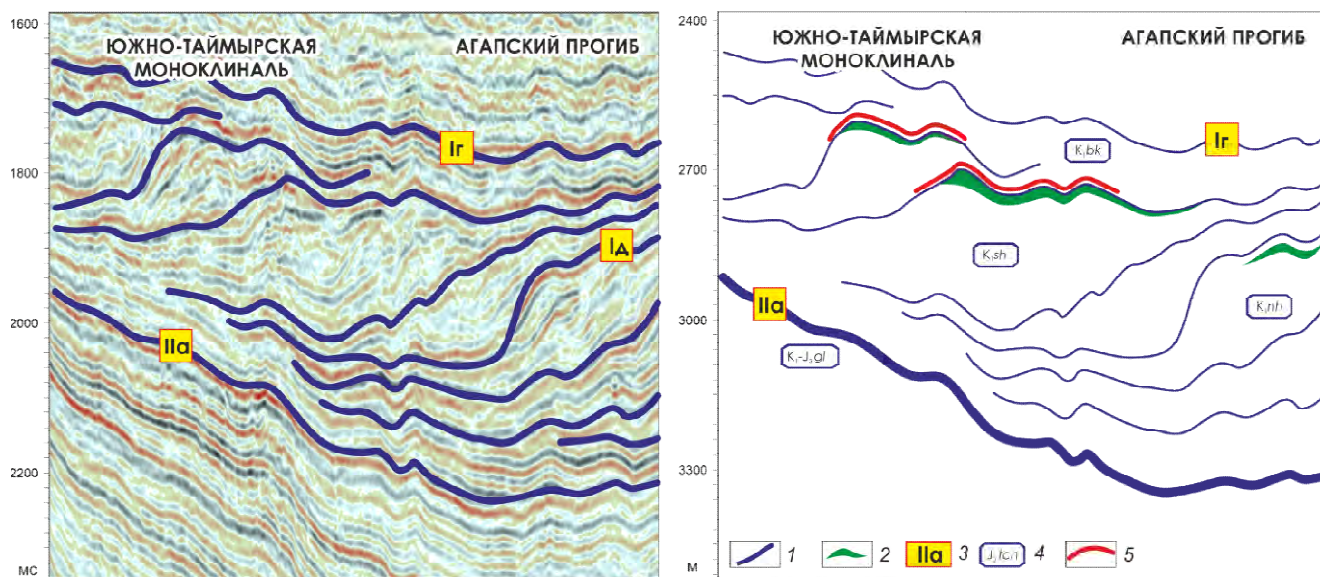


Рисунок 107 — Тектоно-седиментационные ловушки Енисей-Пясинского НГР. Условные обозначения: 1 — основные изохронные границы, 2 — ловушки углеводородов, 3 — индексы отражающих горизонтов, 4 — индексы стратиграфических подразделений, 5 — бескорневые тектоно-седиментационные ловушки

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. Было предположено, что резервуарами здесь служат кромкошельфовые песчаные тела, которые протягиваются в полосе, ограниченной бровкой аккумуляционного склона к началу и окончанию формирования соответствующего пласта [Славкин, Шик, 2001; Кос, Поляков, Беспалова, Колосков, 2004]. В составе клиноформного комплекса они отличаются повышенными толщинами и улучшенными коллекторскими свойствами.

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 2D в сезон 2021–2022 гг и заложить поисковую скважину Яковлевская-3.

Скважина закончена бурением в 2024 г. в отложениях гольчихинской свиты. В результате испытаний в колонне в интервале глубин 2373–2400 м получены притоки газа дебитами до 285 тыс. м<sup>3</sup>/сут, подтверждена газоносность отложений байкаловской свиты (пласт Сд4(2)). Вопрос различной стратификации вскрытых скважиной отложений обсуждался ранее в подпараграфе 2.2.1.

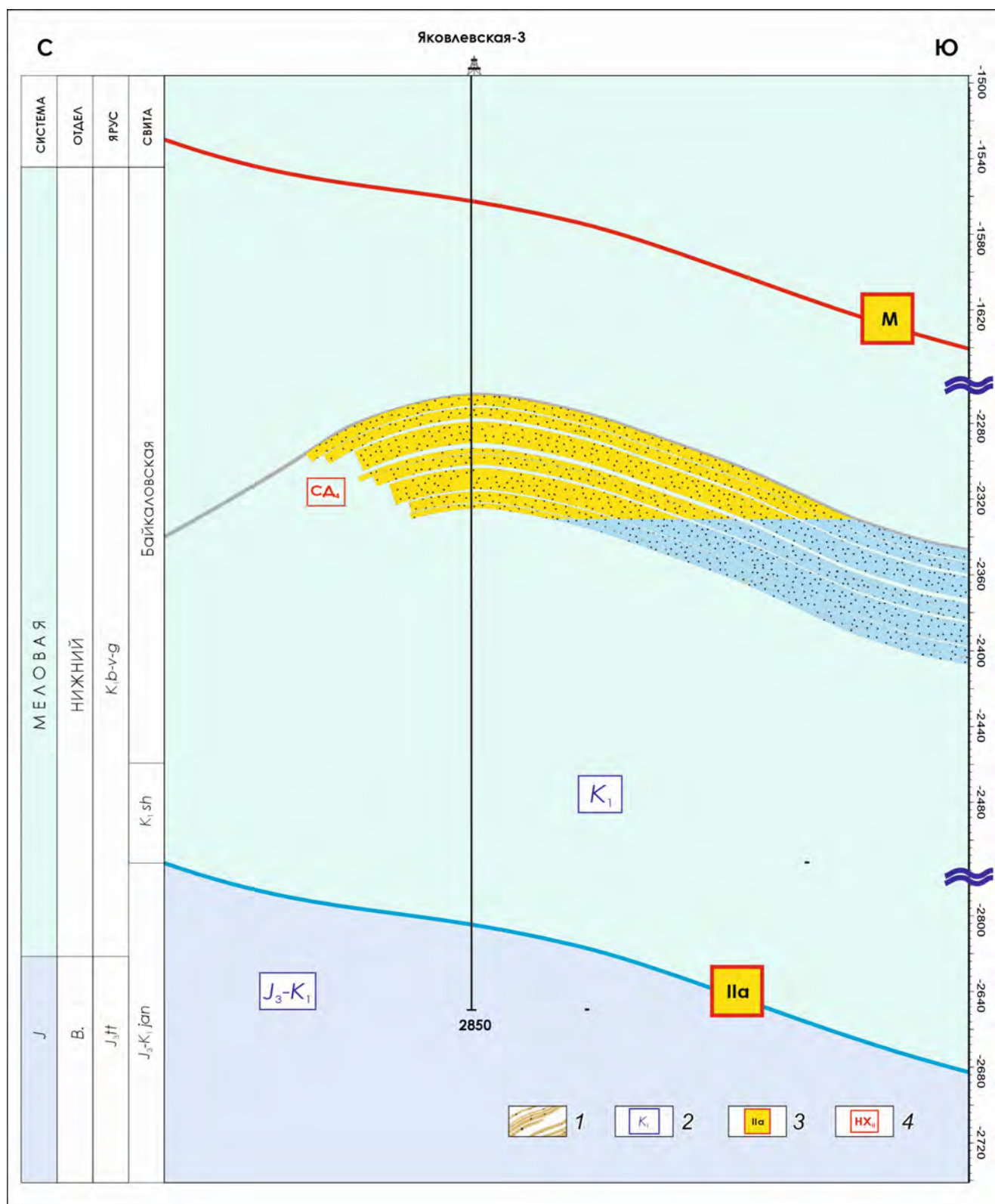
Продуктивные отложения представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми; по результатам исследований керна и расширенного комплекса ГИС, открытая пористость — до 21 %, проницаемость — до 120 мД. Эффективная газонасыщенная толщина пород-коллекторов — 50 м. Залежь комбинированная, экранирована границей области отсутствия коллекторов (рис. 108).

Величина начального пластового давления для пласта СД4(2) составляет 23,5 МПа. Средняя пластовая температура на глубине залегания залежи — 53 °С.

По результатам исследований проб пластовый газ — метанового типа: содержание метана в среднем составляет 98% мол., содержание УВ C<sub>5+</sub> — 0,256 % мол. (или 9,9 г/м<sup>3</sup>). Залежь характеризуется как низкоконденсатная.

В результате проведенных работ открыто среднее по запасам газовое Северо-Байкаловское месторождение, поставлены на государственный баланс геологические запасы газа в объеме 25 млрд м<sup>3</sup> [Нефтегазовая промышленность, 2025].

