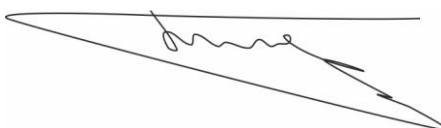


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Песков Дмитрий Владимирович



ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЙСКИХ ОСАДОЧНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ АНАБАРО-ЛЕНСКОЙ КРАЕВОЙ СИСТЕМЫ

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук
Жарков А.М.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА.....	10
1.1. Изученность геологического строения краевых систем	10
1.2. Нефтегазоносность докембрийских отложений	11
1.3. Изученность Сибирской платформы.....	16
1.4. Геолого-геофизическая изученность Анабаро-Ленской краевой системы	18
1.5. Выводы по главе 1.....	21
ГЛАВА 2 КРАЕВЫЕ СИСТЕМЫ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ.....	22
2.1. Строение краевых систем.....	22
2.2. Структура осадочного чехла	25
2.2.1. Базальный структурно-формационный комплекс (I).....	26
2.2.2. Карбонатный структурно-формационный комплекс (II)	28
2.2.3. Терригенный структурно-формационный комплекс (III)	30
2.3. Концептуальная модель осадочного чехла	30
2.4. Ловушки углеводородов краевых систем	31
2.5. Выводы по главе 2.....	37
ГЛАВА 3 МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ	38
3.1. Объемно-генетический анализ.....	39
3.2. Бассейновый анализ	44
3.3. Историко-эволюционный анализ.....	47
3.3.1. Проявление внутриплитных деформаций во время активной фазы генерации и миграции УВ	48
3.3.2. Проявление внутриплитных деформаций после миграции УВ.....	55
3.3.3. Проявление внутриплитных деформаций до генерации и миграции УВ.....	57
3.4. Методика картирования палеоподнятий фундамента	59
3.5. Выводы по главе 3.....	66
ГЛАВА 4 СТРОЕНИЕ АНАБАРО-ЛЕНСКОЙ КРАЕВОЙ СИСТЕМЫ	67
4.1. Стратиграфия.....	67
4.1.1. Рифей-вендские осадочные отложения.....	67
4.1.2. Верхневендско-среднекаменноугольные осадочные отложения	73
4.1.3. Верхнекаменноугольно-триасовые осадочные отложения.....	79
4.1.4. Юрско-меловые осадочные отложения	85
4.2. Тектоническое строение	91
4.3. Нефтегазоносные комплексы и нефтегазоносность региона.....	94

4.4. Нефтегазоматеринские породы	99
4.5. Породы-коллекторы	106
4.6. Выводы по главе 4	107
ГЛАВА 5 ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	108
5.1. История геологического развития	108
5.2. Тепловая эволюция	113
5.3. Системы ловушек и критерии нефтегазоносности	123
5.4. Выделение потенциальных ловушек углеводородов в рифейском НГК	135
5.5. Выводы по главе 5	142
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	143
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	144
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	168
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения	171
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расположение профилей и месторождений	172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Восточная Сибирь является перспективным объектом наращивания ресурсной базы углеводородов (УВ). Месторождения докембрийской нефти установлены в южной части Сибирской платформы, где залежи базального структурно-формационного комплекса приурочены преимущественно к зонам регионального выклинивания терригенных горизонтов и к коллекторам, сформированным над палеовыступами фундамента.

Основной нефтегазоматеринской толщей Сибирской платформы, по мнению большинства исследователей, должна выступать куонамская формация кембрийского возраста и ее фациальные аналоги. Однако органическое вещество (ОВ) данных отложений на большей части распространения не реализовало свой нефтегазоматеринский потенциал, генерируя углеводороды лишь на отдельных участках – прогибах. В связи с этим первостепенными объектами геологоразведочных работ выступают краевые системы (КС) платформы, заполненные многокилометровыми толщами преимущественно докембрийских осадков.

Существуют предпосылки открытия скоплений углеводородов в древних (докембрийских) осадочных отложениях в северной части Сибирской платформы – Анабаро-Ленской краевой системе, в пределах которой отмечаются признаки нефтегазоносности: выходы на дневную поверхность битумов и несколько месторождений УВ. Данные факты свидетельствуют о наличии разновозрастных нефтегазоматеринских пород (НГМП) и путей миграции УВ, расположенных вверх по региональному склону.

Степень разработанности темы исследования

В отечественной литературе вопрос нефтегазоносности докембрийских отложений рассматривался неоднократно. Большой вклад в изучение рифей-вендских осадков внес академик А.А. Трофимук. Эту тему в последние годы активно развивали такие отечественные ученые, как А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Т.К. Баженова, В.С. Старосельцев, К.О. Соборнов, М.А. Большакова и др., а также научные коллективы ведущих геологических организаций: ИНГГ СО РАН, ФГУП СНИИГГиМС, ВНИГНИ, ВНИГРИ и государственных университетов: НГУ, МГУ. Большой вклад в изучение структуры осадочного чехла, тектонического строения и нефтегазоносности Анабаро-Ленской краевой системы и сопредельных территорий внесли научные коллективы ВНИИОкеангеология, ИНГГ СО РАН, ФГУП СНИИГГиМС, Южморгеология, МАГЭ, НПО Севморгео и выдающиеся ученые: А.Э. Конторович, В.А. Конторович, И.С. Грамберг, В.С. Старосельцев, С.С. Драчев, А.П. Афанасенков, В.А. Каширцев, А.Н. Фомин и ряд других исследователей.

Несмотря на значительный объем исследований отдельных краевых систем, нефтегазоносности докембрийских осадочных отложений и рассматриваемой территории в

целом, ряд вопросов остаётся нерешённым. Во многом они связаны с теоретическими основами поисков месторождений УВ, претерпевших длительную геологическую эволюцию.

Объект исследования: нефтегазоносность докембрийских осадочных отложений Анабаро-Ленской краевой системы.

Предмет исследования: критерии нефтегазоносности Анабаро-Ленской КС.

Цель работы: выявление закономерностей размещения скоплений углеводородов в докембрийских осадочных отложениях Анабаро-Ленской краевой системы.

Идея: нефтегазоносность региона определяется особенностями созревания ОВ и процессами, способствующими формированию зон палеоаккумуляции УВ. ОВ рифейского возраста реализовало свой генерационный потенциал. В свою очередь, палеозойские НГМП характеризуются низкими градациями катагенеза и достигли температурных условий интенсивных процессов нефтегазогенерации на ограниченной территории (в передовой части КС) во время мезозойских внутриплитных деформаций. При этом в западной части КС, в пределах Анабаро-Хатангского прогиба (АХП), данные отложения содержат преимущественно гумусовое ОВ, высокая катагенетическая зрелость которого может быть связана с внедрением траппов на рубеже перми и триаса. При этом в результате киммерийской складчатости сформировалась верхнепалеозойская система структурных ловушек УВ и реорганизовалась предыдущая, в результате чего последняя сохранилась как литологическая, приуроченная к зонам песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами, сформировавшихся над деструктуризированными палеоподнятиями. Разрушение части залежей в древних осадочных комплексах привело к перетоку флюида в антиклинальные поднятия новой генерации по зонам разрывных нарушений. Поскольку миграция (аккумуляция) УВ осуществлялась до переформирования структурного плана, то заполнялись преимущественно древние ловушки.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения нижеуказанных задач:

1. Аналитический обзор литературы и фондовых материалов по краевым системам древних платформ, нефтегазоносности докембрийских осадочных отложений и изучаемой территории.
2. Выявление особенностей строения осадочного чехла, тектоники, состава и свойств коллекторских и нефтегазоматеринских горизонтов, а также особенностей размещения скоплений УВ Анабаро-Ленской КС путем изучения результатов бурения, естественных обнажений, сейсмических профилей и потенциальных полей.
3. Уточнение историко-эволюционной модели региона как основы для изучения закономерностей размещения скоплений УВ в осадочном чехле северной окраины Сибирской платформы.

4. Установление пространственно-временных особенностей генерации и миграции углеводородов из разновозрастных нефтегазоматеринских отложений.

5. Картирование перспективных нефтегазоносных объектов – палеоподнятий фундамента в верхнепротерозойской системе ловушек путем комплексирования данных грави-, магнито- и сейсморазведки.

Исходя из вышесказанного, **актуальной задачей** исследования является реализация комплексного подхода к изучению истории геологического развития региона, процессов формирования и условий сохранения ловушек УВ, температурных режимов НГМП, оценке геологических неопределенностей. Такой подход предполагает использование современных методов оценки ресурсов УВ, основанных на анализе материалов сейсморазведки, потенциальных полей (гравитационного и магнитного) и результатов бурения, обуславливающих выявление наиболее перспективных поисковых объектов.

Научная новизна работы:

1. В пределах Анабаро-Ленской КС выявленные закономерности указывают на два механизма формирования ловушек, различные для верхнепротерозойской и верхнепалеозойской частей разреза. В первом случае структуры контролируются развитием коллекторов, унаследованным от локальных поднятий фундамента, во втором – внутриплитными деформациями.

2. Установленные пространственно-временные соотношения генерации, миграции УВ из НГМП позволили выявить аккумуляционный потенциал верхнепротерозойских и верхнепалеозойских систем ловушек изучаемой территории.

3. Восстановление истории погружения рифейских и вендских НГМП с учетом концентрации и степени преобразования ОВ позволило провести вероятностную оценку объемно-генетическим методом плотности и объемов генерации и миграции углеводородов.

4. Предложенная модель локализации УВ в базальном структурно-формационном комплексе (верхнепротерозойская система ловушек), основанная на результатах историко-эволюционного анализа и интерпретации геофизических методов, позволила выявить девять перспективных на нефть и газ объектов в восточной части КС.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, пункту 2.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Уточнена историко-эволюционная модель геологического развития Анабаро-Ленской краевой системы.

2. Обоснована концептуальная схема миграции, аккумуляции УВ и их распределения в осадочном чехле изучаемого региона.

3. Разработана методика поисков углеводородов в базальном структурно-формационном комплексе.

4. Выделены перспективные поисковые объекты верхнепротерозойской системы ловушек УВ изучаемой территории.

5. Результаты диссертационного исследования рекомендованы к внедрению в СПб филиала ФГБУ ВНИГНИ (акт внедрения результатов диссертационного исследования от 10.07.2025 Приложение А).

Методология и методы исследования.

В работе анализировались результаты бурения скважин (12 шт.), сейсморазведочных профилей (2150 км), гравитационного и магнитного полей (120 тыс кв. км), а также данные о составе, возрасте, выдержанности и распространённости отдельных литологических слоев. Все материалы получены из федерального хранилища геологической информации – Росгеолфонда.

Методологическое исследование подразделяется на шесть ключевых этапов:

1. **Первый** этап – подготовительный, в рамках которого выполнен научный обзор и сформирована база данных первичной геологической информации.

2. **Второй** этап связан с уточнением концептуальной модели строения КС, выявлением особенностей осадконакопления и нефтегазонакопления. Комплексное применение индуктивного метода наряду с формационным, палеотектоническим и тектоно-седиментационным анализами позволило построить обобщенную схему формирования осадочного чехла, выявить условия нефтегазоносности и типы ловушек УВ.

3. На следующем (**третьем**) этапе по результатам изучения литологического строения и выявления НГМП в пределах Анабаро-Ленской КС с использованием вероятностной оценки объемно-генетическим методом рассчитывались масштабы генерации и эмиграции УВ из рифей-вендских НГМП.

4. В дальнейшем (**четвертый** этап) на основе анализа литологического строения, истории геологического развития, данных о катагенетической зрелости ОВ с использованием ПО компании Schlumberger моделировалась термобарическая история региона, что позволило выявить временные периоды, благоприятные для нефтегазогенерации.

5. В рамках **пятого** этапа уточнялась модель распределения углеводородов в осадочном чехле на основе историко-эволюционного анализа с применением метода геологических аналогий.

6. На заключительном (*шестом*) этапе на основе комплексного подхода к моделированию с использованием данных о потенциальных полях и с учетом историко-эволюционного анализа выделены наиболее перспективные поисковые объекты.

В работе также применялись ПО CorelDRAW для повышения наглядности результирующих материалов и пакет Surfer для обработки и интерпретации геофизических данных. Кроме того, были использованы алгоритмы, реализованные автором на языке Python.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Потенциальные скопления УВ Анабаро-Ленской краевой системы ассоциируются с двумя системами ловушек, существенно отличающихся по возрасту и строению: верхнепротерозойской, строение которой контролируется морфологическими особенностями фундамента, и верхнепалеозойской, строение которой контролируется внутриплитными деформациями, инициированными орогенными процессами на сопредельных складчатых областях.

2. Верхнепротерозойские НГМП на большей части территории достигли температурных условий генерации УВ до предвендской эрозии, существенно реализовав свой генерационный потенциал, что привело к частичному рассеиванию и аккумуляции УВ во внутриформационных ловушках. Верхнепалеозойские НГМП достигли температурных условий нефтегазообразования лишь на ограниченной территории (примыкающей к акватории моря Лаптевых; и зоне активного проявления траппового магматизма) в передовой части платформы до / во время формирования зон палеоаккумуляции, что ограничивает возможность открытия крупных скоплений УВ.

3. Установленные закономерности формирования углеводородных систем (соотношение этапов катагенетической зрелости ОВ НГМП и времени формирования зон палеоаккумуляции) свидетельствуют о том, что наибольшими перспективами выявления скоплений УВ обладают верхнепротерозойские отложения с системой неантиклинальных ловушек, сформированных над палеоподнятиями фундамента, выявление которых возможно по линейным аномалиям субмеридионального простираия с использованием потенциальных полей и по сейсмическим данным.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена использованием комплексного подхода, включающего анализ актуальных научных публикаций, большого количества фактического материала (сейсмическое профилирование, данные грави- и магниторазведки, а также результаты бурения скважин), и применением современных программных решений в области качественной интерпретации геолого-геофизической информации. Полученные выводы согласуются с результатами геологоразведочных работ в пределах изучаемого региона и территорий со схожим геологическим строением.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: 1) Международная конференция «Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2023», 31 января - 4 февраля 2023 года, г. Москва; 2) XVI Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле» (к 105-летию МГРИ), 6-7 апреля 2023 года, г. Москва; 3) XVIII Геологический съезд Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России», 10-12 апреля, 2024 г, Сыктывкар; 4) Международная конференция «RAO/CIS OFFSHORE», 27 сентября 2023 года, г. Санкт-Петербург; 5) Научная конференция студентов и аспирантов «Полезные ископаемые России и их освоение» 23-24 октября, 2024 г, Санкт-Петербург 6) Международная конференция E3S Web Conf, 12 апреля 2024 года, г. Ростов-на-Дону.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; изучении зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования; анализе строения осадочного чехла КС древних платформ России, формировании концептуальной модели осадконакопления и локализации залежей УВ в пределах КС; интерпретации сейсмических профилей, данных грави- и магниторазведки; моделировании палеотемпературных условий; ресурсной оценке докембрийских НГМП объемно-генетическим методом, выделении наиболее перспективных объектов в верхнепротерозойской системе ловушек, написании программного кода на языке программирования Python.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 8 печатных работах (пункты списка литературы № 69, 70, 125, 126, 127, 218, 219, 229), в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования (Scopus).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 5 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 243 наименования и 2 приложения. Диссертация изложена на 172 страницах машинописного текста, содержит 66 рисунков и 23 таблицы.

Благодарности. Автор выражает благодарность д.г.-м.н. Жаркову Александру Михайловичу, д.г.-м.н. Прищепе Олегу Михайловичу, д.г.-м.н. Егорову Алексею Сергеевичу, к.г.-м.н. Секериной Дарье Денисовне, сотрудникам кафедр геологии нефти и газа и геофизики за консультации по отдельным вопросам. Автор выражает глубокую благодарность своим родителям за постоянную поддержку на протяжении всего периода работы над исследованием.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

1.1. Изученность геологического строения краевых систем

Нефтегазоносность древних платформ ассоциируется преимущественно с краевыми системами, в пределах которых выявлено подавляющее большинство нефтяных и газовых месторождений. Именно здесь сочетались условия для накопления мощных осадочных толщ, обогащенных органическим веществом; для формирования зон с улучшенными коллекторскими свойствами, перекрытых надежными флюидоупорами.

Под термином «краевая система» подразумевается переходная зона от платформы к океану с утонченным гранито-гнейсовым основанием, формирование которой начинается во время распада суперконтинента с возникновением рифтовых структур и дальнейшим раскрытием бассейна.