Схожие ловушки широко распространены на прилегающей территории (рис. 109), что дает основание **выделить отдельное, новое направление геологоразведочных работ на газ, связанное с неунаследованными, тектоно-седиментационными поднятиями на Южно-Таймырской моноклинали**. Потенциал газоносности таких ловушек оценивается в 300 млрд м<sup>3</sup> и будет существенно увеличен по мере увеличения степени изученности территории.





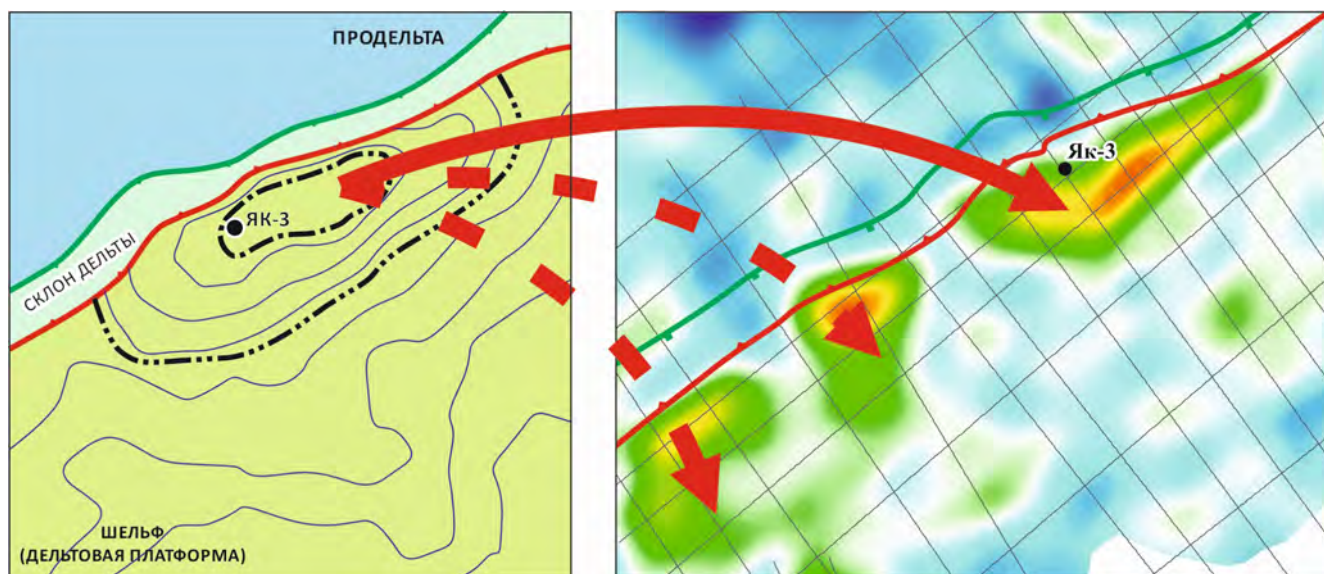


Рисунок 109 — Тектоно-седиментационное направление геологоразведочных работ в Енисей-Пясинском НГР

Все изложенные теоретические и практические представления, их успешная апробация определяют **четвертое защищаемое положение**: 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.

## 5.5. КОНЦЕПЦИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА

Считая теоретические задачи выполненными, вернемся к цели настоящей работы — **концепции повышения эффективности геологоразведочных работ**. Перед ее формулированием целесообразно кратко подытожить определяющие содержание работы теоретические положения и методологические установки. Оче-



видно, что проблема диссертационного исследования подразделяется на три самостоятельных аспекта, раскрытые в соответствующих защищаемых положениях:

- о снижении неопределенности, объективно присущей прогнозным моделям изучаемых геологических систем, путем построения априорных, концептуальных и прогнозных моделей в рамках предложенной методологии, определяющей принципы, методы и последовательность исследований;

- о риске как неотъемлемой составляющей геологоразведочных работ и возможности его преодоления за счет сравнительного анализа, ранжирования и определения первоочередных объектов поисково-разведочных работ;

- об адресном комплексировании геолого-геофизических и геохимических методов, совокупность которых на каждой стадии геологоразведочного процесса направлена на снижение конкретных рисков, характерных для определенных типов перспективных объектов, месторождений и залежей УВ, в основе которого лежат:

- 1) принцип функциональности, подразумевающий полноту и непротиворечивость итогового комплекса исследований, добиться которых возможно с использованием созданного нами Каталога методов геологоразведочных работ, характеризующего области применения отдельных методов, их информативность, достоверность и ограничения;

- 2) принцип спецификации, заключающийся в адаптации комплекса ГРР к прогнозной модели изучаемого объекта;

- 3) принцип последовательных приближений, предполагающий зависимость видов, методов и объемов геологоразведочных работ на каждой стадии от результатов предыдущей по мере снижения неопределенности и повышения детальности исследований.

**3.** Предложенная последовательность познавательного процесса, формализованная с использованием системного подхода как межнаучной дисциплины, направленной на повышение степени обоснованности принятия решений в условиях неопределенности, в совокупности с теоретическими положениями, выдвину-

тыми при решении задач настоящей работы, позволяет сформулировать **концепцию повышения эффективности геологоразведочного процесса** (рис. 110) 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 110 — Концепция повышения эффективности геологоразведочных работ

Предложенная концепция апробирована в процессе обоснования и проведения геологоразведочных работ, подтвердила свою эффективность открытием различных типов месторождений нефти и газа в различных нефтегазоносных районах Енисей-Хатангского прогиба (рис. 111) и является **пятым защищаемым положением настоящей работы**.

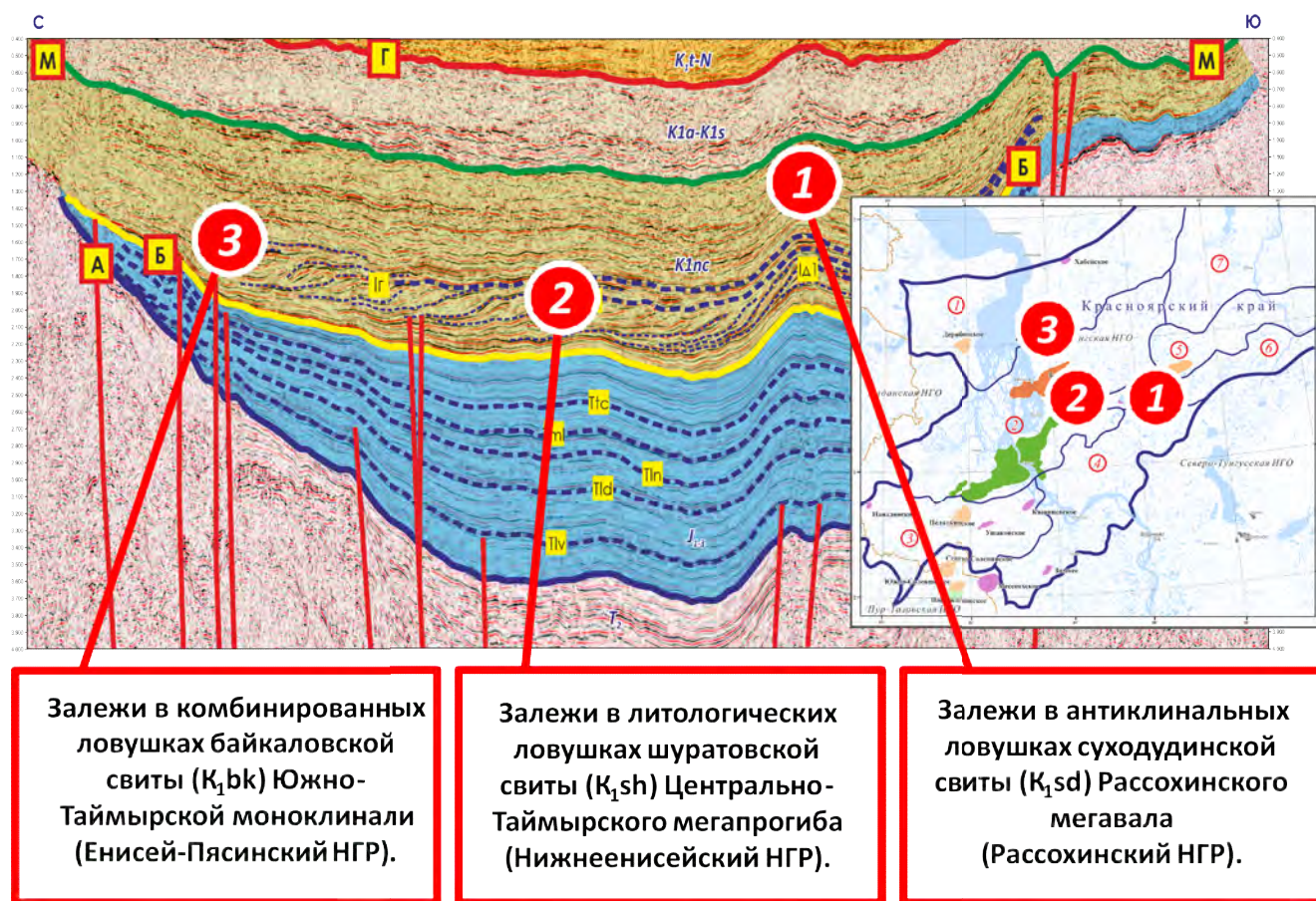


Рисунок 111 — Апробация предложенной концепции

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования показали целесообразность системного подхода при решении основных задач нефтегазовой геологии: (1) изучения геологического строения и геологической истории для выявления особенностей формирования и закономерностей размещения залежей и месторождений нефти и газа; (2) снижения неопределенности прогнозных моделей изучаемых геологических систем и соответствующего риска при проведении геологоразведочных работ; (3) выбора оптимальной программы исследований, подразумевающей сочетание производственных и научно-исследовательских работ.

Успешность решения перечисленных задач непосредственно **определяет эффективность геологоразведочного процесса.**

В соответствии с гипотезой мультидисциплинарного исследования, опираясь на теоретические и методологические аспекты системного подхода, залежи нефти и газа рассмотрены в качестве геологических систем, сформулирован эвристический алгоритм их изучения, включающий системный анализ, системный синтез, формулирование рабочих гипотез, оценку рисков и выбор наилучшей альтернативы, построение прогнозной модели, выбор методов исследований, собственно исследования (производственный эксперимент) и обратную связь.

В развитие предложенного алгоритма, следуя представлениям академика Ю. А. Косыгина, **предложена специализированная нефтегазogeологическая 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.

Раскрыто понятие геологического риска, доказано, что снижение риска по мере снижения неопределенности является закономерным процессом. Перечислены основные факторы неопределенности при прогнозе, поисках и разведке место-

рождений нефти и газа, приведены диапазоны геологического риска для объектов геологоразведочных работ на разной стадии изученности. Показано, что интегральная количественная оценка геологического риска **дает 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 рисков, характерных для определенных типов перспективных объектов, месторождений и залежей УВ.

Все изложенное позволило сформулировать — как совокупность теоретических положений — **концепцию повышения эффективности геологоразведочного процесса** на основе: системного подхода к созданию прогнозных моделей залежей нефти и газа, месторождений и нефтегазоперспективных объектов; оценки и мониторинга геологического риска для сравнительного анализа, ранжирования и выбора приоритетных площадей поисково-разведочных работ; адресного комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов, интеграции их результатов в процессе верификации и актуализации прогнозной модели.

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.

Дальнейшее развитие концепции, как мне кажется, будет заключаться в развитии классификации месторождений и зон нефтегазонакопления на основе предложенной морфогенетической классификации залежей нефти и газа. Это позволит, с использованием вышеупомянутого Каталога методов, предложить новые и усовершенствовать изложенные адресные комплексы геолого-геофизических и геохимических методов при поиске и разведке различных типов перспективных объектов, месторождений и залежей углеводородного сырья.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Абрамов Т. А.* Совершенствование гидродинамических исследований скважин и пластов с непроницаемыми границами: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — Тюмень, 2015. — 25 с.

*Абросимова О. О., Губа С. В.* Использование AVO-анализа при прогнозировании залежей углеводородов (на примере месторождений Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2006. — № 10. — С. 11–16.

*Аксенов А. А., Новиков А. А.* Прогноз, поиски и разведка погребенных нефтегазоносных структур. — М.: Недра, 1983. — 161 с.

*Алексеев А. Д.* Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широтного Приобья: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — М., 2009. — 27 с.

*Альмендингер О. А., Митюков А. В., Мясоедов Н. К., Никишин А. М., Гайдук В. В., Губарев М. В.* Объемная геологическая модель осадочных бассейнов на основе анализа данных 3D-сейсморазведки // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2011. — № 22. — С. 10–12.

*Ампилов Ю. П., Герт А. А.* Экономическая геология. — М.: Геоинформмарк, 2006. — 400 с.

*Арешев Е. Г.* Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии. — М.: Аванти, 2003. — 288 с.

*Афанасенков А. П., Никишин А. М., Унгер А. В., Бордунов С. И., Луговая О. В., Чикишев А. А., Яковичина Е. В.* Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. — 2016. — № 2. — С. 23–42.

*Афанасенков А. П., Петров А. Л., Грайзер Э. М.* Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и



Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. — 2018. — №6. — С. 109–127.

*Афанасенков А. П., Жеглова Т. П., Петров А. Л.* Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Георесурсы. — 2019. — Т. 21. — № 1. — С. 47–63.

*Ахметжанов А. М.* Современные аналоги глубоководных природных резервуаров нефти и газа: дис. ... канд. геол.-мин. наук / МГУ им. М. В. Ломоносова. — М., 2003. — 227 с.

*Ацюковский В. А.* Философия и методология технического комплексирования. — М.: Петит, 2005. — 237 с.

*Багринцева К. И.* Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. — М.: Недра, 1977. — 231 с.

*Багринцева К. И.* Трещиноватость осадочных пород. — М.: Недра, 1982. — 283 с.

*Баженова О. К., Баженова Т. К.* Онтологические и гносеологические аспекты органической геохимии (органическая геохимия на разных уровнях организации вещества в системе знаний) // Геология и геохимия горючих ископаемых (к 100-летию со дня рождения И. О. Брода и Н. Б. Вассоевича): сборник. — М.: ГЕОС, 2003. — С. 44–52.

*Байбародских Н. И., Булынникова А. А., Карцева Г. Н., Ронкина З. З.* Нижнехетская свита (берриас-нижний валанжин) // Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. — Ч. 1. — Тюмень–Новосибирск: СНИИГГиМС, 1969. — С. 103.

*Байбародских Н. И., Булынникова А. А., Карцева Г. Н. и др.* Яновстанская свита (кимеридж-берриас) // Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. — Ч. 1. — Тюмень–Новосибирск: СНИИГГиМС, 1969. — С. 101.

*Балдин В. А.* Усть-Енисейская нефтегазоносная область — новая территория наращивания запасов углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2003. — № 2. — С. 16–25.

*Балдин В. А., Бурдин В. Б., Козьмина К. Х. и др.* Эффективность сейсмических исследований 2D и 3D при доразведке Пеляткинского газоконденсатного месторождения // Сборник материалов научно-практической конференции «Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения». — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. — С. 20–23.

*Балдин В. А., Кунин К. Н., Кунин Н. Я.* Новые представления о строении и генезисе диагональной системы мегавалов в Енисей-Хатангском прогибе // Геология нефти и газа. — № 3. — 1997. — С. 26–34.

*Барaboшкин Е. Ю.* Практическая седиментология. Терригенные резервуары: пособие по работе с керном. — Тверь: ГЕРС, 2011. — 152 с.

*Берзин А. Г.* Особенности размещения залежей углеводородов и природы геологических структур в Западной Якутии. — Новосибирск: Наука, 2011. — 251 с.

*Берталанфи Л.* Общая теория систем — обзор проблем и результатов // Системные исследования: сборник. — М.: Наука, 1969. — С. 30–54.

*Блауберг И. В., Садовский В. Н., Юдин Э. Г.* Системный подход в современной науке // Проблемы методологии системных исследований: сборник. — М.: Мысль, 1970. — С. 7–48.

*Богданов Б. П., Кузьменко Ю. С., Панкратова Е. И., Терентьев С. Э.* Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2014. — Т. 9, № 3 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/11/38\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf).

*Болдушевская Л. Н.* Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты: дис. ... канд. геол.-мин. наук. — Красноярск: КНИИГиМС СО РАН, 2001. — 206 с.

*Большаков Ю. Я.* Теория капиллярности нефтегазонакопления. — Новосибирск: Наука, 1995. — 182 с.

*Бондаренко В. М., Демура Г. В., Ларионов А. М.* Общий курс геофизических методов разведки. — М.: Недра, 1986. — 453 с.

*Бородкин В. Н., Курчиков А. Р., Недосекин А. С., Лукашов А. В., Смирнов О. А.* Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири как критерия нефтегазонасыщенности // Геология нефти и газа. — № 3. — 2017. — С. 69–75.

*Ботнева Т. А., Фролов С. В.* Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов // Геология нефти и газа. — 1995. — № 5. — С. 32–38.

*Бочкин А. И.* Методика преподавания информатики: учебное пособие. — Минск: Вышэйшая школа, 1998. — 431 с.

*Брод И. О., Еременко Н. А.* Основы геологии нефти и газа. — М.: Изд-во МГУ, 1953. — 340 с.