Строение отдельных фрагментов и нефтегазоносность КС рассматривались многочисленными исследователями. Большой вклад в изучение внесли такие выдающиеся ученые-геологи, как Н.С. Шатский, А.Д. Архангельский, Ю.М. Пушаровский, В.В. Белоусов [56, 94]. В научной литературе в основном рассматриваются краевые прогибы [3, 94, 159] и входящие в их состав предгорные бассейны [193, 200, 217, 223] или протекающие тектонические процессы [196, 201, 216].

Несмотря на очевидные перспективы открытия новых залежей углеводородов и доказанную нефтегазоносность, краевые системы древних платформ характеризуются довольно слабой изученностью (в особенности глубокопогруженные горизонты). Крупные скопления углеводородов открыты на территории РФ в пределах Уральской КС, Прикаспийской КС на Восточно-Европейской платформе и Патомской КС, Байкальской КС в пределах Сибирской платформы.

Промышленные притоки УВ в пределах краевых систем получены преимущественно по восстанию краевого склона. При этом передовая часть, характеризующаяся складчато-надвиговым строением, слабо изучена бурением, что во многом определяется отсутствием надежной методологии картирования ловушек в пределах территорий со сложным тектоническим строением. За последнее десятилетие значительно увеличилось количество исследований, посвященных нефтегазоносности передовых зон [57, 112, 115, 161].

Осадочный чехол краевых систем представлен широким стратиграфическим интервалом (от нижнего рифея до кайнозоя). При этом большая часть разреза сложена рифейскими отложениями. В этой связи наиболее остро стоит вопрос о нефтегазоматеринских свойствах древних пород.

1.2. Нефтегазоносность докембрийских отложений

Исследование нефтегазоносности докембрийских осадочных отложений является фундаментальным для понимания закономерностей нефтегазонакопления в древних осадочных бассейнах и решения наиболее дискуссионных вопросов, касающихся теории нафтидогенеза, исторической геологии и эволюционной палеонтологии [44]. Актуальность подобных исследований обусловлена не только теоретическим интересом к ранним этапам эволюции осадочного процесса и биосферы, но и практической потребностью восполнения минерально-сырьевой базы. Перспективы изучения нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений во многом связаны с совершенствованием методологической базы.

Нефтегазоносность древних (верхнепротерозойских) осадочных комплексов изучена довольно слабо, что обусловлено рядом геологических и методологических факторов. Длительная геологическая история докембрийских пород привела к значительным преобразованиям первичных свойств, включая трансформацию нефтегазоматеринских и коллекторских свойств. Наличие «примитивной» органики в одновозрастных отложениях, затрудняющей применение традиционных методов оценки качества НГМП и определения преобразованности органического вещества, наряду со слабой изученностью бурением, обуславливает применение различных подходов к оценке нефтегазоносности, что ведет к неоднозначным и порой противоречивым прогнозам ресурсного потенциала докембрийской части разреза.

Вопреки долго бытовавшему мнению о нефтегазоносности исключительно фанерозойских отложений [84], мировой опыт последних десятилетий убедительно доказал наличие значительных коммерческих запасов нефти и газа в осадочных породах докембрия. Эти открытия изменили парадигму нефтегазовой геологии и расширили перспективы геологоразведочных работ. Ключевые успехи связаны в первую очередь с Россией, Оманом, Китаем и Австралией. Также предпосылки нефтегазоносности докембрийских осадочных отложений и прямые признаки углеводородов получены в большинстве регионов мира, в которых присутствуют позднепротерозойские осадочные бассейны: Индии, Пакистане, Северной Африке, Северной и Южной Америке [153, 194, 198].

В Омане основные открытия сосредоточены в соляном бассейне Южного Омана и связаны с отложениями терминального неопротерозоя-нижнего кембрия (~540-600 млн лет). Залежи представлены как нефтью, так и природным газом. Крупнейшие скопления УВ приурочены к отложениям надгруппы Хукф (Huqf Supergroup) [206].

В Китае основные открытия в докембрии сосредоточены в Сычуаньском бассейне [228] и связаны с отложениями синийской системы (~635-541 млн лет). Залежи представлены преимущественно сухим природным газом (метаном). Крупнейшие месторождения, такие как

Аньюэ (Anyue), относятся к категории газовых гигантов [207]. Успех в Сычуани подтвердил огромный потенциал древних карбонатных систем для формирования масштабных газовых скоплений, что стимулировало поиски на аналогичные объекты в других бассейнах, например, в Таримском [85, 221].

В Австралии потенциал связан с неопротерозойскими [213] осадочными толщами в бассейне Амадиус (Amadeus) и др. При этом в бассейне Макартур (McArthur) добыта одна из древнейших нефтей (1361-1417 млн лет [199]).

В России наиболее значимые открытия в докембрийских осадочных отложениях выявлены в южной части Сибирской платформы. В большинстве случаев продуктивные горизонты залегают в непосредственной близости к фундаменту. По мнению ряда исследователей, подобная приуроченность может свидетельствовать не только о возможности формирования нефти и газа из пород, обогащённых органическим веществом в рамках традиционной осадочно-миграционной теории (ОМТ), но и указывать на абиогенный источник УВ [25]. Тем не менее, подавляющее большинство исследователей придерживается позиции, согласно которой выявленные залежи имеют биогенное происхождение и сформировались в результате латеральной и вертикальной миграции УВ из нефтегазоматеринских толщ рифейского и вендского возраста.

В отечественной и зарубежной литературе преобладает точка зрения, согласно которой основой прогнозирования нефтегазоносности древних толщ должна являться, так же как и для традиционных осадочных образований, осадочно-миграционная теория. Важнейшие вопросы касаются формирования первичного органического вещества в докембрии, где жизнь еще находилась на примитивной стадии развития, а кислород был ограничен. Вытеснившая практически все другие «биогенные» варианты ОМТ трактует нефтидогенез и нефтегазонакопление как результат катагенеза органического вещества (ОВ) осадочных толщ, испытывающих постоянное термобарическое воздействие в условиях элизионного (диагенез-мезокатагенез) и эксфильтрационного (границы между отдельными стадиями мезо-апокатагенеза, метагенез) гидрогеологических режимов при преобладающем тектоническом прогибании.

В контексте ОМТ рассмотрение нефтегазоносного бассейна не исключает роли эндогенных факторов в процессах нефтидогенеза. Поскольку начальный этап формирования нефтегазоносного бассейна, согласно общепринятым представлениям, обусловлен возникновением мантийного плюма, дальнейшая эволюция которого неразрывно связана с формированием регионально-катагенетической зональности и геотермобарической историей. Следовательно, закономерная связь ареалов промышленной нефтегазоносности с «поднятием» поверхности М [227] и другими «сейсмическими метками» литосферы [33], равно как и связь зон

нефтегазонакопления с глубинными разломами, рифтогенезом и субдукцией, не следует рассматривать как бесспорный аргумент в пользу мантийно-абиогенного источника УВ.

Эта констатация также относится и к другим формальным признакам связи формирования нефтяных и газовых залежей с эндогенными факторами: парагенез нефтегазоносности и гидротермальной рудоносности, аномальные концентрации ртути [226] в ряде нефтяных и газовых залежей, а также геотермобарические аномалии, свойственные многим крупным нефтяным месторождениям и т.п. [214]. Вероятно, эти факторы следует рассматривать как индикаторы повышенного теплового потока и наличия путей миграции. Эти факторы контролировали процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, имеющих биогенное происхождение.

Таким образом, рассмотрев роль внешних факторов, необходимо обратиться к первичному и ключевому условию нефтеобразования – количеству и качеству самого органического вещества, захороненного в осадке. Поскольку даже при самых благоприятных термобарических условиях, создаваемых эндогенными факторами, процесс нафтидогенеза не может быть запущен без достаточной концентрации органики в первичной (нефтегазоматеринской) породе.

Выявление нефтегазоматеринских пород в верхнепротерозойских отложениях сопряжено с рядом трудностей. В условиях примитивной биосферы [192] в редких случаях захоранивалось значимое количество органического вещества. При концентрациях ОВ ниже пороговых значений (менее (0,1) 0,2-0,5 Сорг % на породу [12, 28]) основной формой продуцируемых углеводородов будет микронефть, которая рассеивается, не образуя скоплений. Наибольшие концентрации отмечаются при некомпенсированном типе осадконакопления в результате возрастания длительности осадочного процесса, вызванного снижением темпов накопления. Содержание органического вещества в таких породах изменяется в диапазоне от фоновых значений до 4-5% и более [14]. Отложения, сформированные в таких условиях, можно рассматривать как наиболее значительные источники углеводородов. В пределах древних платформ присутствуют, как минимум, три области, в которых возможно протекание некомпенсированного осадконакопления:

- перикратонные зоны пассивных континентальных окраин. Примером материнских отложений, сформированных в таких условиях, является *качергатская* свита (Байкальская краевая система) [102];
- осадочное заполнение рифтовых структур (например, Ангаро-Котуйский прогиб [165], Иркиннеево-Чадобецкий рифт [111], Камско-Бельский авлакоген [81]);
- осадки, формирующиеся в условиях максимальной трансгрессии моря и приуроченные к карбонатной платформе (*доманиковая* [168] и *куонамская* [4] формации).

Докембрийские НГМП характеризуются значительной мощностью осадков в пределах бывших пассивных окраин и сопряженных с ними рифтогенных прогибов (авлакогенов). Вместе с тем микробные сообщества рифея и венда не следует недооценивать как источник органического вещества. Они формировали значительные объёмы биомассы. Для примера приведена характеристика НГМП краевых систем Восточно-Европейской (Таблица 1) и Сибирской платформ (Таблица 2).

Таблица 1 – Характеристика органического вещества рифейского и вендского возраста Восточно-Европейской платформы (составлено автором по материалам [29, 81, 125])

Краевая система	НГМП	Возраст	Породы	Сорг, %
Мезенская	Пезская	R ₂	Аргиллиты	0,12-0,99
	Оменская	R ₃	Аргиллиты Мергели Доломиты	0,1-0,6
	Няфтинская	R ₃	Аргиллиты Мергели Доломиты Известняки	0,12-0,16
	Усть-пинезская	V ₂	Аргиллиты Алевролиты	0,02-0,82
	Кудымкарская серия	V ₂	Аргиллиты Алевролиты	0,09-0,59
Уральская	Калтасинская (Саузовская подсвета)	R ₁	Аргиллиты	1,5
	Арланская	R ₁	Мергель доломитистый	1,5
	Ольховская	R ₂	Аргиллиты	0,47
	Шиханская	R ₃	Аргиллиты	0,53
	Верещагинская	V ₂	Аргиллиты	5

На Сибирской платформе основной ареал промышленной нефтегазоносности докембрийско-нижнепалеозойского комплекса связан с Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинцией. Наиболее изученной и продуктивной является Непско-Ботубинская антеклиза. На Восточно-Европейской платформе основным ареалом развития рифей-вендского нефтегазоносного комплекса является восточная часть Волго-Уральской провинции, где докембрийские отложения приурочены главным образом к Камско-Бельскому авлакогену. Тогда как менее изученные Казанско-Кажимский и Серноводско-Абдулинский, а также Пачелмский авлакогены остаются существенно менее охарактеризованными с точки зрения реализованного генерационного потенциала.

Таблица 2 – Характеристика органического вещества рифейского и вендского возраста Сибирской платформы (составлено автором по материалам [10, 18, 49, 58, 134])

Краевая система	НГМП	Возраст	Породы	Сорг, %
Турухано-Норильская	Стрельногорская	R ₂	Аргиллиты	0,3-1
	Деревнинская	R ₃	Аргиллиты	0,1 - 0,3
	Нижнетунгусская	R ₃	Глинистые известняки	до 0,5
	Верхнемироедихинская	R ₃	Аргиллиты	0,3
Байкальская	Олхинская	R ₂	Известняки	0,35
	Качергатская	R ₃	Глинистые сланцы	0,14-20,2
Патомская	Сералахская	V ₁	Аргиллиты	0,18-0,82
	Бюкская	V ₂	Аргиллиты	1,5-3,5
Сетте-Дабанская	Малгинская	R ₂	Аргиллиты Мергели Силициты	0,5-10
	Ципандинская	R ₂	Известняки Аргиллиты	0,7-3,3
	Игниканская	R ₃	Известняки глинистые	0,25-0,3
	Кумахинская	R ₃	Аргиллиты	1-1,1

Таким образом, верхнепротерозойские НГМП накапливались в условиях пассивной окраины континента или в пределах внутриплитных рифтовых структур позднепротерозойского заложения [203]. Здесь в полуизолированных рифтовых впадинах с ограниченным водообменом, а также на погруженных участках шельфа возникал дефицит кислорода, что способствовало захоронению органики. При этом, несмотря на недоизученность верхнепротерозойских осадочных отложений, в данном стратиграфическом интервале выявлены высокоуглеродистые формации, способные генерировать УВ в достаточных количествах для формирования скоплений нефти и газа. Наличие таких толщ подтверждается как результатами геохимического изучения керна, так и генетической связью с ними ряда открытых залежей в древних осадочных бассейнах, где докембрийские нефтематеринские породы рассматриваются как основной источник УВ для рифейских, вендских и нижнекембрийских резервуаров. В этой связи наиболее остро стоит вопрос о времени достижения материнскими породами температурных условий начала нефте- и газогенерации и сохранности сформировавшихся скоплений.

1.3. Изученность Сибирской платформы

Академик А.Д. Архангельский обратил внимание на возможную нефтегазоносность региона [86]. Однако долгое время данные представления оставались преимущественно теоретическими. Сибирская платформа стала объектом научного интереса в первой половине прошлого столетия. В дальнейшем открытие группы нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [110] в верхнепротерозойских карбонатах Юрубчено-Тохомской зоны (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Терско-Камовское) и в различных горизонтах венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Пайгинское, Дулисьминское, Верхнечонское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Верхневилучанское и др.) заставило пересмотреть подходы к оценке перспектив нефтегазоносности древних осадочных отложений, отодвинув нижнюю временную границу изучения углеводородного потенциала.

Большую часть Сибирской платформы занимает Лено-Тунгусская НГП [87], характеризующаяся достаточно слабой и неравномерной геолого-геофизической изученностью (Рисунок 1), что во многом определяется погодными и геоморфологическими условиями, которые включают в себя суровый климат, продолжительные периоды низких температур, труднодоступные ландшафты и заболоченность. Ограничивающим фактором выступает практически полное отсутствие транспортной инфраструктуры. Доставка оборудования во многих районах возможна по зимникам или водным путям в короткий навигационный период. Помимо этого, эффективность сейсморазведки на значительной части платформы снижается из-за широкого развития траппового магматизма и соленосных толщ, искажающих волновое поле. Данные ограничения значительно увеличивают стоимость и сроки проведения геологоразведочных работ.

При этом ряд площадей практически не охарактеризован глубоким бурением (менее 0,5 м/км²), среди которых: Лено-Анабарская НГО, Анабарская НГО, Присяно-Енисейская НГО, Северо-Тунгусская НГО и Турухано-Норильская НГО (Рисунок 1), при средней плотности бурения 2,4 м/км² [36].

Осадочные отложения докембрия Сибирской платформы обладают значительным потенциалом [11] для наращивания ресурсной базы региона. Основные запасы сосредоточены в южной части платформы и приурочены к вендскому терригенному комплексу [109, 148]. В пределах данного комплекса традиционные подходы проведения геологоразведочных работ, основанные на преимущественном бурении на антиклинальные структуры, показали неудовлетворительные результаты. Коллекторы приурочены преимущественно к базальным отложениям вендского комплекса (парфеновский, ботуобинский горизонты [133]).

Территория Сибирской платформы подразделяется на две неравные по площади области: внутреннее поле и краевые системы. Внутреннее (центральное) поле, занимающее значительную

площадь, характеризуется более однородным и выдержанным как по латерали, так и по вертикали осадочным чехлом. Наибольшие перспективы выявления месторождений центрального поля связаны с карбонатными отложениями верхнего венда и кембрия. Отложения рифейского возраста в пределах центрального поля платформы отсутствуют или распространены во впадинах рифтогенного заложения.