*Брод И. О.* Залежи нефти и газа. — М.: Гостоптехиздат, 1951. — 340 с.

*Буддо И. В.* Тонкослоистые модели при изучении коллекторов в осадочном чехле методом зондирования становлением поля в ближней зоне — методика и результаты интерпретации: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — Иркутск, 2012. — 24 с.

*Булгаков М. А., Поляков А. А., Кожин В. Н., Демин С. В.* Полевые геологические семинары ПАО «НК «Роснефть». — Самара, 2022. — 656 с.

*Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джевашири Р. Д.* Моделирование систем нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1990. — 295 с.

*Бычков С. Г., Неганов В. М., Мичурин А. В.* Нефтегазogeологическое районирование территории Пермского края // Нефтегазовое дело. — 2010. — № 2 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Bychkov/Bychkov\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/Bychkov/Bychkov_2.pdf)

*Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Корчагина Ю. И., Соколов Б. А.* Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского нефтегазоносного бассейна) // Изв. АН СССР. — Сер. геол. — 1971. — № 11. — С. 56–60.

*Вассоевич Н. Б.* Уточнение понятий и терминов, связанных с осадочными циклами, стадийностью литогенеза и нефтегазообразования // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза: сборник. — М.: Недра, 1977. — С. 34–58.

*Вахромеев Г. С., Давыденко А. Ю.* Моделирование в разведочной геофизике. — М.: Недра, 1987. — 192 с.

*Веннер А., Уэллс П.* Анатомия научного противостояния. Есть ли «язык» у пчел? / пер. с англ. Е. Н. Панова. — М.: Языки славянских культур, 2011. — 488 с.

*Виноградов А. М.* О признаках упорядоченности геополей при изучении структуры геологических тел // Изв. вузов. — Сер. Геология и разведка — 1990. — № 10. — С. 45–53.

*Виноградов А. М., Сапожников В. М.* О методологических установках интерпретации геополей // Известия УГГУ. — 2013. — № 2 (30). — С. 5–14.

*Вишняков Я. Д., Радаев Н. Н.* Общая теория рисков. — 2-е изд., испр. — М.: Издательский центр «Академия», 2008. — 368 с.

*Волкова В. Н., Денисов А. Л.* Теория систем. — М.: Высшая школа, 2006. — 511 с.

*Волож Ю. А., Кунин Н. Я.* Региональная структура Прикаспийской впадины в послелюрское время // Геология нефти и газа. — 1971. — № 9. — С. 21–34.

*Воскресенский Ю. Н., Иноземцев А. Н., Резванов Р. А.* Атрибутный AVO-анализ для разделения угольных и УВ-аномалий // Технологии сейсморазведки. — 2005. — № 1. — С. 24–31.

ВП в Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://nw-geo.ru/geophysics/oil-and-gas/komi/>, свободный. Загл. с экрана. — Яз. рус.

Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Утверждено Приказом МПР РФ от 7 февраля 2001 г. № 126. — М., 2001.

Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: методическое руководство / А. М. Хитров, В. Д. Ильин, П. Т. Савинкин и др. — М.: М-во природн. ресурсов РФ, М-во энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002. — 42 с.

*Высоцкий И. В., Высоцкий В. И.* Формирование нефтяных газовых и конденсатногазовых месторождений. — М.: Недра, 1986. — 226 с.

*Высоцкий И. В., Оленин В. Б., Высоцкий В. И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. — М.: Недра, 1981. — 480 с.

*Габриэляни Г. А.* Генетическая и морфологическая классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа // Труды ВНИГНИ. — 1975. — Вып. 173. — С. 23–38.

*Габриэляни Г. А., Порожун В. И., Сорокин Ю. В.* Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1985. — 303 с.

*Гайдук В. В., Куксов С. В., Земцов П. А., Грищенко Д. В.* Технология структурного кинематического моделирования на этапах поиска и разведки в складчато-надвиговых зонах // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 4. — С. 4–9.

*Гайдук В. В., Прокопьев А. В.* Методы изучения складчато-надвиговых поясов. — Новосибирск: Наука, 1999. — 160 с.

*Галушкин Ю. И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. — М.: Научный мир, 2007. — 456 с.

Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазонакопления / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская, Э. Л. Рожков, Ю. А. Судариков; Под ред. А. А. Бакирова. — М.: Недра, 1982. — 238 с.

Геологический словарь: В 2 т. / гл. ред. К. Н. Паффенгольц. — М.: Недра, 1973. — 486 с.

Геология для нефтяников / под ред. Н. А. Малышева и А. М. Никишина. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2011. — 360 с.

Геология и геохимия нефти и газа: учебник для вузов / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; под ред. Б. А. Соколова. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во Моск. ун-та, Изд. центр «Академия», 2004. — 415 с.

Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков, С. А. Горбунов. — М.: Изд-во Акад. горн. наук, 2000. — 247 с.

Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности / под ред. Д. В. Дробышева и В. П. Казаринова. — Л.: ВНИГРИ, 1958. — 274 с.

Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. — М.: Недра, 1975. — 680 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов и др.; под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимюка. — М.: Недра, 1981. — 552 с.

*Гиригорн Л. Ш.* Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты // Советская геология. — 1987. — № 4. — С. 63–71.

*Гиригорн Л. Ш., Кабалык В. Г.* Поднятия чехла над глубинными кольцевыми депрессиями на севере Западной Сибири // Советская геология. — 1990. — № 1. — С. 57–63.

*Гогель Ж.* Основы тектоники. — М.: Мир, 1969. — 440 с.

*Гончаров И. В., Обласов Н. В., Самойленко В. В., Фадеева С. В., Кригин В. А., Волков В. А.* Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 8. — С. 24–28.

Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2019 году / ред. Е. А. Киселев. — М.: ВИМС, 2020. — 493 с.



Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2020 году / ред. Е. И. Петров, Д. Д. Тетенькин. — М.: ВИМС, 2021. — 572 с.

Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2021 году / ред. Д. Д. Тетенькин, Е. И. Петров. — М.: ВИМС, 2022. — 625 с.

*Гребенюк В. В., Луговцев А. Д., Москвин В. И.* Особенности формирования зоннефтегазонакопления в мезозое Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. — М.: Наука, 1983. — С. 132–140.

*Губкин И. М.* Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. — М.: ОНТИ НКТП СССР, 1934. — 185 с.

*Гурари Ф. Г.* Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). — Новосибирск: СНИИГТиМС, 2003. — 141 с.

*Гусейнов А. А., Гейман Б. М., Сурицков Г. В., Шик Н. С.* Методические принципы локального прогноза ловушек нефти и газа в терригенных отложениях // Геология нефти и газа. — 1988. — № 11. — С. 7–11.

*Давыдова Е. А., Копилевич Е. А., Мушин И. А.* Спектрально-временной метод картирования типов геологического разреза // Доклады РАН. — 2002. — Т. 5 (385). — № 5. — С. 37–42.

*Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1989. — 310 с.

*Дементьев Л. Ф.* Системные исследования в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1988. — 203 с.

*Дементьев Л. Ф., Жданов М. А., Кирсанов А. Н.* Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии. — М.: Недра, 1977. — 255 с.

*Деревянко Е. Ю., Залевская С. О., Ларина И. Б.* Имитационное моделирование: понятие и сущность // Студенческая наука: современные реалии: материалы

Междунар. студенч. науч.-практ. конф. (Чебоксары, 27 апр. 2017 г.). — Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2017. — С. 144–146.

*Дикенштейн Г. Х., Максимов С. П., Иванова Т. Д.* Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР: справочник. — М.: Недра, 1982. — 223 с.

*Дмитриевский А. Н.* Бассейновый анализ (системный подход) // Геология нефти и газа. — 1998. — № 10. — С. 18–26.

*Дмитриевский А. Н.* Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. — М.: Недра, 1982. — 230 с.

*Доклад о состоянии окружающей среды Чеченской Республики в 2014 году* [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.mpr-chr.ru/документы.html>, свободный. Загл. с экрана. — Яз. рус.

*Дроздов Н. Д.* Основы системного анализа — Тверь : Твер. гос. ун-т, 2002. — 88 с.

*Еременко Н. А., Михайлов И. М., Яковлев Б. М.* Роль гидравлических сил в сохранении несводовых залежей нефти и газа // Тр. ИГИРГИ. — 1978. — Вып. 17. — С. 21–31.

*Еременко Н. А., Чилингар Г. Б.* Геология нефти и газа на рубеже веков. — М.: Наука, 1996. — 176 с.

*Ермасова Н. Б.* Риск-менеджмент организации. — М.: ИТК «Дашков и Ко», 2009. — 380 с.

*Ермилов О. М., Лапердин А. Н.* Системный анализ геолого-промысловой и технологической информации при разработке месторождений углеводородного сырья // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52, № 8. — С. 1013–1026.