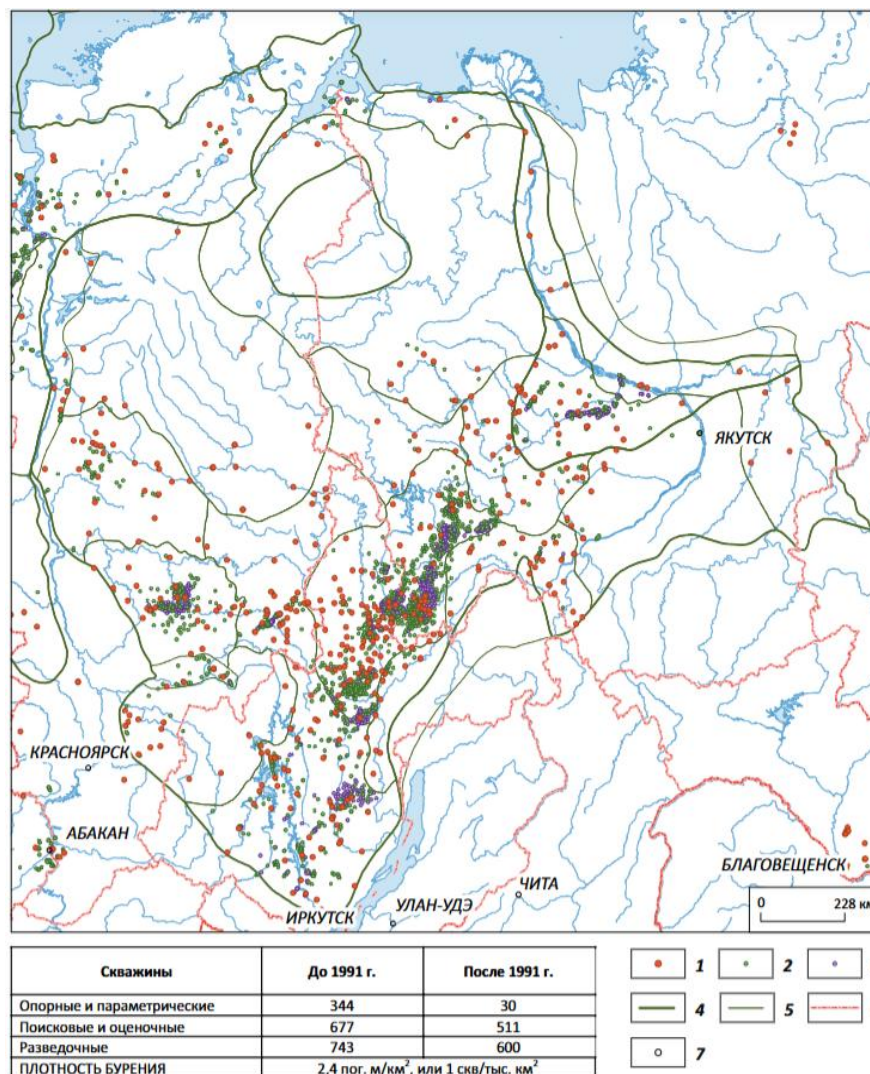


Рисунок 1 – Изученность Лено-Тунгусской НГП глубоким бурением [36]

Условные обозначения: скважины глубокого бурения (1–3): 1 – опорные и параметрические, 2 – поисковые и оценочные, 3 – разведочные; нефтегазогеологические границы (4, 5): 4 – НГП, 5 – НГО; 6 – границы субъектов РФ; 7 – административные центры.

Подавляющее большинство выявленных месторождений нефти и газа Сибирской платформы приурочено непосредственно к краевым системам. Они характеризуются большей неоднородностью геологического строения и увеличенными мощностями осадочного чехла. Протекающие геодинамические процессы, с одной стороны, создавали благоприятные условия для созревания ОВ и миграции углеводородов, а с другой – приводили к структурным перестройкам и, как следствие, частичному переформированию в структурно-литологические, литологические и тектонически экранированные ловушки либо их полному разрушению.

1.4. Геолого-геофизическая изученность Анабаро-Ленской краевой системы

Арктические регионы являются одним из ключевых направлений восполнения ресурсов УВ. Данные территории, по оценке как отечественных [66, 98, 187, 211], так и зарубежных специалистов [195, 197, 204], обладают высоким неразведанным ресурсным потенциалом. Западная часть российской Арктики уже стала районом промышленной добычи. Восточная часть, напротив, остается одной из наименее изученных территорий. К числу перспективных относится Анабаро-Ленская КС и прилегающий шельф моря Лаптевых (Рисунок 2).

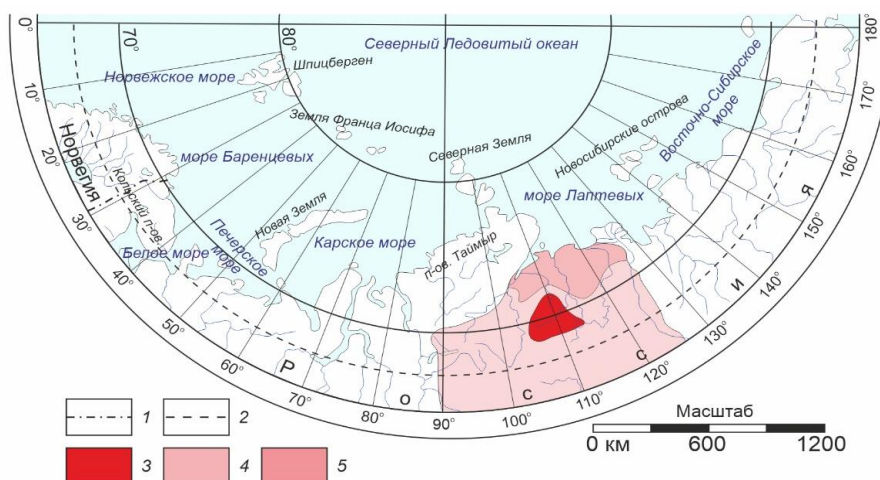


Рисунок 2 – Обзорная схема Арктического побережья России (составлено автором)

Условные обозначения: 1 – государственная граница; 2 – Северный полярный круг; 3 – Анабарский щит; 4 – Сибирская платформа; 5 – изучаемая территория.

Регион относится к слабозаселенным территориям. Население составляет менее 20 тысяч человек. Отсутствуют крупные населенные пункты. В непосредственной близости функционируют два морских порта: Тикси и Хатанга. Судоходство осуществляется с июля по октябрь по Северному морскому пути [95]. В холодное время года прокладка маршрутов не проводится. Порты имеют всю необходимую инфраструктуру для обслуживания танкерного флота. Наличие морских портов и выхода к Северному морскому пути в случае открытия крупных скоплений УВ позволит в перспективе организовать транспортировку добываемого сырья морским путем без строительства протяженных магистральных трубопроводов.

Изучением геологического строения и нефтегазоносности региона и прилегающих территорий занимались такие ученые, как А.Э. Конторович, В.А. Конторович, В.С. Старосельцев, А.П. Афанасенков, С.В. Прокопцева, В.И. Савченко, В.Б. Арчegov, М.К. Калинин, И.С. Гольдберг, Л.Б. Мейснер, А.Ф. Сафронов и ряд других исследователей. Большой вклад в изучение строения внесли Н.С. Шатский, И.С. Грамберг, Д.С. Сороков, К.И. Микуленко, В.Е. Хаин, С.С. Драчев, Б.И. Ким, В.Н. Сакс, Т.Н. Спичарский, В.А. Виноградов, Д.В. Лазуркин и ряд других исследователей.

Территория Анабаро-Ленской КС изучена неравномерно (Рисунок 3). Подавляющее большинство скважин (54 шт.) расположено в западной части территории в пределах полуострова Хара-Тумус. В восточной части (Лено-Анабарская НГО) пробурено 6 скважин [89]. Территория также слабо изучена современными методами грави- и магниторазведки. Основной объем исследований получен с 50-х по 70-е годы прошлого столетия.

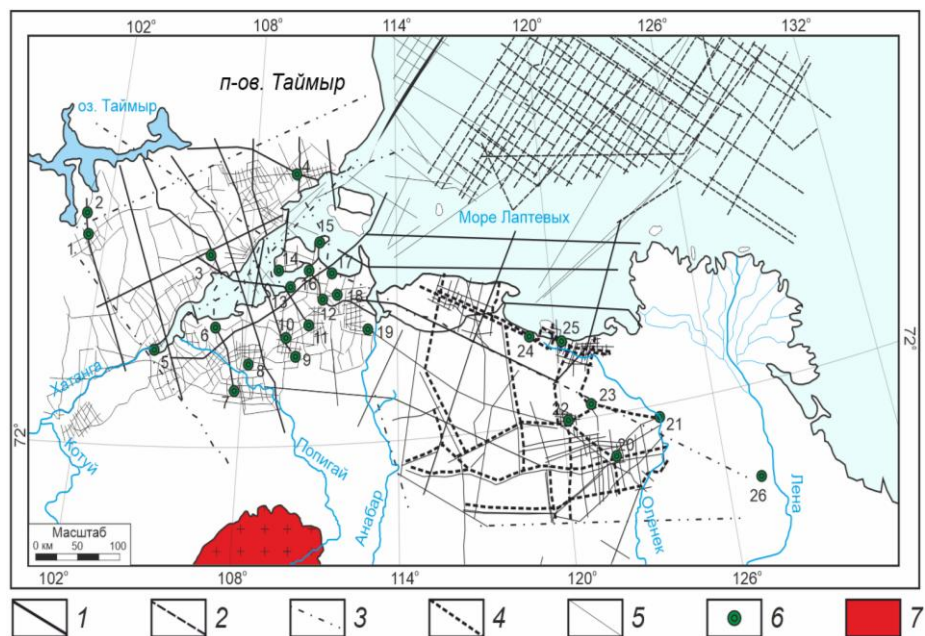


Рисунок 3 – Схема изученности северной части Сибирской платформы
(составлено по материалам [89, 141,155])

Условные обозначения: 1 – сейсмические профили «Южморгеология»; 2 – профили МАГЭ; 3 – профили ВНИИГеофизика; 4 – региональные (композитные) сейсмические профили; 5 – профили других организаций; 6 – наиболее значимые глубокие скважины региона (1 – Владимирская-21; 2 – Владимирская-22; 3 – Анабаро-Хатангская-1,2; 4 – Журавлиная-1; 5 – Рыбинская-1; 6 – Сындасская-201; 7 – Костроминская-1; 8 – Хордулахская-1; 9 – Южно-Суолемская-10; 10 – Северо-Суолемская-1; 11 – Улаханская-1,2; 12 – Южно-Тигянская-150; 13 – Центрально-Ольгинская-1; 14 – Кожевниковская; 15 – Нордвикская-47, 48; 16 – Ильинская-1; 17 – Чайдахская; 18 – Гуримисская-1; 19 – Восточная-1,4; 20 – Бурская-3410; 21 – Тюмятинская; 22 – Хастахская-930; 23 – Чарчыкская-1; 24 – Улахан-Юряхская; 25 – Усть-Оленекская-2370; 26 – Дьяппальская); 7 – Анабарский щит.

Последние скважины в регионе пробурены компаниями ПАО «НК «Роснефть»» и ПАО «ЛУКОЙЛ» на Центрально-Ольгинской структуре (глубина скважины 5523 м, вскрывает девонские осадки [37]) и на Восточно-Таймырском участке (глубина скважины 5750 м, вскрывает кембрийские отложения [104]).

В целом же изучение региона началось довольно давно с XVIII века [5]. Один из отрядов Великой Северной экспедиции (Ленско-Енисейский отряд (1735-1742 гг.)) направился к берегам моря Лаптевых с целью картирования северных границ Российской империи [190]. В 1851 г.

открылся филиал Русского географического общества в Иркутске. Под эгидой этой организации начались планомерные экспедиции в труднодоступные районы региона. В «Памятной книге Якутской области», изданной в 1891 г. В.З. Зубриловым, содержатся сведения о различных видах полезных ископаемых, включая нефтепроявления на р. Амга.

И.П. Толмачевым в 1926 г. было выдвинуто предположение о наличии соляных куполов, а в 1933 г. они были обнаружены Т.М. Емельянцевым. Н.С. Шатский выделил Хатангскую впадину в 1932 г. как обособленный геотектонический элемент, отделив ее от Енисей-Хатангского регионального мегапрогиба.

В конце 30-х годов началось систематическое изучение территории после организации Горно-геологического управления в составе «Главсевморпути». К 1943 г. получен промышленный приток нефти на полуострове Нордвик из колонковой скважины N 429- К, а в 1948 г. на Южно-Тигянской площади получен нефтяной фонтан [5]. В 1949 г. Н.А. Гедройц отнес эти территории к высокоперспективным в арктической зоне СССР.

В 1953 г. научно-исследовательский институт геологии Арктики (НИИГА) начал обобщение геологического строения Анабаро-Хатангского региона. В 1958 г. М.К. Калинин обобщением геолого-геофизических материалов за период с 30-х по 50-е годы обосновал перспективность Анабаро-Хатангской седловины. При этом за 20 лет активного изучения территории было пробурено 367 колонковых скважин и 40 роторных скважин [19].

С 80-х по начало 90-х выполнен большой объем буровых работ. В пределах Анабаро-Хатангской НГО было пробурено 3 параметрические скважины и 10 поисковых [19]. На территории Лено-Анабарской НГО за аналогичный период пробурены 4 параметрические скважины. Региональные исследования проводились производственным геологическим объединением Ленанефтегазгеология [90].

Затем на протяжении десятилетия сократился объем геологоразведочных работ. С начала 2000-х годов начался новый этап, продолжающийся по настоящее время. Большой вклад в изучение территории на современном этапе внесли такие организации, как ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, МАГЭ и Южморгеология.

Таким образом, низкая плотность сейсмических профилей и скважин определяет высокую степень неопределённости при построении структурных и литолого-фациальных моделей осадочного чехла. Кроме того, большинство сейсмических профилей, отработанных в советский период, выполнено по устаревшим методикам с применением аналоговой регистрации, что ограничивает возможности их современной переработки и переинтерпретации. Совокупность данных факторов обуславливает неоднозначность интерпретации геолого-геофизических материалов, что предопределяет применение различных геологических моделей при оценке ресурсного потенциала [123].

1.5. Выводы по главе 1

Основные перспективы нефтегазоносности на древних платформах связаны с краевыми системами. Территория исследования (Анабаро-Ленская КС) расположена в северной (арктической) части Сибирской платформы. Вместе с тем реализация данного потенциала сопряжена с рядом неблагоприятных факторов как геологического, так и экономико-географического характера. Сибирская платформа характеризуется слабой и неравномерной геолого-геофизической изученностью. Удаленность центральных и северных частей от крупных населенных пунктов и отсутствие инфраструктуры в совокупности существенно ограничивают целесообразность проведения крупномасштабных геологоразведочных работ.

Помимо инфраструктурных и логистических трудностей, немаловажным аспектом в изучении является оценка вклада докембрийских осадочных отложений в нефтегазоносность. Несмотря на наличие выявленных крупных месторождений углеводородов в пределах южной части Сибирской платформы, вопрос о нефтегазоматеринских свойствах древних отложений является неоднозначным. Во многом это определяется сильной дискретностью фактических материалов, что связано с неравномерной изученностью, большими глубинами погружения пород (в пределах краевых систем).

Анабаро-Ленская КС, несмотря на длительную историю изучения и наличие выявленных месторождений углеводородов (первые промышленные притоки нефти получены в 1943 г.), характеризуется довольно слабой изученностью. За время изучения региона геологоразведочные работы то активизировались, то практически замирали. Как следствие, несмотря на значительный объем накопленной информации, для территории так и не сложилась целостная и однозначная модель нефтегазоносности.

Показательно, что на государственном балансе находится только одно существенное по запасам месторождение – Центрально-Ольгинское. При этом в пределах изучаемого региона выявлены битумные поля и битумопроявления во всех изученных горизонтах, присутствуют НГМП начиная с раннерифейского возраста и хорошо проницаемые коллекторские горизонты, что позволяет довольно высоко оценивать ресурсный потенциал. Существуют различные точки зрения относительно того, какие НГМП выступали основными источниками и какая часть скоплений нефти и газа могла сохраниться до настоящего времени. В этой связи наиболее актуальным выступает вопрос о методологии поисков потенциальных залежей углеводородов.

ГЛАВА 2 КРАЕВЫЕ СИСТЕМЫ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

2.1. Строение краевых систем

Под краевыми системами древних платформ понимается структура, состоящая из перикратонного, краевого и предгорного прогибов, а также деформированного края платформы (Рисунок 4). Формирование и эволюция этих структур подчиняются определённой этапности.



Рисунок 4 – Схема геологического строения краевых систем древних платформ

([69] с дополнениями и уточнениями)

Условные обозначения: 1 – песчаники БСФК; 2 – алевролиты БСФК; 3 – аргиллиты БСФК; 4 – складчатые фрагменты осадочного чехла; 5 – доманиковые отложения КСФК; 6 – комплекс плитчатых карбонатных отложений; 7 – галогенные отложения КСФК; 8 – барьерные рифы; 9 – отложения краевой системы; 10 – песчаники (а) и интрузивы (б) ТСФК; 11 – отложения молассового комплекса; 12 – надвиговая структура; 13 – аргиллиты флиша; 14 – породы кристаллического фундамента; 15 – мантийные базальты; 16 – разломы; 17 – границы структурно-формационных комплексов.

На первом этапе формируются перикратонные опускания, имеющие рифтовую природу. Далее в условиях пассивной континентальной окраины накапливаются мощные, многокилометровые осадочные толщи. В глубоководных частях этих бассейнов, в условиях

дефицита кислорода (аноксии), происходит накопление глинистых осадков, обогащенных морским сапропелевым органическим веществом. Одновременно на шельфе и континентальном склоне формируются потенциальные ловушки.

Следующий этап связан с коллизионными процессами, во время которых происходит деформация края платформы с формированием краевого прогиба, который в период развития орогена осложняется предгорным прогибом и перекрывается зонами надвигов (например, Сетте-Дабанский [164], Уральский [158] краевые прогибы). В передовой части (относительно внутреннего поля) формируется горно-складчатое сооружение. Наиболее возвышенное положение занимает комплекс орогенных блоков (Рисунок 5), представленный породами гранитно-гнейсового фундамента, поднятыми на поверхность складчатыми толщами краевых частей, и флишевыми отложениями.

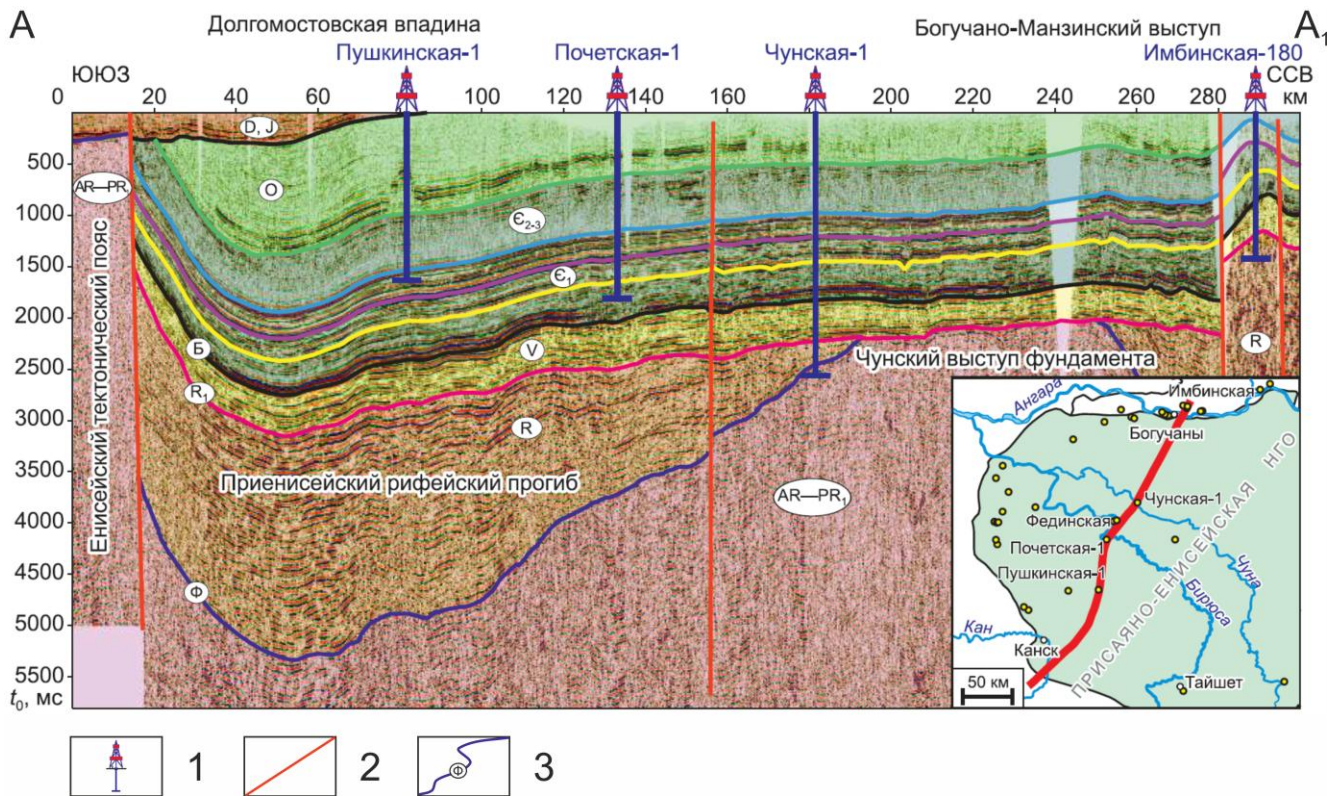


Рисунок 5 – Геолого-геофизический профиль через Енисей-Саянскую КС по линии А-А₁ [54]
(положение профилей см. Приложение Б)

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – разломы; 3 – отражающие границы.

Перед горно-складчатой системой формируется предгорный прогиб, отделяющий орогенную часть КС от платформы, сложенный в значительной мере более грубыми терригенными осадками в сравнении с отложениями подстилающего перикратонного прогиба.

В основании краевых прогибов находятся глубоководные терригенно-кремнистые, лагунно-морские серо- и красноцветные осадки, отвечающие нижней молассе. В верхней части разреза (верхняя моласса) возрастает доля континентальных отложений.

Для этой части рассматриваемого структурного комплекса характерны шарьяжно-надвиговые структуры (Рисунок 6), направленные на территорию платформы, примером которых являются надвиги Центрального и Южного Урала, амплитуда перемещения последних составляет десятки километров.

Затем после коллизионной стадии наступает режим платформенной стабилизации. Горно-складчатое сооружение разрушается и постепенно превращается в равнину. На данном этапе выделяют две обстановки: горную и равнинную.

В процессе изучения геологического развития КС древних платформ установлена неодинаковая значимость отдельных этапов развития КС для нефтегазоносности платформ. Большая часть осадочного чехла формируется в условиях пассивной континентальной окраины. В эту стадию могут накапливаться глинистые отложения, мощность которых может превышать 6-8 км.



Рисунок 6 – Геолого-геофизический разрез через Уральскую краевую систему по линии Б - Б₁ [160]

Выше несогласно залегает молассовый комплекс краевого (предгорного) прогиба, сложенный в значительной мере более грубыми терригенными осадками. Краевой и предгорный прогибы имеют меньшее значение для нефтегазоносности, поскольку из-за небольших глубин погружения ОВ в них обычно находится на низких грациях катагенеза. Помимо этого, передовая часть платформы сильно осложнена дизъюнктивной тектоникой, что негативным образом сказывается на условиях сохранности возможных залежей углеводородов.

Разломно-блоковая тектоника, приуроченная к заключительной части формирования краевой системы, обуславливает переток части флюидов в линзы коллекторов краевого прогиба и образование небольших скоплений углеводородов. Примером могут служить выявленные месторождения Усть-Вилуйское и Собо-Хаинское в шарьяжно-надвиговых структурах Предверхоянского краевого прогиба [113].

2.2. Структура осадочного чехла

Для того, чтобы более детально проследить этапность развития краевых систем древних платформ, рассмотрим структуру осадочного чехла, который состоит из трех структурно-формационных комплексов (Рисунок 7), представляющих единый трансгрессивно-регрессивный мегацикл.

Осадконакопление начинается с формирования базального структурно-формационного комплекса (БСФК), который характеризуется началом трансгрессии, области максимального затопления соответствует карбонатный структурно-формационный комплекс (КСФК), а регрессивную составляющую характеризует терригенный структурно-формационный комплекс (ТСФК) [70].

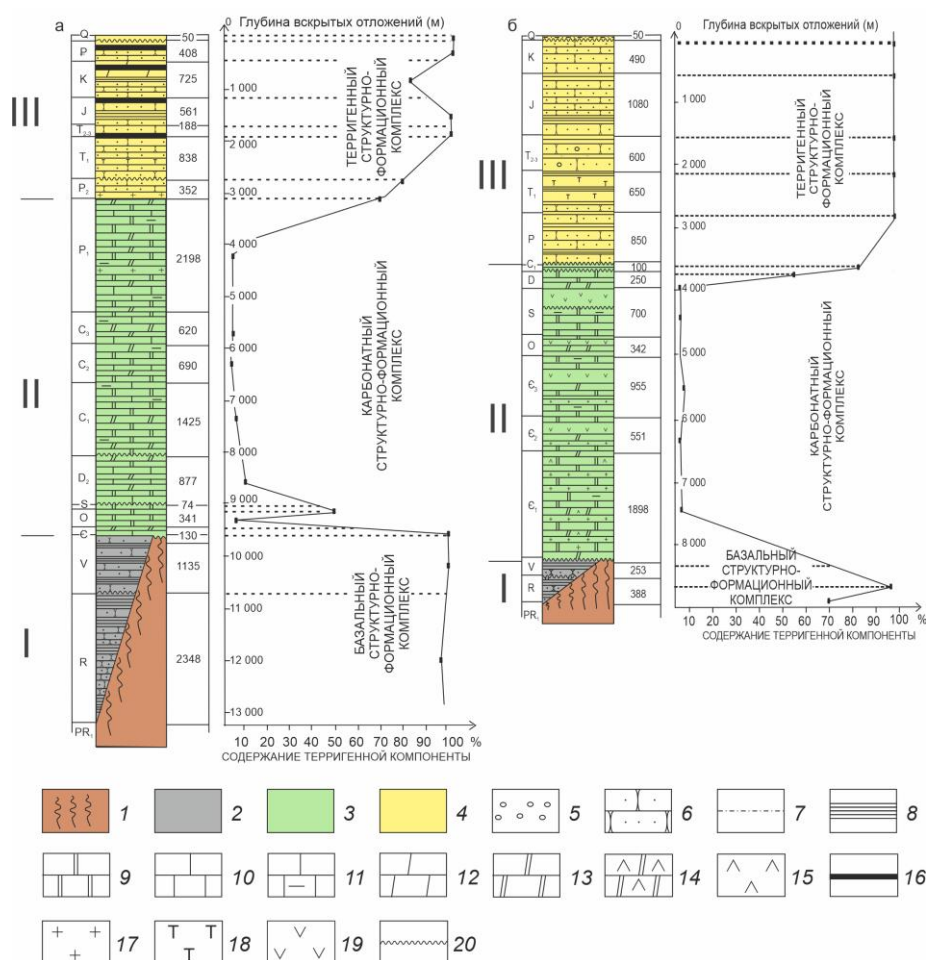


Рисунок 7 – Структурно-формационная характеристика сводных разрезов осадочного чехла древних платформ российской части Евразийского континента: а - Восточно-Европейская, б – Сибирская ([68] с дополнениями и уточнениями)

Условные обозначения: 1 – породы фундамента; 2 – БСФК (I); 3 – КСФК (II); 4 – ТСФК (III); 5 – гравелиты; 6 – песчаники; 7 – алевролиты; 8 – аргиллиты; 9 – доломиты; 10 – известняки; 11 – глинистые известняки; 12 – известковые мергели; 13 – доломитовые мергели; 14 – доломиты с ангидритом; 15 – ангидрит; 16 – уголь; 17 – соль; 18 – туфы; 19 – базальты (долериты); 20 – перерывы в осадконакоплении.

2.2.1. Базальный структурно-формационный комплекс (I)

Во время формирования БСФК преобладают процессы растяжения континентальной коры. Комплекс на древних платформах сложен главным образом осадочными отложениями рифейского возраста, которые ассоциируются с авлакогенами (рифтами) докембрийского заложения, приуроченными к внутренней части платформы (Рисунок 8) и пассивными континентальными окраинами (Рисунок 9).

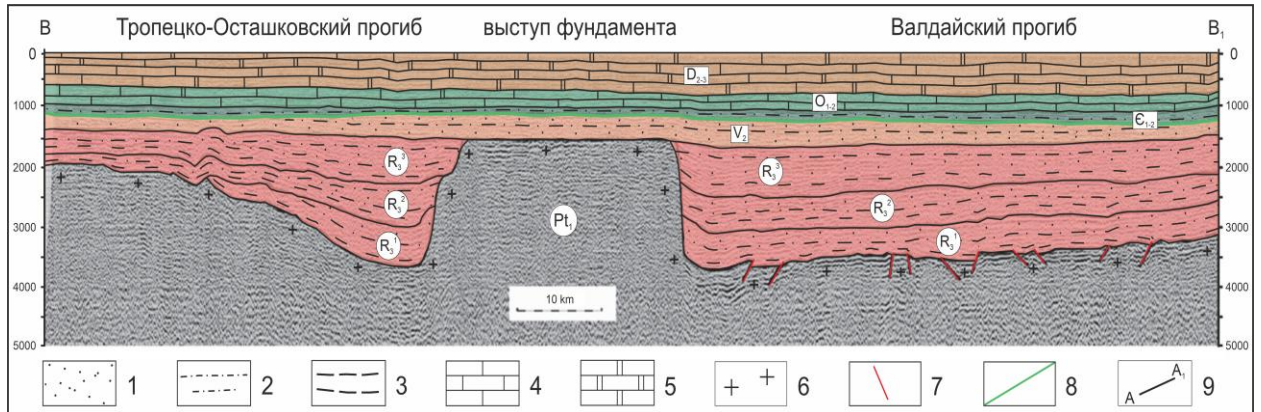


Рисунок 8 – Геолого-геофизический разрез грабенов Московской синеклизы по линии В-В₁ (с уточнением автора по интерпретации [184])

Условные обозначения: 1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – породы фундамента; 7 – разломы; 8 – начало преимущественно карбонатного осадконакопления; 9 – линия профиля.

Формирование БСФК начинается с пенеппенизации поверхности, в ходе которой по кристаллическим породам фундамента развивается кора выветривания. Осадконакопление приурочено к пассивной континентальной окраине, в пределах которой частицы песчаной размерности выносятся и накапливаются вдоль побережья (Рисунок 10 а).

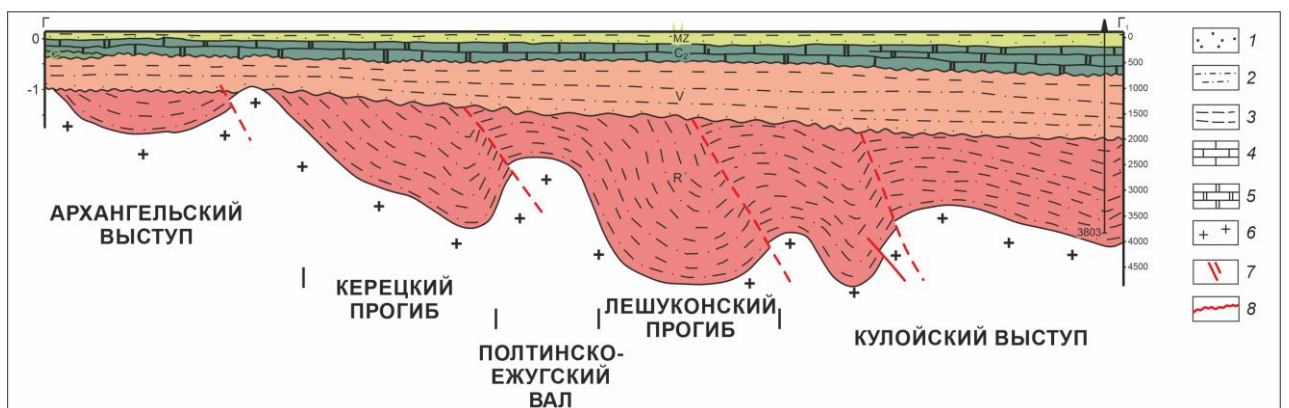


Рисунок 9 – Геологический разрез по рифтам Мезенской синеклизы (Тиманская краевая система) по линии Г-Г₁ [218]

Условные обозначения: 1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – породы фундамента; 7 – разломы; 8 – несогласия и размывы.