*Ершов А. В.* Моделирование углеводородных систем // Геология для нефтяников. Сер. «Библиотека нефтяного инжиниринга». — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. — С. 320–329.

*Ершов С. В., Карташова А. К.* Берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района Западной Сибири: стратиграфия, корреляция и районирование // Геология нефти и газа. — 2020. — № 5. — С. 27–38.

*Ескожа Б. А., Воронов Г. В., Куантаев Н. Е., Трохгшенко М. С., Шудабаев К. С., Маджанов К. К.* Результаты и направления дальнейшей реализации нефтегазового потенциала надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины // Известия НАН РК. Сер. геол. — 2007. — № 6. — С. 34–50.

*Жемчугова В. А.* Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. — М.: Изд-во Моск. гос. горного ун-та, 2003. — 244 с.

*Жемчугова В. А.* Седиментационно-емкостное моделирование в карбонатных разрезах. — Ухта: УГТУ, 1999. — 98 с.

*Жуковская Е. А., Лопушняк Ю. М.* Использование рентгеновской томографии при исследовании терригенных и карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. — 2008. — № 3. — С. 24–31.

*Забродин В. Ю.* Геологические системы (методологические аспекты исследования) // Философия науки. — 2009. — № 2. — С. 99–113.

*Забродин В. Ю.* Системный анализ дизъюнктивов. — М.: Наука, 1981. — 200 с.

*Забродин В. Ю., Оноприенко В. И.* Типы моделей геологического прошлого // Докл. АН УССР. Сер. Б. — 1978. — № 4. — С. 299–302.

*Забродин В. Ю., Соловьев В. А.* Структура геологического мира и ее отражение в классификации геологических наук // Вопр. философии. — 1983. — № 4. — С. 68–75.

*Завалишин Е. П.* Логика: учебное пособие для вузов. — Тула: Изд-во ТулГУ, 2007. — 154 с.

Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: альбом-справочник / В. Я. Ратнер, Н. Н. Булатов, М. А. Зубова, Л. А. Польстер; под ред. В. В. Семеновича. — М.: Недра, 1982. — 189 с.

*Зверев И. О., Поляков А. А., Тимошенко О. М., Меркушкина Ю. В.* Предпосылки формирования тектонически экранированных залежей нефти на севере Варандей-Адзъвинской зоны // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 11. — С. 18–21.

*Золотов А. Н., Лебедев Б. А., Самсонов В. В.* Зоны нефтегазонакопления — объекты локального прогноза // Сов. геология. — 1987. — № 2. — С. 5–16.

Зоны нефтегазонакопления жильного типа / В. П. Гаврилов, Б. В. Григорьянц, П. И. Дворецкий, В. А. Пономарев. — М.: Недра, 2000. — 151 с.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Ю. Н. Григоренко, И. М. Мирчинк, М. Д. Белонин, В. С. Соболев; под ред. Ю. Н. Григоренко, И. М. Мирчинка. — М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. — 432 с.

*Зубков И. Ф.* Проблема геологической формы движения материи. — М.: Наука, 1979. — 237 с.

*Зубков М. Ю., Бондаренко П. М.* Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. — 1999. — № 11–12. — С. 31–40.

*Иванов Ю. А.* Соленосные бассейны Евразии и их роль в формировании нефтегазоносных областей // Нефтегазоносность регионов древнего соленакопления. — Новосибирск: Наука, 1982. — С. 6–14.

*Иванова М. М., Чоловский И. П., Брагин Ю. И.* Нефтегазопромысловая геология: Учебник для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 414 с.

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. — М.: Изд. ГКЗ, 1984. — 64 с.

Интегрированный подход к оценке перспектив нефтегазоносности. Практика применения новых технологий в ОАО «НК «Роснефть» / Н. А. Малышев, А. А. Поляков, Н. Н. Косенкова, В. Н. Блинова, N. Bianchi, M. Saint-Germes // Геонауки — от новых идей к новым открытиям: матер. 3-й Междун. конф. EAGE. — СПб., 2008. — CD-Rom.

*Исаев А. В., Афанасенков А. П., Поляков А. А., Хилько И. А., Чикишев А. А.* Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. — 2022. — Т. 63, № 11. — С. 1591–1603.

*Исаев А. В., Кринин В. А., Карпухин С. М.* Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10, № 3 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf).

*Исаев А. В., Кринин В. А., Филиппов Ю. А., Карпухин С. М., Скляр В. Р.* Перспективные нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2011. — № 2 (6). — С. 74–82.

*Исаев А. В., Поляков А. А.* Пайяхская зона нефтенакпления — трудноизвлекаемая нефть Таймыра // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2019. — Т. 14. — № 4. — [http://www.ngtp.ru/rub/2019/36\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.html)

*Исаев А. В., Поляков А. А.* Пайяхская зона нефтенакпления западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2020. — № 1. — С. 20–39.

*Исаев А. В., Поляков А. А., Энов М. И.* Перспективы наращивания ресурсов и запасов нефти в Енисей-Хатангском региональном прогибе // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. — 2024. — Т. 515. — № 1. — С. 5–7. doi: 10.31857/S2686739724030019

*Истомин А. Н., Брынза Н. Ф., Цупило Т. С., Ульянов М. Г.* Методика разведки ловушек газа в приштоковых зонах ДДВ // Геология нефти и газа. — 1987. — № 3. — С. 19–24.

История: сайт АО «Таймыргеофизика». [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://tmrgeo.ru/index.php/about/hist> (дата обращения: 27.10.2018).

*Казаис В. И., Мельник А. И., Кушнир Д. Г.* Эффективность нового этапа региональной сейсморазведки на Таймыре // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края: матер. науч.-практ. конф. — Красноярск: КНИИГи МС, 2007. — С. 70–75.

*Калинко М. К.* Соленаккопление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность. — М.: Недра, 1973. — 132 с.

*Карташова А. К., Еришов С. В., Шестакова Н. И.* Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. — 2024. — № 1. — С. 73–88.

Катастрофы и история Земли: Новый униформизм / пер. с англ. / У. А. Берггрэн, Д. А. Ван Кауверинг, С. Д. Гулд и др.; пер. под ред. В. Т. Фролова. — М.: Мир, 1986. — 471 с.

*Качалов Р. М.* Управление хозяйственным риском. — М.: Наука, 2002. — 192 с.

*Кедров Б. М.* Проблема логики и методологии науки. — М.: Наука, 1990. — 352 с.

*Ким Н. С., Родченко А. П.* Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. — Т. 54(8). — С. 1236–1252.

*Киркинская В. Н., Смехов Е. М.* Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа. — М.: Недра, 1981. — 256 с.

*Климова Е. Н., Кучерявенко Д. С., Поляков А. А.* Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2018. — Т. 13, № 1 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/4\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf).

*Козлов Е. А.* Определение экономической эффективности геофизических методов на нефть и газ. — М.: Недра, 1980. — 195 с.

Комплексирование геофизических методов: учебник / А. Г. Тархов, В. М. Бондаренко, А. А. Никитин. — М.: Недра, 1982. — 295 с.

Комплексирование данных сейсморазведки и гравиразведки / В. Ф. Фурман, Т. Ю. Павлова, В. М. Новоселицкий // Проблемы и перспективы геологического

изучения и освоения мелких нефтяных месторождений: матер. науч.-практ. конф. — Ижевск: Изд. дом «Удмуртский университет», 2002. — С. 103–104.

*Кононюк А. Е.* Информациология. Общая теория информации. — Киев: Освіта України, 2011. — 476 с.

*Кононюк А. Е.* Обобщенная теория моделирования. — Киев: Освіта України, 2012. — 602 с.

*Конторович А. Э., Буриштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б.* Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 1179–1226.

*Конторович А. Э., Ершов С. В., Казаненков В. А., Карогодин Ю. Н., Конторович В. А., Лебедева Н. К., Никитенко Б. Л., Попова Н. И., Шурыгин Б. Н.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 745–776.

*Конторович А. Э., Лившиц В. Р.* Нефтегазообразование как процесс самоорганизации углеродистого вещества в осадочных бассейнах // Матер. симпозиума «Синергетика геосистем». — М.: ИГЕМ РАН, 2007.

*Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Фомичев А. С., Шведенков Г. Ю.* Пирролиз как метод изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских пород // Геология нефти и газа. — 1986. — № 12. — С. 36–41.

*Конторович В. А., Ершов С. В.* Нефтегазовый резерв Западной Сибири // Наука из первых рук. — 2010. — № 3 (33). — С. 26–29.

*Конторович В. А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52, № 8. — С. 1027–1050.

*Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа* / М. М. Грачевский, Ю. М. Берлин, И. Т. Дубовский, Г. Ф. Ульмишек. — М.: Недра, 1969. — 295 с.