В это время (во время формирования БСФК) в наиболее глубоководной части накапливаются и сохраняются многокилометровые толщи глинистых осадков, обогащенные органическим веществом (например, *качергатская свита* – Прибайкалье [130] (Сибирская платформа) и *калтасинская свита* – Пермское Приуралье [24] (ВЕР)).

Далее по мере заполнения осадочного бассейна формируются локальные (закрытые) мелководные водоемы с пониженной гидродинамикой среды. В случае аридного климата и повышенных концентраций солей в водоемах накапливаются сульфатно-карбонатные отложения.

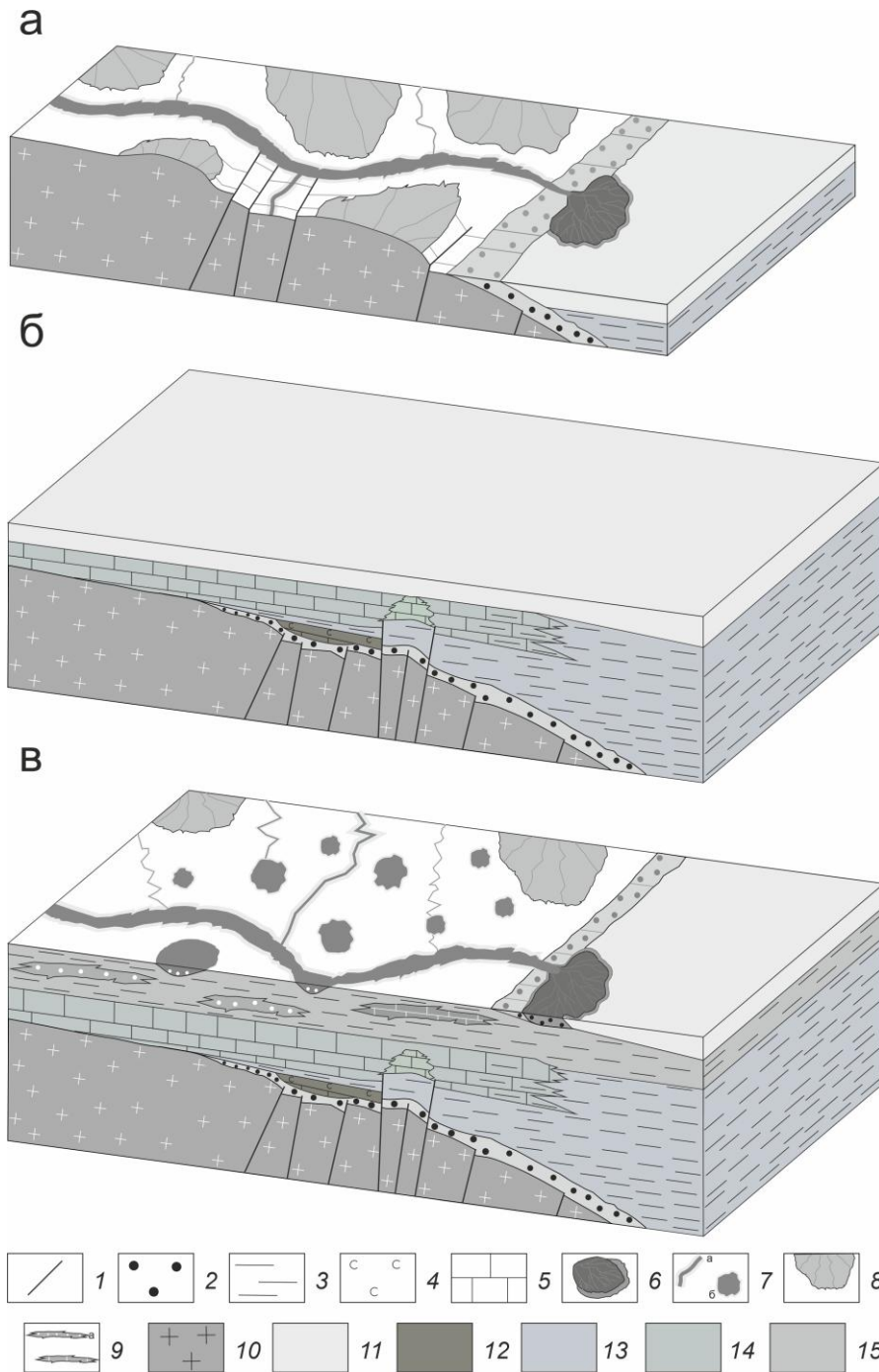


Рисунок 10 — Этапы формирования осадочного чехла краевых систем (а — БСФК; б — КСФК; в — ТСФК [229])

Условные обозначения: 1 — разломы; 2–5 осадочные отложения: 2 — песчаники; 3 — аргиллиты; 4 — эвапориты; 5 — карбонаты; 6 — палеорусл крупных рек; 7 — континентальные осадки (а — поймы рек; б — болота и озера); 8 — палеовозвышенности; 9 — линзы (а — песчаников; б — карбонатов); 10 — породы фундамента; 11 — уровень моря; 12 — осадки лагун; 13 — 15 структурно-формационные комплексы: 13 — базальный; 14 — карбонатный; 15 — терригенный.

Зачастую краевые системы осложняются авлакогенами, замыкающимися на границах палеоокеанов. Так, например, в краевой части ВЕП выявлены два четко выраженных элемента: Калтасинский и Серноводско-Абдулинский авлакогены, на месте образования которых в позднерифейско-ранневендском временном интервале происходило формирование надрифтовых впадин. В частности, в Припятско-Днепровско-Донецком авлакогене по данным глубинного сейсмического зондирования мощность рифейских отложений, заполняющих впадины, достигает 4-5 км. Общая мощность отложений рифейских толщ в авлакогенах может достигать десяти километров.

Стоит отметить, что, по всей видимости, на ВЕП рифтогенез был более обширным и интенсивным по сравнению с Сибирской платформой. Эти геодинамические процессы формировали неровности в рельефе поверхности осадконакопления, создавая благоприятные условия для накопления терригенного осадочного материала на ранних этапах развития осадочного бассейна.

2.2.2. Карбонатный структурно-формационный комплекс (II)

Далее, по мере усиления трансгрессии, уровень океана повышается и происходит затопление платформы (Рисунок 10 б). С этого момента начинается карбонатное осадконакопление, формируется КСФК. Как правило, комплекс залегает на породах фундамента (Рисунок 11, Рисунок 12) или со структурным несогласием на породах БСФК. При этом БСФК выклинивается по направлению к центральному полю платформы (Рисунок 11).

Отложения КСФК накапливались повсеместно в пределах платформы. В его составе выделяются высокоуглеродистые формации: *доманиковая* на Восточно-Европейской платформе и *куонамская* на Сибирской [220].

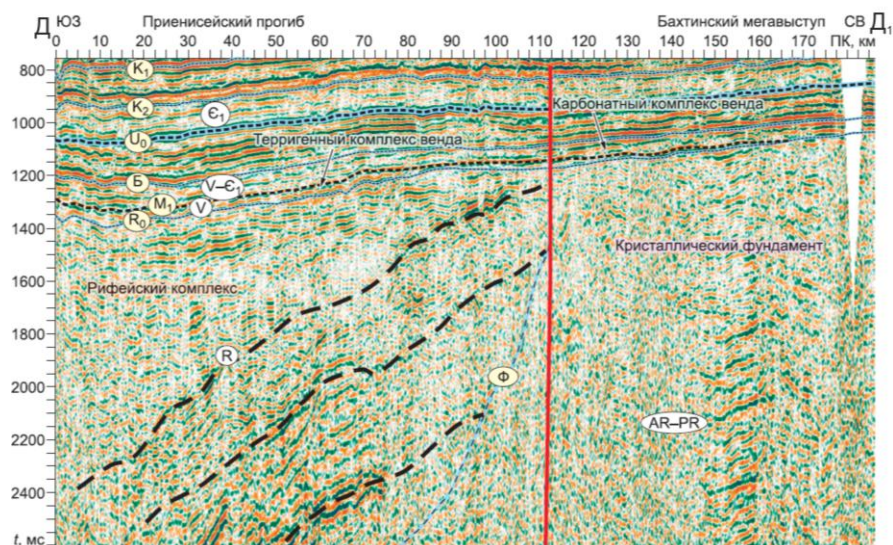


Рисунок 11 – Сейсмогеологический разрез, проходящий через зону выклинивания комплексов терригенного венда и рифея по линии Д-Д₁ [96]

В период формирования карбонатного СФК накапливается толща отложений мощностью 3000–4000 м в результате смешанного биогенно-хемогенного осадконакопления. Хемогенный фактор наглядно проявляется на Сибирской платформе, где начальные этапы отложений карбонатного комплекса (*молская свита*) приурочены к венду-раннему кембрию. В это время развитой биоты ещё не было, поэтому толща практически «немая» в фаунистическом отношении.

В качестве примера приводится геологический разрез (Рисунок 12) через юго-восточную краевую часть Сибирской платформы, примыкающую к Сетте-Дабанскому хребту. Зеленой линией на профиле показано начало преимущественно карбонатного осадконакопления КСФК, залегающего со структурным несогласием на БСФК. При этом к подошве вендского карбонатного комплекса выклиниваются нижележащие терригенные и карбонатно-терригенные толщи БСФК. Выклинивание (размыв) осуществляется за счет верхних частей разреза отложений рифейского возраста.

В этот период в краевой части бассейна формируются барьерные и островные рифовые постройки. По мере погружения мелководное осадконакопление сменяется более глубоководным, и наряду с затуханием рифообразования снижается интенсивность накопления осадков, обогащенных ОВ, что снижает потенциал нефтегазообразования.

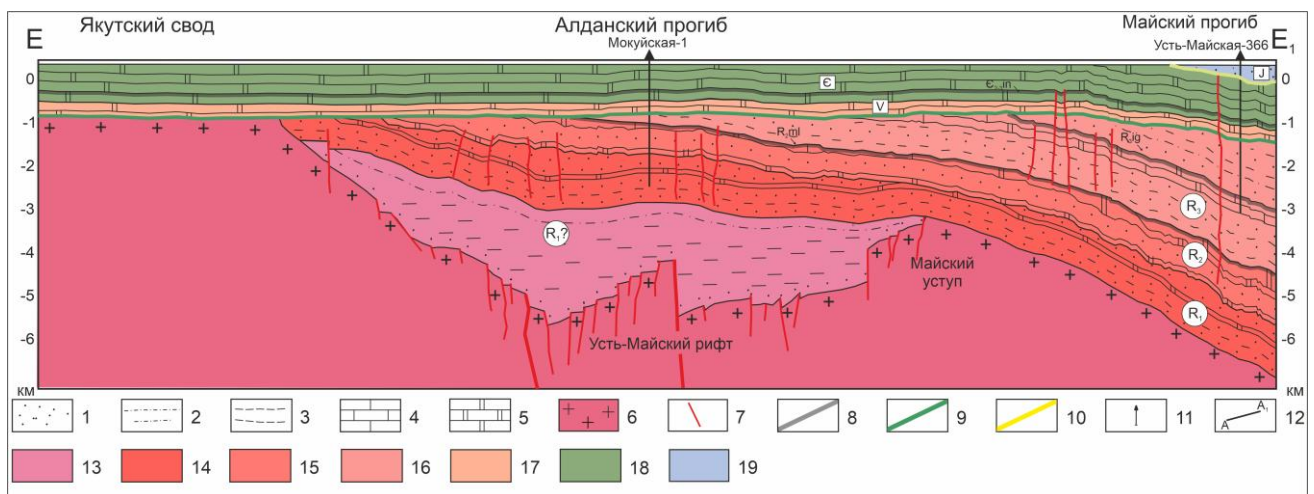


Рисунок 12 – Геологический разрез Сетте-Дабанской краевой системы по линии Е-Е₁ ([229] составлено с использованием материалов [52, 55])

Условные обозначения: 1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – подстилающие породы; 7 – разломы; 8 – нефтегазоматеринские формации; 9 – начало преимущественно карбонатного осадконакопления; 10 – начало преимущественно терригенного осадконакопления; 11 – скважины; 12 – линия профиля; 13 – осадки рифтового комплекса; 14 – осадки нижнего рифея; 15 – осадки среднего рифея; 16 – осадки верхнего рифея; 17 – осадки вендской системы; 18 – осадки кембрийской системы; 19 – осадки юрской системы.

2.2.3. Терригенный структурно-формационный комплекс (III)

В дальнейшем, начиная с позднего палеозоя, условия осадконакопления существенно меняются. Значительно возрастает доля терригенных отложений, связанных с эрозией воздымающихся областей и переносом обломочного материала в бассейны осадконакопления. В разрезе появляются мощные эффузивные толщи. В целом указанные процессы приводят к обмелению акватории (Рисунок 10 в). Поступление обломочного материала начинает опережать прогибание дна, аккомодационное пространство заполняется, и бассейн вступает в регрессивную стадию развития. Открытоморские обстановки последовательно сменяются мелководно-морскими и прибрежными, а затем и собственно континентальными, с формированием в последних аллювиальных, озерных и болотных осадочных толщ.

2.3. Концептуальная модель осадочного чехла

Таким образом, составлена концептуальная модель осадочного чехла древних Восточно-Европейской и Сибирской платформ (Рисунок 13). Мощный осадочный чехол сложен тремя СФК. Наименее изученным является нижний – базальный СФК, на который приходится значительная часть осадочного чехла. Комплекс тяготеет к краевым зонам платформы и рифтовым внутриплитным структурам, заполненным многокилометровыми преимущественно глинистыми отложениями позднпротерозойского возраста. В основании расположены пласты песчаников, выклинивающиеся вверх по региональному склону.

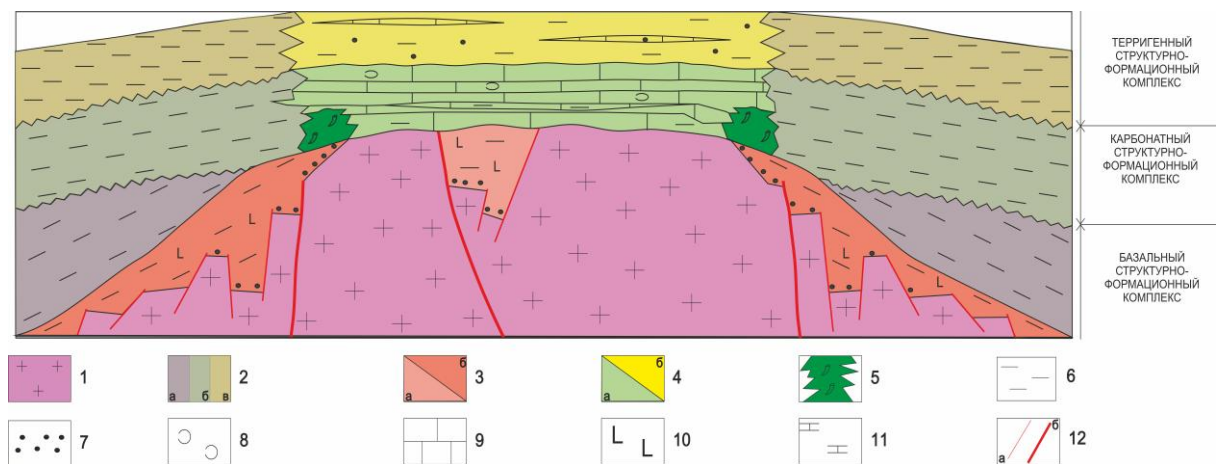


Рисунок 13 – Концептуальная модель строения осадочного чехла древних платформ

(составлено автором)

Условные обозначения: 1 – базальты; 2 – гранито-гнейсы; 3 – комплекс пассивной окраины (а – базального СФК; б – карбонатного СФК; в – терригенного СФК); 4 – рифтовые структуры (а – внутриплитные; б – перикратонные); 5 – осадочные отложения центрального поля (а – карбонатный СФК, б – терригенный СФК), 6 – органогенные структуры барьерного типа; 7 – аргиллиты; 8 – песчаники; 9 – соли; 10 – карбонаты; 11 – эффузивы; 12 – разломы (а – второстепенные разломы; б – главные разломы).

Перекрывающий карбонатный комплекс, в составе которого присутствуют эвапориты, выступает надежным флюидоупором (южная часть Сибирской платформы [34]). При этом ОВ собственных НГМТ находится либо на относительно низких грациях катагенеза (*куонамская* формация), либо реализовало свой генерационный потенциал в наиболее глубоких впадинах (*доманиковая* формация).