*Кос И. М., Поляков А. А., Беспалова Е. Б., Колосков В. Н.* Геолого-геофизический прогноз нефтеносности неокомских отложений Сахалинского лицензионного участка (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. — 2004. — № 2. — С. 16–26.

*Косыгин Ю. А.* Основы тектоники. — М.: Недра, 1974. — 216 с.

*Косыгин Ю. А.* Тектоника. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1983. — 536 с.

*Косыгин Ю. А.* Тектоника. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1988. — 463 с.

*Косыгин Ю. А., Соловьёв В. А.* Статические, динамические и ретроспективные системы в геологических исследованиях // Изв. АН СССР. Сер. геол. — 1969. — № 6. — С. 9–17.

Краткая информация о дифференциально-нормированном методе электроразведки (ДНМЭ) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.dnme.ru/presentations/dnme\\_brief\\_ru.pdf](http://www.dnme.ru/presentations/dnme_brief_ru.pdf), свободный. Загл. с экрана. — Яз. рус.

*Круть И. В.* Введение в общую теорию Земли: Уровни организации геосистем. — М.: Мысль, 1978. — 367 с.

*Кудж С. А., Цветков В. Я.* Системный подход в диссертационных исследованиях // Перспективы науки и образования. — 2014. — № 3 (9). — С. 26–32.

*Куликов Д. П.* Стратиграфическое расчленение и структурно-фациальное районирование верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. — 1989. — № 10. — С. 10–18.

*Кузнецов В. Г.* Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. — М.: Недра, 1992. — 240 с.

*Кузьмин Е. А.* Неопределенность в экономике: понятия и положения // Вопросы управления. — 2012. — № 2 (2). — С. 80–92.

*Кузьмина Е. М., Кучерук Е. В.* Новый тип неструктурных залежей нефти и газа. — М.: ВНИИОЭНГ, 1978. — 62 с.

*Кудряшов С. И., Бачин С. И., Скворцов М. Б., Малышев Н. А., Поляков А. А.* Основные направления геологоразведочных работ и развития ресурсной базы ОАО «НК «Роснефть» // Геология нефти и газа. — 2008. — № 6. — С. 13–19.

*Кунин Н. Я.* Комплексирование геофизических методов при геологических исследованиях. — М.: Недра, 1972. — 271 с.

*Кушнин Д. Г.* Эффективность региональных сейсморазведочных работ на Таймыре // Природные ресурсы Красноярского края. — 2013. — № 18. — С. 38–41.

*Лазакович Н. В., Сташуленок С. П., Яблонский О. Л.* Курс теории вероятностей: учебное пособие. — Электрон. текст. дан. (6.3 Мб) и анимации в системе Mathematica (102 Мб). — Минск: Электронная книга БГУ, 2003 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [www.elbook.bsu.by](http://www.elbook.bsu.by).

*Ларская Е. С., Сорокин В. М., Сухова А. Н.* Влияние условий седиментогенеза на формирование нефтегазоматеринского потенциала пород в морских бассейнах // Советская геология. — 1990. — № 9. — С. 12–18.

*Лившиц В. Н.* Основы системного мышления и системного анализа. — М.: Институт экономики РАН, 2013. — 54 с.

*Леонов М. Г.* Олистостромы в структуре складчатых областей // Труды ГИН АН СССР. — 1981. — Вып. 344. — 173 с.

Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: методические рекомендации / В. Д. Ильин, С. П. Максимов, А. Н. Золотов и др. — М.: ВНИГНИ, 1982. — 51 с.

*Лопатин Н. В.* Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. — 2006. — № 3. — С. 101–120.

*Лопатин Н. В., Зубайраев С. Л.* Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах // Геоинформатика. — 2000. — № 3. — С. 67–82.

*Малышев Н. А., Поляков А. А., Колосков В. Н., Исаев А. В.* Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности малышевского резервуа-

ра на северо-востоке Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2013. — Т. 8, № 4 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2013.pdf).

*Матусевич А. В.* Гравиразведка Прикаспийской впадины. — Ливны: Мухаметов Г. В., 2013. — 176 с.

*Мейен С. В.* Нетривиальная биология (заметки о...) // Журн. общ. биол. — 1990. — Т. 51. — С. 4–14.

*Мейен С. В.* Принципы исторических реконструкций в биологии // Системность и эволюция: Сб. — М.: Наука, 1984. — С. 7–32.

*Мейен С. В.* Таксономия и мерономия // Вопросы методологии в геологических науках: Сб. — Киев: Наук. думка, 1977. — С. 25–33.

*Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А. А. Гусейнов, Б. М. Гейман, Н. С. Шик, Г. В. Сурцуков.* — М.: Недра, 1988. — 270 с.

*Метт Д. А.* Изучение фильтрационных параметров латеральных флюидоупоров с целью уточнения параметров гидродинамической модели: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — М., 2012. — 26 с.

*Милановский Е. Е.* Рифтогенез в истории Земли. Рифтогенез на древних платформах. — М.: Недра, 1983. — 280 с.

*Мишанин С. И.* Типы ловушек надсолевого комплекса Астраханского Прикаспия // Вестник Астраханского государственного технического университета. — 2008. — № 6 (47). — С. 102–106.

*Мкртчян О. М.* О некоторых аспектах проблемы нефтегеологического районирования // Современные проблемы геологии нефти и газа. — М.: Научный мир, 2001. — С. 51–58.

*Мурзин Ш. М., Никишин А. М., Паньков С. Ю., Поляков А. А.* Хроностратиграфия и история формирования углеводородных систем юрско-меловых отложений акватории Среднего Каспия // Геология нефти и газа. — 2010. — № 1. — С. 41–50.

*Мятчин К. М.* Условия формирования песчаных тел в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба и их нефтегазоносность: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — М., 2006. — 22 с.

*Нажметдинов А. Ш., Фомина Г. В., Хоментовская О. А., Вышеславцева Е. А.* Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Соль-Илецкого свода и Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. — 1987. — № 7. — С. 13–16.

*Назаров И. В.* Методология геологического исследования. — Новосибирск: Наука, 1982. — 176 с

*Некоторые сейсмогеологические приемы геометризации залежей нефти в ачимовских отложениях Западной Сибири* / А. А. Поляков, Е. Б. Беспалова, В. Н. Колосков // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа памяти Б. А. Соколова и В. В. Семеновича: матер. VII Междунар. конф. — М.: МГУ, 2004. — С. 401–402.

Нефтегазовая промышленность: электрон. журн. URL : <https://nprom.online/popular/geologorazvedka-dlya-neftegaza-kak-rossiya-prirastala-uglevodorodami-v-2024-godu> (дата публикации: 03.04.2025).

Нефтегазоносность ловушек органогенного типа / А. А. Аксенов, И. К. Корлюк, Г. Н. Гогоненков, В. Ю. Вендельштейн, А. А. Новиков, В. П. Филиппов; под ред. А. А. Аксенова. — М.: ТОО «ГИСА», 1994. — 233 с.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3: Енисей-Хатангский бассейн / А. Э. Конторович, В. В. Гребенюк, Л. Л. Кузнецов и др.; под ред. А. Э. Конторовича. — Новосибирск: ОИ ГГМ СО РАН, 1994. — 71 с.

*Нехаев А. Ю.* Модели строения и перспективы нефтегазоносности резервуаров нижней юры Надым-Тазовского междуречья: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — Новосибирск, 2009. — 21 с.

*Никитенко Б. Л., Девятков В. П., Родченко А. П., Левчук Л. К., Пещевская Е. Б., Фурсенко Е. А.* Гольчихинская свита (верхи бата – низы бореального берриаса) Енисей-Хатангского прогиба (запад Северо-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. — 2020. — Т. 61. — № 4. — С. 508–526.

*Никитин А. А., Хмелевской В. К.* Комплексирование геофизических методов: учебник для вузов. — Тверь: ГЕРС, 2004. — 293 с.

*Никишин А. М., Малышев Н. А., Поляков А. А.* Модель истории формирования осадочного бассейна // Геология для нефтяников. — Сер. «Библиотека нефтяного инжиниринга». — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008а. — С. 191–195.

*Никишин А. М., Малышев Н. А., Поляков А. А.* Структурная геология осадочных бассейнов // Геология для нефтяников. — Сер. «Библиотека нефтяного инжиниринга». — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008б. — С. 153–170.

Новейший философский словарь: Энциклопедия / Сост. А. А. Грицанов. — Минск: В. М. Скакун, 1998. — 896 с.

*Новиков А. А., Анисимов К. П., Саблин А. С., Цимберг Д. И.* Перспективы открытия новых месторождений нефти во внутренней части Уметовско-Линевской депрессии // Геология нефти и газа. — 1994. — № 3. — С. 16–25.