Терригенный комплекс, сформированный на последних этапах, характеризуется слабой преобразованностью органического вещества. Нефтегазоматеринские свиты редко достигают сколько-либо значимой катагенетической зрелости. При этом нефтегазоносность может ассоциироваться со вторичными перетоками углеводородов в коллекторы ТСФК из нижележащих структурно-формационных комплексов.

2.4. Ловушки углеводородов краевых систем

Краевые системы платформ имеют внутреннюю структуру, обусловленную, прежде всего, физическими свойствами подстилающего их кристаллического фундамента. Внутренняя структура в значительной мере контролирует условия нефтегазоносности базальных толщ осадочного чехла, определяя направления движения наиболее древних УВ-флюидов к зонам нефтегазонакопления (Рисунок 14).

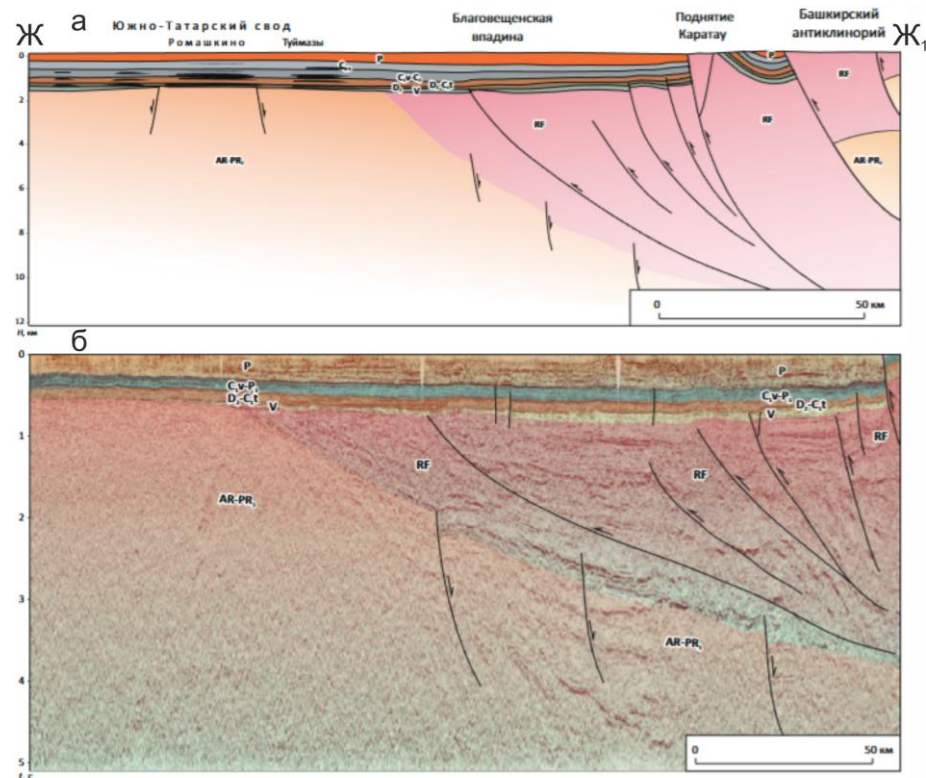


Рисунок 14 – Региональный геологический разрез, пересекающий Южно-Татарский свод, Благовещенскую впадину и Башкирский антиклинорий Южного Урала (а) и интерпретированный сейсмический разрез, соответствующий центральной части геологического разреза (б) по линии Ж-Ж₁ [159]

Так, на Восточно-Европейской платформе в нижних частях осадочного чехла основным видом миграции УВ была латеральная миграция, а преобладающими типами ловушек УВ были структурные и структурно-литологические.

В свою очередь, на территории Сибирской платформы наблюдается смешанный тип миграции (латеральная – в венде и палеозое, вертикальная – в рифее), развиты структурно-литологические, литологические и структурные ловушки. Так, например, в южной части Сибирской платформы выявлена серия месторождений УВ, приуроченных к зонам выклинивания базальных песчаников (Рисунок 15), перекрытых карбонатными породами или отложениями эвапоритового ряда, образующими надёжные флюидоупоры.

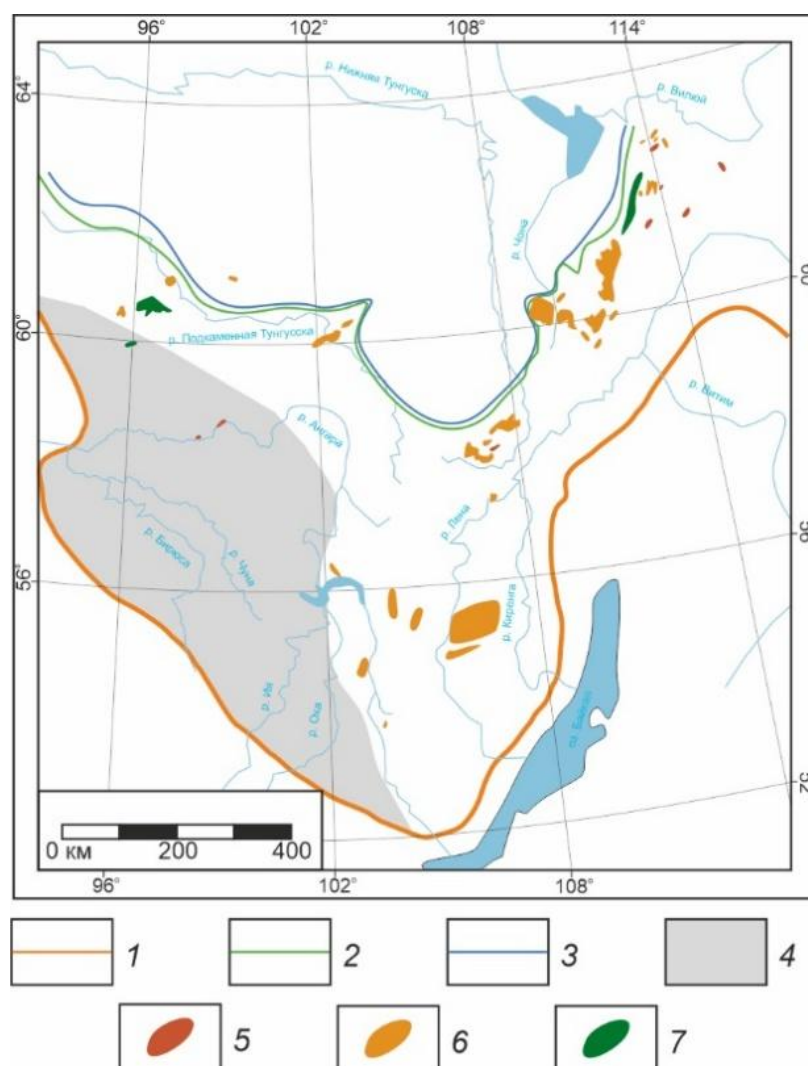


Рисунок 15 – Контур регионального выклинивания песчаных пластов южной части Сибирской платформы [69]

Условные обозначения: 1 – границы платформы; 2 – контур регионального выклинивания хамакинского горизонта и его аналогов; 3 – контур регионального выклинивания талахского горизонта и его аналогов; 4 – зона развития красноцветных отложений; 5 – газовые месторождения; 6 – газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные и нефтегазовые месторождения; 7 – нефтяные месторождения.

Здесь к литологическим можно отнести ловушки Марковского, Дулисьминского и ряда других месторождений. Марковское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к пологой моноклинали дальней юго-восточной периферии Непско-Ботубинской антеклизы (НБА). Ловушка связана с баровым телом и в современном структурном плане слабо наклонена в южном направлении, градиент наклона составляет около одного метра на километр. В кембрии на момент заполнения ловушки УВ флюидами ее структурное положение было обратным. Соответственно, границы образованного резервуара контролировались по простирацию барового тела зоной развития коллектора, а вкрест простираения – контуром распространения песчаных пород.

К структурно-литологическим ловушкам относятся ловушки Ярактинского, Верхнечонского месторождений. Ярактинское месторождение приурочено к южной переклинали НБА и связано с региональным выклиниванием песчаных пластов по восстанию регионального склона. Границы ловушки УВ определяются контуром развития коллектора, то есть имеют литологическую природу, и только с южной стороны граница определяется структурным фактором. Палеоструктурный анализ показывает, что на всем протяжении своего геологического развития ловушки УВ Ярактинского месторождения всегда занимали приподнятое структурное положение.

Типичным представителем месторождений, связанных со структурными ловушками УВ, является Среднеботубинское нефтегазоконденсатное месторождение, приуроченное к центральной части НБА. Продуктивным на месторождении является ботубинский горизонт бюкской свиты. Анализ песчанистости бюкской свиты показывает, что антиклинальная складка, которая контролирует залежь УВ, имеет наложенный характер; в противном случае оси антиклинали и максимальной песчанистости бюкской свиты должны были совпадать. Вероятно, структуры, образующие ловушки УВ, имеют наложенный генезис.

В целом формирование месторождений УВ происходит по следующей схеме. На первом этапе осадконакопления (см. **2.2.1. Базальный структурно-формационный комплекс**) формируются перикратонные опускания, в основании которых присутствует комплекс базальных песчаников, сформированных за счёт продуктов выветривания. К ним приурочено два типа ловушек: локальные поднятия, связанные с неоднородностью фундамента, образовывали тела барового типа (например, формирование ботубинского горизонта Среднеботубинского месторождения [1]); и зоны выклинивания базальных песчаников.

Генерация УВ в древних толщах начинает осуществляться в кембрийское время, так как к этому моменту породы погрузились на глубины около полутора километров. В условиях дефицита структур (поскольку они размывались) контроль потоков мигрирующих углеводородов осуществляется региональным склоном. Конечной точкой миграции является

зона регионального выклинивания древних толщ, где формировались залежи УВ в ловушках структурно-литологического и литологического типа.

Если территория, включающая сформированные залежи УВ, испытала структурную перестройку, то залежи могли переформироваться в ближайшие структурные ловушки. Кроме того, внутриплитные деформации приводили к перестройке структурного плана территории и изменению первоначальных амплитуд структур. В результате часть ловушек сохранялась как литологические или структурно-литологические (Рисунок 16).

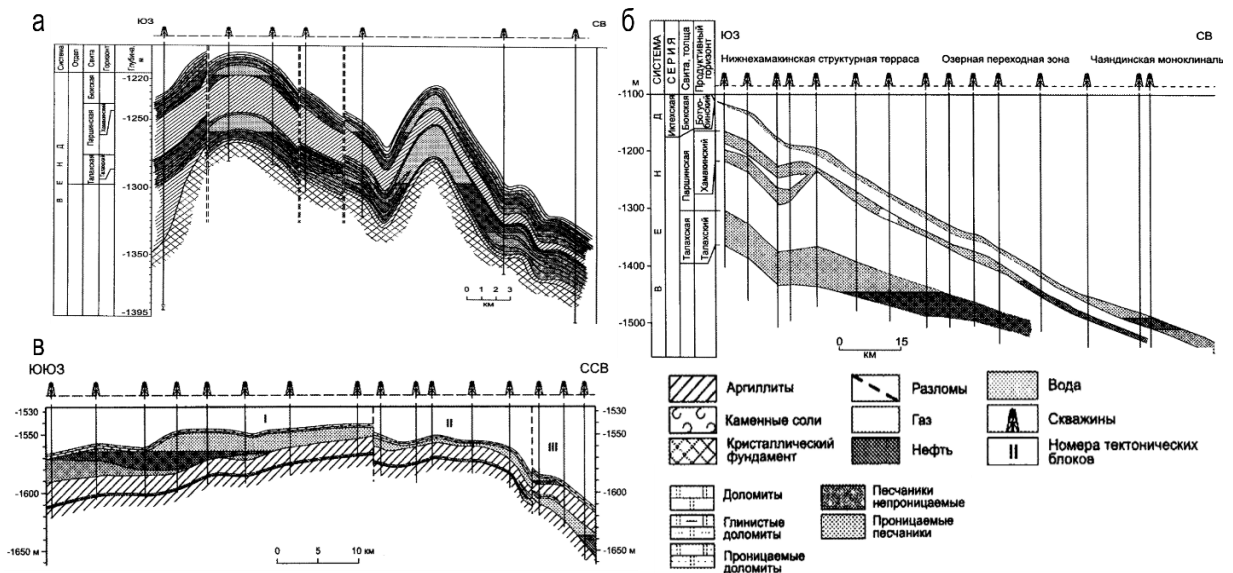


Рисунок 16 – Примеры ловушек южной части Сибирской платформы (а – Тымпучиканское месторождение; б – Чаяндинское месторождение; в – Среднеботуобинское месторождение) [146] (расположение месторождений см. Приложение Б)

Формирование таких ловушек в пределах южной части Сибирской платформы обусловлено воздыманием Байкало-Патомского нагорья, повлекшим за собой подъём краевой части платформы и, соответственно, структурообразование. В результате некогда глубоко погружённые древние терригенные толщи краевой части Сибирской платформы и связанные с ними песчаные пласты были подняты выше зон регионального выклинивания этих же пластов. Соответственно, залежи углеводородов из ловушек, первоначально приуроченных к зонам регионального выклинивания песчаных пластов, переформировались в ближайшие структурные ловушки.

Другим аргументом в пользу первоначального распространения ловушек структурно-литологического и литологического типов является приуроченность структурных ловушек УВ к территориям, претерпевшим более позднюю тектоническую перестройку. Так, инверсия краевой части платформы во время формирования Байкало-Патомского нагорья обусловила переформирование зон нефтегазонакопления, связанных с ловушками, приуроченными к зоне регионального выклинивания песчаных пластов.

Так как в формировании ловушек УВ Сибирской платформы большое значение имеет развитие коллектора, обеспечивающего литологический контроль границ ловушек, рассмотрим условия, обеспечивающие формирование поровых коллекторов в песчаных пластах, сформированных в период трансгрессии. Вероятно, основным условием как накопления песчаного материала, так и формирования коллектора является механизм осадконакопления. Последний зависит от угла регионального склона поверхности осадконакопления. Краевые моря начальной стадии формирования осадочного чехла характеризуются квазигоризонтальным осадконакоплением. Чем круче региональный склон, тем больше мощность формирующегося песчаного пласта. Коллекторы с улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами формируются в условиях повышенной гидродинамики, обеспечивающей вымывание тонких фракций осадка и улучшающей сортировку и окатанность песчаного материала. Подобные условия, по всей видимости, наиболее характерны для приподнятых блоков.

Формирование базальных песчаников связано с рельефом области сноса осадочного материала и происходило циклически в несколько этапов. Материал первого цикла поступал за счет сноса выветрелых пород кристаллического основания. Например, в пределах НБА песчаники первого цикла характеризуются слабой сортировкой и угловатостью зерен, что указывает на близость источника сноса. Осадочный материал последующих циклов формировался за счет размыва и переотложения предыдущих циклов. Переотложенные осадки могли перемещаться на значительные расстояния от первоначального источника, что обеспечивало их дополнительную переработку. Рециклирование осадочного материала сопровождалось улучшением его сортировки и окатанности зерен, а также изменением минерального состава – увеличением процентного содержания устойчивых минералов. Дальнейшее развитие бассейна протекало на фоне усиливающейся трансгрессии. Это приводило к затоплению ранее не затопленных участков палеосуши и вовлечению в седиментационный процесс новых источников сноса терригенного материала. В результате в бассейн поступали как свежие продукты выветривания, так и переотложенные осадки.

Учитывая унаследованность разрывных нарушений, можно предполагать, что и на предыдущих этапах геологического развития эти нарушения существовали и даже находили отражение в вещественном строении фундамента. По вещественному составу поверхности фундамента можно прогнозировать зоны нарушений. Это утверждение основано на том, что через зоны нарушений осуществляется внедрение интрузивных и излияние эффузивных пород. Геофизическим методом, который позволяет наиболее достоверно интерпретировать вещественный состав поверхности фундамента, является магнитометрия. Если в магнитном поле какой-то территории отмечаются линейные аномальные зоны, то, скорее всего, это зоны нарушений. Если сделанные предположения правильные, то на территории месторождений,

имеющих литологические и структурно-литологические ловушки УВ, должны фиксироваться аномалии магнитного поля. В наибольшей степени такие ловушки УВ характерны для южной части НБА. Анализ магнитного поля этой территории позволяет выделить несколько контрастных зон положительных аномалий. Например, в пределах южной части НБА коллекторы связаны с парфеновскими песчаниками, формирование которых происходило над приподнятыми участками осадконакопления, контролируемые перемещением отдельных блоков фундамента (Рисунок 17).

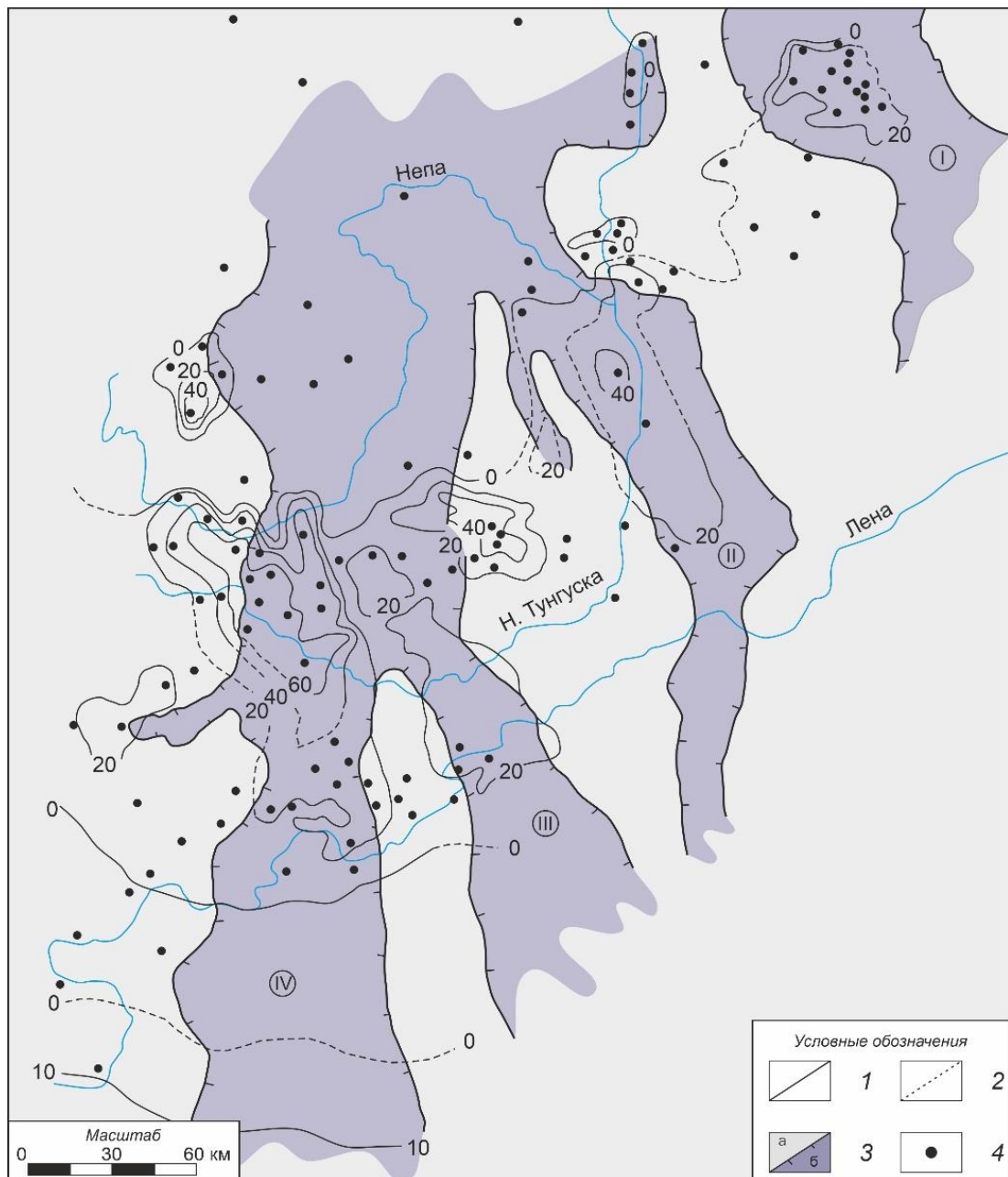


Рисунок 17 – Карта песчаности отложений базального комплекса южной части Непско-Ботубинской антеклизы [67]

Условные обозначения: 1 – линии равной песчаности достоверные; 2 – линии равной песчаности предполагаемые; 3 – границы зон аномалий наблюденного магнитного поля (а – отрицательных; б – положительных); 4 – скважины глубокого бурения.

2.5. Выводы по главе 2

Анализ строения и реконструкция условий формирования осадочного чехла Восточно-Европейской и Сибирской платформ позволили выделить три структурно-формационных комплекса (базальный, карбонатный и терригенный). Формирование комплексов происходило на различных этапах развития платформ. БСФК приурочен к рифтовым структурам, в то время как КСФК и ТСФК характерны для платформенной части разреза.

Углеводородный потенциал КС неоднороден как в вертикальном, так и в латеральном направлении. Необходимо отметить, что формирование УВ систем в пределах КС существенно отличается для верхнепротерозойских – рифтогенных (авлакогенных) и собственно платформенных частей разреза (палеозойско-мезозойских).

В условиях пассивной континентальной окраины в позднепротерозойское время формировалась большая часть осадочного чехла (Рисунок 12), с обильным накоплением осадочного материала, обогащённого ОВ (Таблица 1, Таблица 2). Последовательное достижение ОВ катагенетической зрелости обеспечивало волновую миграцию генерируемых углеводородов вверх по региональному склону КС платформы.

Краевые и предгорные прогибы (Рисунок 4) имеют меньшее значение для нефтегазоносности, поскольку обычно не содержат НГМП, достигших температур и глубин интенсивного нефтеобразования. Разломно-блоковая тектоника, приуроченная к заключительной части формирования КС, обуславливает переток части флюидов в линзы коллекторов краевого прогиба и образование небольших скоплений углеводородов. Примером могут служить выявленные месторождения в шарьяжно-надвиговых структурах Предверхожанского краевого прогиба: Усть-Вилуйское и Собо-Хаинское.

Особенностью Сибирской платформы является то, что отложения основной нефтегазоматеринской свиты – *куонамской* – на большей части платформы не достигли условий интенсивного нефтегазообразования [13]. Это объясняется небольшой глубиной залегания свиты и, как следствие, низкими значениями температур, необходимых для преобразования ОВ в нефть и газ. В связи с этим нефтегазовый потенциал Сибирской платформы существенно зависит от наличия и реализации генерационного потенциала более древних отложений, что само по себе является отдельным вопросом.

На юге Сибирской платформы выявлен ряд месторождений УВ, которые приурочены к литологическим и структурно-литологическим ловушкам. Залежи расположены вдоль зоны регионального выклинивания базальных песчаников (Рисунок 15) и над палеоподнятиями фундамента. При этом есть основания полагать, что поступление УВ-флюидов обусловлено их генерацией в НГМП, приуроченных к БСФК.

ГЛАВА 3 МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Региональный этап геологоразведочных работ сопряжен со значительными неопределенностями и рисками. Каждый из существующих методов прогноза ресурсов в условиях точечной, разнесенной на большие расстояния информации дает приблизительную оценку ресурсного потенциала.

Существующие методики прогнозирования ресурсов разработаны и хорошо зарекомендовали себя в молодых осадочных бассейнах, длительно развивающихся в спокойных геодинамических обстановках. В пределах данных бассейнов бурение на антиклинальные структуры отличается высоким коэффициентом успешности.

В то же время применение подобного подхода в пределах краевых систем с широким развитием древних осадочных отложений показывает неудовлетворительные результаты (выявленные структурные ловушки оказываются пустыми или содержат остаточные скопления углеводородов), что объясняется отсутствием надежной и универсальной методологии прогноза. Исключением, а не закономерностью является Волго-Уральская провинция (Уральская КС). Отложения *доманика*, накапливавшиеся в условиях платформенной стабилизации и генерировавшие углеводороды после завершения крупных тектонических процессов, обеспечили заполнение структурных ловушек (см. **3.3.3. Проявление внутриплитных деформаций до генерации и миграции УВ**).

Для сравнения приведены данные по количеству пробуренных поисковых скважин и открытых месторождений на 2016 г. в Тимано-Печорской и Лено-Тунгусской НГП: в первой пробурено около 600 скв., при этом открыто 286 месторождений углеводородного сырья; в пределах Восточной Сибири (Лено-Тунгусской НГП) открыто 135 месторождений при более чем 800 пробуренных поисковых скважинах [50]. Данная статистика свидетельствует об отсутствии надежной методологии, позволяющей выявлять неструктурные ловушки, широко распространенные на Сибирской платформе.

Применение комплексных методик повышает точность прогноза нефтегазоносности КС. В качестве основного метода предлагается применение историко-эволюционного анализа при прогнозе ресурсов краевых частей, в пределах которых особенно ощутимо влияние взаимодействия геотектонических процессов на нефтегазоносность осадочного чехла.

В работе применялась комплексная оценка ресурсов, основанная на отдельных составляющих объемно-генетического, бассейнового и историко-эволюционного анализа. Каждый из методов оценки прогнозных ресурсов имеет как достоинства, так и недостатки. При этом основополагающим является историко-эволюционный анализ, другие методы выступают в качестве вспомогательных.

3.1. Объемно-генетический анализ

Объемно-генетический метод опирается на осадочно-миграционную теорию нафтидогенеза Н.Б. Вассоевича [38]. Согласно этой теории, нефть и газ образуются из рассеянного органического вещества осадочных пород в ходе его погружения и, как следствие, его катагенетического преобразования. Масштабы и фазовый состав генерируемых углеводородов определяются типом исходного ОВ, его концентрацией и степенью термической зрелости. Большой вклад в разработку и популяризацию объемно-генетического метода внесли ученые ВНИГРИ под руководством С.Г. Неручева [119]. Ими были созданы балансовые модели преобразования ОВ различных генетических типов в катагенезе и обоснованы количественные коэффициенты генерации и эмиграции углеводородов.

Объемно-генетическая оценка ресурсного потенциала показывает максимально возможный объем прогнозных ресурсов углеводородов [131]. Ресурсы оцениваются от «источника», прослеживая путь от момента образования углеводородов в НГМП до их аккумуляции в конечных пунктах миграции (ловушках). Сущность метода заключается в:

- прогнозировании объемов генерации нефти и газа из материнских пород, основываясь на типе органического вещества, его концентрациях и катагенетической зрелости;
- расчете количества эмигрировавших углеводородов;
- учёте потерь при миграции;
- прогнозировании аккумуляции углеводородов в конечных пунктах миграции – ловушках.

Расчет опирается на современную степень катагенеза и не отвечает на вопрос, когда происходила генерация и существовали ли к этому моменту ловушки, способные принять и сохранить мигрирующие углеводороды. Таким образом, недостатком данного подхода выступает его «стационарность», вследствие которой углеводородная система рассматривается как устоявшаяся, а не с позиции взаимоотношений генерации, миграции и аккумуляции углеводородов и протекающих тектонических процессов.

Вторая проблема заключается в неопределенности расчетных коэффициентов. Метод эффективен в хорошо изученных районах. Поскольку коэффициенты генерации, эмиграции и аккумуляции получены эмпирически на основе обобщения данных по хорошо изученным бассейнам, то при перемножении коэффициентов их относительные погрешности складываются, и итоговая неопределённость может быть весьма значительной.

В пределах слабоизученных территорий отдельные составляющие объемно-генетического метода могут послужить основой оценки ресурсного потенциала территории. В условиях единичных данных геохимических исследований, отсутствия выделенных и хорошо

прослеживаемых коллекторских горизонтов и региональных покрывок можно получить укрупненные данные по объему генерации, эмиграции и аккумуляции углеводородов.

Формула расчета плотности генерации нефти (1):

$$q_{\text{н}}^{\text{ген}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{тп}} \cdot h_{\text{тп}} \cdot K_{\text{н}}^{\text{ген}} \cdot 10^6}{C_{\text{г}} \cdot M_{\text{ост}}}, \quad (1)$$

где

$q_{\text{н}}^{\text{ген}}$ – плотность генерации нефти, т/км²;

$K_{\text{н}}^{\text{ген}}$ – коэффициент генерации нефти, от исходной массы ОВ, доли ед.;

$C_{\text{орг}}$ – концентрация остаточного органического углерода в материнских породах, %;

$\rho_{\text{тп}}$ – плотность материнских пород, т/м³;

$h_{\text{тп}}$ – мощность материнских пород, м;

$C_{\text{г}}$ – концентрация углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, %;

$M_{\text{ост}}$ – остаточная масса ОВ, % от исходной массы.

Формула расчета плотности генерации газа (2):

$$q_{\text{г}}^{\text{ген}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{тп}} \cdot h_{\text{тп}} \cdot K_{\text{г}}^{\text{ген}} \cdot 10^9}{C_{\text{г}} \cdot M_{\text{ост}}}, \quad (2)$$

где

$q_{\text{г}}^{\text{ген}}$ – плотность генерации газа, м³/км²;

$K_{\text{г}}^{\text{ген}}$ – коэффициент генерации газа, от исходной массы ОВ, доли ед.

Количество углеводородов, образовавшихся в НГМП, определяется следующими формулами: для нефти (3) и для газа (4):

$$Q_{\text{н}}^{\text{ген}} = q_{\text{н}}^{\text{ген}} \cdot S, \quad (3)$$

где

$Q_{\text{н}}^{\text{ген}}$ – количество образовавшейся нефти, т;

S – площадь, км².

$$Q_{\text{г}}^{\text{ген}} = q_{\text{г}}^{\text{ген}} \cdot S, \quad (4)$$

где

$Q_{\text{г}}^{\text{ген}}$ – количество образовавшегося газа, м³.

Расчет плотности эмиграции нефти выполнялся по формуле (5):

$$q_{\text{н}}^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{тп}} \cdot h_{\text{тп}} \cdot K_{\text{н}}^{\text{ген}} \cdot K_{\text{н}}^{\text{эм}} \cdot 10^6}{C_{\text{г}} \cdot M_{\text{ост}}}, \quad (5)$$

где

$q_{\text{н}}^{\text{эм}}$ – плотность эмиграции нефти, т/км²;

$K_{\text{н}}^{\text{эм}}$ – коэффициент эмиграции нефти, доли ед.

Расчет плотности эмиграции газа выполнялся по формуле (6):

$$q_{\Gamma}^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{тп}} \cdot h_{\text{тп}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{ген}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{эм}} \cdot 10^9}{C_{\Gamma} \cdot M_{\text{ост}}}, \quad (6)$$

где

$q_{\Gamma}^{\text{эм}}$ – плотность эмиграции газа, м³/км²;

$K_{\Gamma}^{\text{эм}}$ – коэффициент эмиграции газа, доли ед.

Количество эмигрировавшей нефти определяется по формуле (7):

$$Q_{\text{н}}^{\text{эм}} = q_{\text{н}}^{\text{эм}} \cdot S, \quad (7)$$

где

$Q_{\text{н}}^{\text{эм}}$ – количество эмигрировавшей нефти из материнской породы, т.

Количество эмигрировавшего газа определяется по формуле (8):

$$Q_{\Gamma}^{\text{эм}} = q_{\Gamma}^{\text{эм}} \cdot S, \quad (8)$$

где

$Q_{\Gamma}^{\text{эм}}$ – количество эмигрировавшего газа из материнской породы, м³.

Оценка прогнозных ресурсов является наиболее уязвимым звеном в слабоизученных осадочных бассейнах и определяется по формуле для нефти (9):

$$Q_{\text{н}}^{\text{ак}} = q_{\text{н}}^{\text{эм}} \cdot S_{\text{сб}} \cdot K_{\text{ак}}, \quad (9)$$

где

$Q_{\text{н}}^{\text{ак}}$ – количество аккумулировавшейся в ловушках нефти, т;

$S_{\text{сб}}$ – нефтесборная площадь, км²;

$K_{\text{ак}}$ – коэффициент аккумуляции, обычно изменяется от 1-2% до 20%.

Соответственно, для газа количество определяется по следующей формуле (10):

$$Q_{\Gamma}^{\text{ак}} = q_{\Gamma}^{\text{эм}} \cdot S_{\text{сб}} \cdot K_{\text{ак}}, \quad (10)$$

где

$Q_{\Gamma}^{\text{ак}}$ – количество аккумулировавшегося в ловушках газа, м³.

Слабая изученность территории не позволяет применять более точные методы оценки аккумулировавшихся углеводородов, основанные на расчете миграционных потерь.