*Оленин В. Б.* Нефтегеологическое районирование по генетическому признаку. — М.: Недра, 1977. — 218 с.

*Перегудов Ф. И., Тарасенко Ф. П.* Введение в системный анализ: учебное пособие для вузов. — М.: Высшая школа, 1989. — 367 с.

*Перродон А.* История крупных открытий нефти и газа. — М.: Мир, 1994. — 255 с.

*Покровский М. П.* Введение в классиологию. — Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2014а. — 484 с.

*Покровский М. П.* О разделении геологических систем на статические, динамические и ретроспективные. Критический анализ // Тр. ИГГ УрО РАН. — 2014б. — Вып. 161. — С. 396–401.

*Покровский М. П.* О разделении геологических систем на статические, динамические и ретроспективные. Пути модификации // Тр. ИГГ УрО РАН. — 2014в. — Вып. 161. — С. 402–404.

*Покровский М. П.* Об одной познавательной процедуре в геологии (зет-система Ю. А. Косыгина) // Тр. ИГГ УрО РАН. — 2015. — Вып. 162. — С. 251–255.

*Поляков А. А.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений северо-западного обрамления Сибирской платформы: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. — М.: МГУ им. М. В. Ломоносова, 2013. — 23 с.

*Поляков А. А.* Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2016. — Т. 11, № 1 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/3/3\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf).

*Поляков А. А.* Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. — 116 с.

*Поляков А. А.* Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа. — Изд. 2-е, доп. и перераб. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. — 184 с.

*Поляков А. А., Блинова В. Н., Каширцев В. А., Смирнова М. Е.* Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6, № 3 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/9/33\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf).

*Поляков А. А., Еришов А. В.* История формирования, геологическое строение и нефтегазоносность кимеридж-валанжинского клиноформного комплекса на северо-востоке Пур-Тазовской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7. — № 2. — [http://www.ngtp.ru/rub/4/24\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/24_2012.pdf)

*Поляков А. А., Зверев И. О., Згоба И. М., Силантьев В. В.* Методические основы освоения низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2015. — № 2. — С. 56–59.

*Поляков А. А., Исаев А. В., Карпухин С. М., Фомина Е. В.* Новые направления геологоразведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба (правобережье Енисея) // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2012. — № 1. — С. 2–6.

*Поляков А. А., Колосков В. Н.* Конвергентная неопределенность и возможности ее преодоления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2025. — Т. 20, — № 4. - [https://www.ngtp.ru/rub/2025/45\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/45_2025.html)

*Поляков А. А., Колосков В. Н., Фончикова М. Н.* К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10, № 1 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/6/7\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf).

*Поляков А. А., Кригин В. А., Жемчугова Т. А.* О влиянии ложных флюидоупоров на нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Большехетской террасы // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2011. — № 4. — С. 15–19.

*Поляков А. А., Кучерявенко Д. С., Мурзов А. И., Паньков С. Ю., Оксенойд Б. Е.* Пайяхская зона нефтенакопления на севере Красноярского края: история изучения и основные результаты геологоразведочных работ // Новые идеи в геологии нефти и газа-2019: сб. науч. трудов (по материалам Междунар. науч.-практ. конф.) / отв. ред. А. В. Ступакова; МГУ им. М. В. Ломоносова; геологический факультет кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. — М.: Перо, 2019. — 584 с.: ил. [Электронное издание].

*Поляков А. А., Мурзин Ш. М.* Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7, № 4 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/3/60\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf).

*Поляков А. А., Ступакова А. В., Малышев Н. А., Сауткин Р. С., Вержбицкий В. Е., Комиссаров Д. К., Осипов С. В.* Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа // Георесурсы. — 2023. — Т. 25(4). — С. 240–251. — <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17>

*Поляков А. А., Ступакова А. В., Малышев Н. А., Сауткин Р. С., Трутнева О. В., Вержбицкий В. Е., Комиссаров Д. К., Осипов С. В., Антонов А. П., Лаке-*



ев В. Г., Лукашев Р. В. Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пуртазовской нефтегазоносной области // Георесурсы. — 2025. — Т. 27(2). — С. 31–41. — <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.3>

Полякова И. Д., Колганова М. М., Соболева Е. И., Степаненко Г. Ф. Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. — М.: Наука, 1983. — С. 119–132.

Пороскун В. И., Стернин М. Ю., Шепелев Г. И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. — 1999. — № 5–6. — С. 59–63.

Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект / Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов, И. Ф. Ефремов, А. И. Кобышев, А. М. Потапов, Р. К. Разяпов, В. И. Кузнецов, П. Манугян, Д. Валасек, Ф. Овердел. — Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1996. — 252 с.

Прищепина О. М. Зоны нефтегазонакопления — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3, № 2 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/12/14\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf).

Проворов В. М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. — 1992. — № 7. — С. 16–19.

Проворов В. М. Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья и задачи его дальнейшего изучения // Геология нефти и газа. — 1988. — № 2. — С. 24–29.

Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа / А. И. Гриценко, А. Н. Дмитриевский, О. М. Ермилов, А. Н. Кирсанов, Г. А. Зотов, Е. М. Нанивский, Р. С. Сулейманов. — М.: Недра, 1992. — 368 с.

Райзберг Б. А. Курс управления экономикой. — М.: Питер, 2003. — 528 с.

Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. — Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2004. — 111 с.

*Родченко А. П.* Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона // Геология нефти и газа. — 2016. — № 6. — С. 107–118.

*Роуз Питер Р.* Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. — 304 с.

*Рыскин М. И., Лепилин В. М., Романов В. В., Заворотный А. Л.* Комплексирование геофизических методов при поисках органогенных построек в Прикаспийской впадине // Геология нефти и газа. — 1992. — № 7. — С. 32–36.

*Савельев В. А., Шалин П. А.* Рациональный комплекс геолого-геофизических методов выявления и подготовки нефтепоисковых объектов в терригенных отложениях девона южной части Удмуртии // Геология нефти и газа. — 1995. — № 12. — С. 6–13.

*Сафронов П. И., Ершов С. В., Ким Н. С., Фомин А. Н.* Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. — 2011. — № 5. — С. 48–55.

*Светлакова Э. А., Дальян И. Б.* Роль соленосной формации в катагенетическом превращении рассеянного органического вещества // Геология нефти и газа. — 1978. — № 4. — С. 71–76.

Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов / Сост. и ред. Н. К. Фортунатовой. — М.: РЭФИА, 2000. — 239 с.

Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О. М. Мкртчян, И. Л. Гребнева, В. П. Игошин и др. — М.: Наука, 1990. — 108 с.

*Скоробогатов В. А., Строганов Л. В.* Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. — М.: Недра, 2006. — 261 с.

*Славкин В.С., Шик Н.С.* О природно-геологической составляющей роста добычи в западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 9. — С. 17–27.

*Славкин В. С., Шик Н. С., Гусейнов А. А., Давыдова Е. А., Редькина Т. М.* Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ Приобско-Салымской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1994. — № 5–6. — С. 47–52.

*Славкин В. С., Шик Н. С., Дахнова М. В.* О роли малоамплитудных дизъюнктивных дислокаций в формировании скоплений углеводородов в природных резервуарах Западно-Сибирского НГБ // Геология нефти и газа. — 2002. — № 1. — С. 37–41.

*Соколов Б. А.* Очаговая теория оценки нефтегазоносности недр // Вести. МГУ. — Сер. геол. — 1982. — № 6. — С. 40–50.

*Соколов Б. А., Кравченко Т. П., Трофимук А. А.* Структурные и историко-генетические построения нефти и газа. — М.: МГУ, 1991. — 96 с.

*Стицнадель В. Н.* Основы системного анализа: учебное пособие. — СПб.: Изд. дом «Бизнес-пресса», 2000. — 326 с.

Способ геофизической разведки для определения нефтегазопродуктивных типов геологического разреза переменной толщины // Патент на изобретение № 2205434 Е. А. Давыдова, М. А. Самаркин, В. С. Славкин, Е. А. Копилевич, А. А. Поляков, В. Н. Колосков.

Способ проведения геологоразведочных работ по выявлению новых месторождений нефти и газа и определения их границ в древних нефтегазоносных бассейнах // Патент на изобретение № 2811963. А. В. Ступакова, А. А. Поляков, Р. С. Сауткин, И. Я. Богатырева, Н. А. Малышев, В. Е. Вержбицкий, В. В. Волянская, Д. К. Комиссаров, А. А. Сулова, С. В. Осипов, В. Г. Лакеев, А. В. Мордасова, Р. В. Лукашев, М. Е. Воронин, К. А. Ситар.

*Степанов Д. Л., Месежников М. С.* Общая стратиграфия. Принципы и методы стратиграфических исследований. — Л.: Недра, 1979. — 423 с.

Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / под ред. Н. Н. Ростовцева. — М.: Недра, 1968. — 215 с.

*Страхов П. Н.* Неоднородность нефтегазоносных отложений и методы ее моделирования: автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. — М., 2012. — 47 с.

Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, Ю. Н. Федоров, В. А. Савенко; под ред. В. П. Алексеева. — Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. — 227 с.

Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных / И. А. Мушин, Л. Ю. Бродов, Е. А. Козлов, Ф. И. Хатьянов. — М.: Недра, 1990. — 299 с.

*Ступакова А. В., Поляков А. А., Малышев Н. А., Сауткин Р. С., Вержбицкий В. Е., Комиссаров Д. К., Волянская В. В., Осипов С. В., Большакова М. А., Суслова А. А., Калмыков А. Г., Ситар К. А., Воронин М. Е., Карпушин М. Ю., Мордасова А. В., Коробова Н. И.* Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна // Георесурсы. — 2023. — Т. 25(2). — С. 5–21. — <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>

*Тарасенко Ф. П.* Прикладной системный анализ: учебное пособие. — М.: КНОРУС, 2010. — 224 с.

*Телегин В. М., Булгаков В. Н.* Поиск неантиклинальных ловушек УВ в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1989. — № 8. — С. 32–36.

*Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Кн. 2: Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа* / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Г. А. Габриэлянц, В. Ю. Керимов, Л. П. Мстиславская. — М.: Недра, 2012. — 412 с.

*Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н., Мовшович Э. Б.* Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика. — 1982. — № 5. — С. 5–11.

*Урманцев Ю. А.* Общая теория систем: состояние, приложения и перспективы развития // Система, Симметрия, Гармония: сборник. — М.: Мысль, 1988. — С. 38–124.

*Успенская Н. Ю.* Месторождения гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования // Геология нефти и газа. — 1972. — № 8. — С. 1–8.

*Фертль У. Х.* Аномальные пластовые давления / пер. с англ. — М.: Недра, 1980. — 398 с.

*Филипцов Ю. А., Давыдова И. В., Болдушевская Л. Н., Данилова В. П., Костырева Е. А., Фомин А. Н.* Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6. — С. 52–57.

*Философский энциклопедический словарь* / гл. ред. Л. Ф. Ильичёв, П. Н. Федосеев, С. М. Ковалёв, В. Г. Панов. — М.: Советская энциклопедия, 1983. — 840 с.

*Фокин А. Н.* Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе // Новатор. — 2011. — № 43. — С. 8–12.

*Фролов В. Т.* Литология. Кн. 3. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 1995. — 352 с.

*Фролов В. Т.* Наука геология: философский анализ. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 2004. — 128 с.

*Хаин В. Е., Рябухин А. Г.* История и методология геологических наук: учебник. — М.: Изд-во МГУ, 1997. — 224 с.

*Хромов В. Т., Салихов А. Г., Исхакова Н. С., Либерман В. Б.* О методике поисков залежей нефти неантиклинального типа в Татарии // Ловушки углеводородов неантиклинального типа. — М.: Изд. ИГИРГИ, 1982. — С. 9–16.

*Черных В. В.* Актуализм и метод аналогий в геологических ретроспекциях // Литосфера. — 2013. — № 4. — С. 39–49.

*Черчмен У., Акоф Р., Арноф Л.* Введение в исследование операций / пер. с англ. — М.: Наука, 1968. — 486 с.

*Шанцер Е. В.* К методологии историко-геологического исследования // Геотектоника. — 1970. — № 2. — С. 7–19.

*Шарапов И. П.* Системный подход к методологическим проблемам геологии // Методология геологических исследований: сборник. — Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1976. — С. 69–75.

*Шарафутдинов В. Ф.* Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью: автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. — М., 2003. — 37 с.

*Шехтман Г. А., Жуков А. П.* Методика изучения околоскважинного пространства методом вертикального сейсмического профилирования в сложно построенных средах // Збірник наукових праць УкрДГРІ. — 2013. — № 4. — С. 61–70.

*Шлезингер А. Е.* Региональная сейсмостратиграфия. — М.: Научный мир, 1998. — 144 с.

*Шмаков В. Д.* Эволюция эпиконтинентальной верхнедевонской карбонатной платформы Уметовско-Линевской депрессии Нижнего Поволжья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3, № 3 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/32\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/32_2008.pdf).

*Шнеерсон М. Б., Жуков А. П.* Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) на геофизических симпозиумах SEG (Хьюстон, 2013 г.) и EAGE (Амстердам, 2014 г.) // Приборы и системы разведочной геофизики. — 2014. — № 4. — С. 21–26.

*Шубин А. В.* Методика изучения сложнопостроенных природных резервуаров на основе петроупругого моделирования и инверсии сейсмических данных: дисс. ... канд. геол.-мин. наук. — РГУ им. И. М. Губкина. — М., 2014. — 146 с.

*Щербакова Ю. В.* Теория вероятностей и математическая статистика: конспект лекций. — М.: ЭКСМО, 2008. — 160 с.

*Эддоус М., Стенсфилд Р.* Методы принятия решений. — М.: Аудит, ЮНИТИ, 1997. — 587 с.

Экономика: толковый словарь / ред. д. э. н. И. М. Осадчая. — М.: «ИНФРА-М», Изд-во «Весь Мир», 2000. — 829 с.

Эпов М. И., Антонов Е. Ю., Неведрова Н. Н., Оленченко В. В., Поспеева Е. В., Напреев Д. В., Санчаа А. М., Потапов В. В., Плотников А. Е. Комплекс электромагнитных и геохимических методов для нефтепоисковых исследований в Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55, № 5–6. — С. 962–977.

Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины / под ред. д-ра геол.-минерал. наук Л. Б. Рухина. — М.: Госгеолотехиздат, 1957. — 232 с.

Ahibrant T., Charpentier R., Klett T. et al. Global resource estimates from total etroleum systems // AAPG Memoir. — 2005. — Vol. 86. — P. 324.

Akbar et al. Classic interpretation problems: evaluating // Oilfield Review. — January, 1995. — P. 38–57.

Asiri et al. Stimulating naturally fractured carbonate reservoirs // Oilfield Review. — Autumn, 2013. — P. 4–17.

Demaison G. J., Huizinga B. J. Genetic classification of petroleum system migration, and entrapment // The Petroleum System — from Source to Trap Trap. AAPG Memoir. — 1994. — Vol. 6. — P. 73–93.

Einsele G. Sedimentary basins: evolution, facies, and sediment budget. — Springer, 2000. — 792 p.

Goldstein B. A. Explicating a gut feel — benchmarking the chance for exploration success // APPEA J. — 1994. — Vol. 29. — P. 378–417.

Hunt J. Petroleum geochemistry and geology. — N.Y., 1996. — P. 742.

Mac Kay J. A. Risk management in international petroleum ventures // Ideas from a Hedberg Conference: AAPG Bulletin. — 1996. — Vol. 80, No. 12. — P. 1845–1849.

Magoon L. B., Dow W. G. The petroleum system // The petroleum system — from source to trap. AAPG Memoir. — 1994. — Vol. 60. — P. 3–24.

McMaster G. E. New trends in exploration risk analysis: privately printed paper for limited circulation by Amoco Corporation, 1998.



*Megill R. E.* An introduction to exploration risk analysis. 2nd ed. — Tulsa, Okla.: PennWell Publishing Co., 1984. — 273 p.

*Perez et al.* Meeting the subsalt challenge // Oilfield Review. — Autumn, 2008. — P. 32–45.

*Ray A., Hornby B., Van Gestel J.-P.* Largest 3D VSP In the deep water of the gulf of Mexico to provide improved imaging in the thunder horse south field // Expanded Abstracts: 73rd SEG Annual Meeting and Exposition. — 2003. — P. 422–425.

*Rose P. R.* Chance of success and its use in petroleum exploration in Steinmetz // The Business of Petroleum Exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology — Handbook of Petroleum Geology. — 1992. — P. 71–86.

*Snow J. H., Dore A. G., Dorn-Lopez D. W.* Risk analysis and full-cycle probabilistic modelling of prospects: a prototype system developed for the Norwegian shelf // Dore A. G., Sinding-Larsen R. (eds.) Quantification and Prediction of Petroleum Resources Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication 6. — Elsevier, Amsterdam, 1996. — P. 153–165.

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. — 2000 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11\\_caluyong.pdf](http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf)

*Watson P.* A process for estimating geological risk of petroleum exploration prospects // APPEA J. — 1998. — Vol. 34. — P. 577–583.

*White D. A.* Geologic risking guide for prospects and plays // AAPG Bulletin. — 1993. — Vol. 77, no. 12. — P. 2048–2061.