Ввиду отсутствия геохимических данных коэффициенты $K_{\text{н}}^{\text{ген}}$, $K_{\Gamma}^{\text{ген}}$, C_{Γ} , $M_{\text{ост}}$, $K_{\text{н}}^{\text{эм}}$ и $K_{\Gamma}^{\text{эм}}$, $K_{\text{ак}}$ приняты из обобщенных моделей для сапропелевого органического вещества, разработанных во ВНИГРИ [119].

Ввиду единичности и большой разнесённости в пространстве данных об НГМП для оценки масштабов и плотностей генерации использовалось стохастическое моделирование

методом Монте-Карло. Данный подход в условиях большой вариации параметров и высокой неопределённости позволил оценить величину генерации углеводородов докембрийскими НГМП.

Для оптимизации расчетов и максимальной автоматизации, а также сокращения количества ошибок реализован программный код с интерфейсом (программа электронно-вычислительной машины (ЭВМ)), позволяющий на основе стохастического моделирования проводить прогнозную оценку плотности генерации нефти и газа, объема генерируемых и аккумулированных углеводородов.

Интерфейс состоит из четырех элементов: основные параметры, оцифровка карт, объем аккумуляции, скорость миграции (Рисунок 18 а).

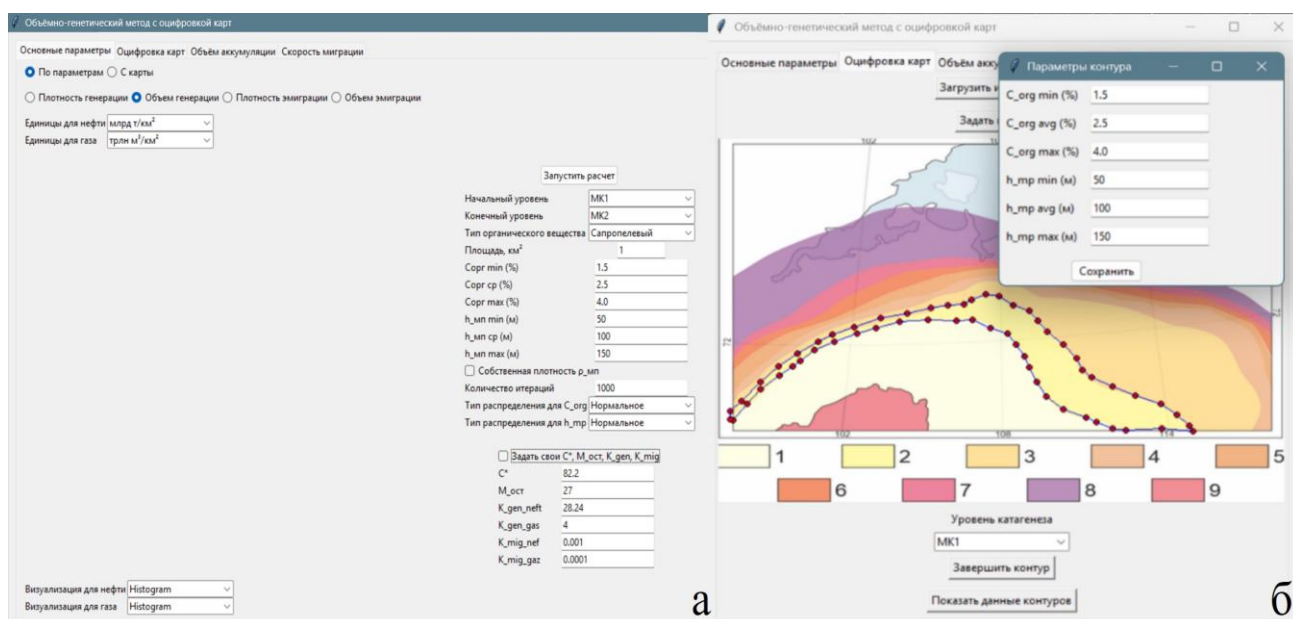


Рисунок 18 – Пример реализации интерфейса программы ЭВМ (а – основное меню; б – меню оцифровки карты и присвоения значений основным параметрам) (составлено автором)

Исходя из объема имеющейся информации алгоритм позволяет использовать как стандартные коэффициенты, так и собственные.

В зависимости от условий осадконакопления и достоверности (количества) априорных данных для каждого параметра задается свой тип распределения. Выбор закона распределения существенно влияет на результат вероятностной оценки. Например, нормальное распределение характерно для глубоководных обстановок с выдержанной мощностью пластов, обогащенных ОВ, где значения параметра стремятся к нормальному в результате «усредняющего» эффекта разнонаправленных факторов. Логнормальный тип распределения характерен для пластов с маломощными пропластками высокоуглеродистых формаций (черные сланцы). Равномерное распределение используется в условиях высокой неопределенности, когда нет оснований полагать, что какое-то значение внутри заданного диапазона более или менее вероятно. Форма

бета-распределения задается двумя параметрами, что позволяет гибко описывать реальные эмпирические данные.

В рамках программы реализована оцифровка карт по катагенетической зрелости с возможностью задавать концентрации органического вещества, изменение мощности нефтегазоматеринских пород внутри каждого контура. Это позволяет рассчитывать объём НГМП и массу содержащихся в них углеводородов отдельно для каждой зоны с учётом её катагенетической трансформации и, соответственно, степени реализации её генерационного потенциала. Данный подход повышает достоверность оценки прогнозных ресурсов по сравнению с использованием осредненных по всей территории параметров (Рисунок 18 б).

Конечным результатом моделирования является вероятностная оценка (P10, P50, P90) для заданных вариаций параметров с возможностью наглядного представления полученных значений (Рисунок 19).

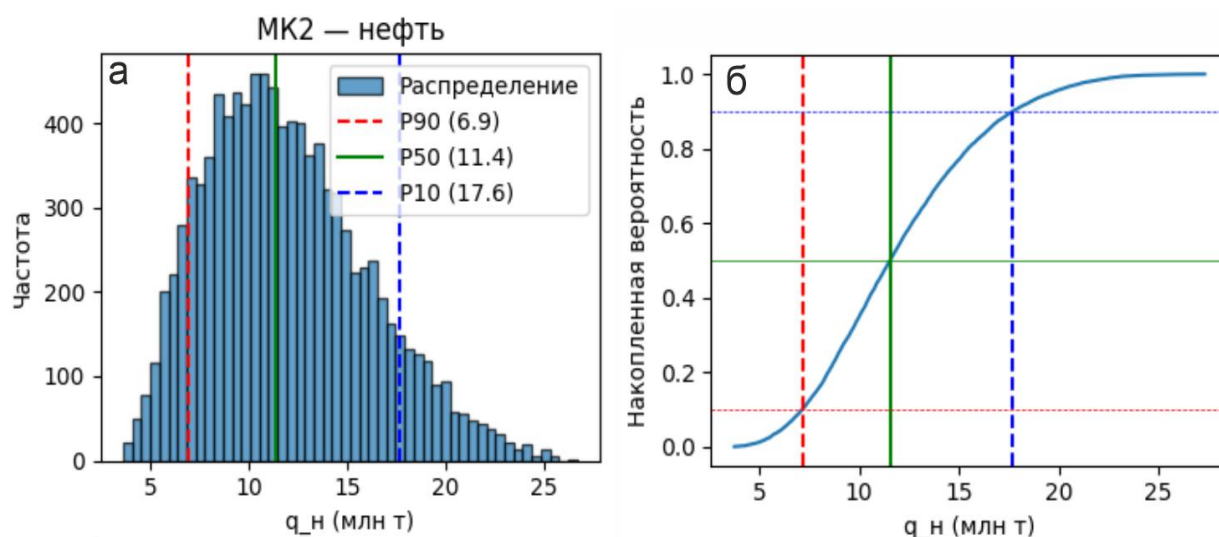


Рисунок 19 – Гистограмма распределения (а) и кумулятивная кривая (б) масштабов генерации жидких углеводородов (1000 итераций) при катагенетической зрелости исходной НГМП, отвечающей стадии МК₂ (составлено автором)

Несмотря на высокую неопределенность, подобный подход позволяет оценить диапазон объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов в условиях точечной (единичной) информации (результатов геохимических исследований). В пределах древних осадочных бассейнов существует еще одно ограничение, требующее учета и внимания, заключающееся в наличии катагенетических несогласий, фиксирующихся в рифейских осадочных отложениях [11, 13, 16]. Для выявления данных закономерностей учитывались результаты бассейнового моделирования.

3.2. Бассейновый анализ

Появление бассейнового анализа было бы невозможно без фундаментального сдвига в парадигме нефтегазовой геологии, произошедшего во второй половине XX века. Это связано с переходом от «простого» поиска ловушек к пониманию всего комплекса процессов, необходимых для формирования месторождений. Месторождение стало рассматриваться как закономерный результат эволюции осадочного бассейна. Ключевой стала концепция нефтегазовой системы [212].

В настоящее время бассейновый анализ является основополагающим методом прогноза ресурсов углеводородов [181]. Основы бассейнового анализа заложены в начале 50-х годов прошлого столетия И.О. Бродом и Н.А. Еременко. Позже их идеи развили В.Е. Хаин, Н.Б. Вассоевич и ряд других исследователей [61]. В отечественной геологической школе анализ формировался как метод изучения крупных осадочных бассейнов, ориентированный прежде всего на выявление закономерностей их строения, тектонической эволюции, условий осадконакопления и распределения нефтегазоносности.

Зарубежная трактовка бассейнового анализа несколько отличалась от трактовки отечественной школы. За рубежом метод получил широкое распространение в конце XX в. [191] и во многом базируется на численном моделировании углеводородных систем. На практике это означает возможность построения детальных карт палеотемператур и степени катагенеза органического вещества, количественной оценки объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов, а также визуализации путей их миграции и аккумуляции во времени.

Широкое применение программных комплексов (таких как PetroMod, Temis, МОБиУС, Terramod, KronosFlow и др.), основанных на принципах бассейнового моделирования, позволило геологам-нефтяникам автоматизировать процесс. Универсальность расчетов с большой вариативностью данных и их наглядной визуализацией позволила не только повысить точность ресурсной оценки, но и во многом упростить данный процесс.

Обладая широким спектром инструментов для построения как одномерных моделей, так и более сложных двумерных и трехмерных расчетов, методика бассейнового анализа обеспечивает интеграцию большого объема геологической, геохимической и геофизической информации. Однако, как и в случае с объемно-генетическим методом, подсчет аккумулировавшихся в ловушках углеводородов выступает слабым звеном.

Развитие многих направлений региональной и нефтяной геологии существенно повлияло на методологию и технологию бассейнового анализа, учитывающего возможности и следствия применения как геосинклинальной модели развития земной коры, так и тектоники литосферных плит, базирующейся на реконструкциях перемещений континентов. Это позволило внедрить более точные и разнообразные методы исследований [224].

Несмотря на значительные успехи в развитии методологии, существуют очевидные ограничения. Одним из ключевых недостатков является то, что метод фокусируется преимущественно на седиментационных процессах и не в полной мере учитывает геодинамические закономерности. Нефтегазоносность определяется не только условиями осадконакопления и последующего погружения пород, но и тектоническими процессами, контролирующими направления и масштабы миграции УВ, условия их аккумуляции, а также степень сохранности сформировавшихся залежей. Стремление к унификации расчетов для геологических обстановок разной степени сложности неизбежно ведет к допущениям, которые могут критически исказить результат.

Данный подход хорошо зарекомендовал себя применительно к молодым осадочным бассейнам. В то же время краевые системы не до конца вписываются в бассейновый анализ. Наличие нескольких типов осадочных бассейнов (Рисунок 20), не совпадающих в пространстве и развивавшихся на различных этапах геотектонической эволюции региона, существенно ограничивает возможности моделирования.

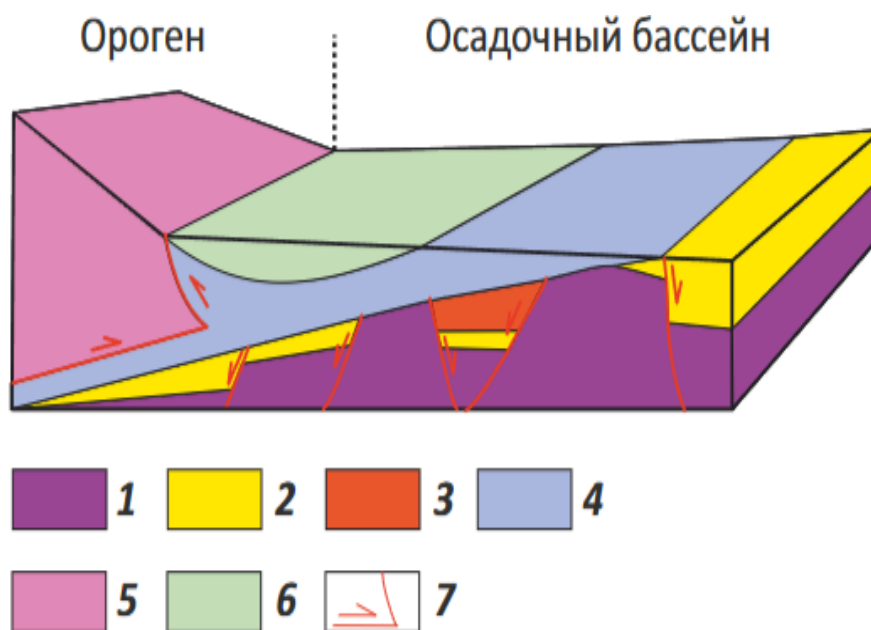


Рисунок 20 – Блок-схема, иллюстрирующая взаимоотношения толщ, сформированных в различных бассейнах седиментации, на современной границе осадочного бассейна и орогена (на примере Предверхоянского прогиба) [114]

Условные обозначения: 1 – кристаллический фундамент; 2 – предрифтовый осадочный комплекс (венд – кембрий Сибирской платформы), внутрикратонный бассейн седиментации; 3 – синрифтовый комплекс (девон-карбон), рифтогенный бассейн седиментации; 4 – пострифтовый комплекс (верхоянский, карбон-юра), пассивно-окраинный бассейн седиментации; 5 – метаморфизованные и дислоцированные породы предыдущих трех бассейнов седиментации; 6 – молассовый син- и постскладчатый комплекс (мел-неоген), надклинный и предскладчатый бассейны седиментации; 7 – разрывы с указанием направления кинематики.

Ключевая роль отводится воссозданию тепловой истории региона (геотермическим условиям [136]), а также установлению мощности размытых отложений. С широким развитием рифейских отложений, стратификация которых в большинстве случаев затруднена, при этом временные рамки в значительной степени размыты, а наиболее полные разрезы, заполняющие передовые зоны платформы либо деформированы наложенными коллизионными процессами, либо не охарактеризованы глубоким бурением, существенно ограничивают методы бассейнового анализа.

В классическом понимании бассейнового анализа геотектонические процессы играют важную, хоть и опосредованную роль. Основной единицей метода выступает осадочный бассейн, который не в полной мере отражает строение, например, краевых зон. Во времени объем таких областей существенно неоднороден [169]. Передовые, наиболее погруженные зоны пассивной окраины существенно деформируются в результате коллизионных процессов и, как правило, не рассматриваются при моделировании современной структуры бассейна. Тем не менее именно эти зоны в прошлом могли выступать очагами нефте- и газогенерации. Благоприятные для накопления ОБ обстановки седиментации и значительные глубины погружения обеспечивали последовательное достижение катагенетической зрелости НГМП.

Ф.А. Мигурский предлагает использовать уточненный термин – «бассейны седиментации» [114], который определяется как *«область (или регион) длительного опускания поверхности Земли, существовавшая или существующая сложнопостроенная преимущественно аккумулятивная система, частично открытая для воздействия внешних факторов и в то же время развивающаяся (развивавшаяся) в строгом соответствии с ее геодинамической позицией»*.

Таким образом, бассейновый анализ остается важным инструментом в нефтегазовой геологии. Он обеспечивает комплексный подход к изучению осадочных бассейнов, интегрируя большой объем разнообразной геологической, геохимической и геофизической информации [189]. Вместе с тем применение стандартизированных алгоритмов нередко приводит к чрезмерному упрощению геологических процессов. При дефиците исходных данных или ошибках калибровки возникает риск получения математически точных, но геологически несостоятельных результатов. Серьезной проблемой остается и неоднозначность интерпретации исходных данных. Например, современные показатели катагенеза могут быть воспроизведены при различных сочетаниях палеотеплового потока и мощностей размытых отложений. Такие сочетания дают существенно различающиеся оценки времени генерации УВ.

3.3. Историко-эволюционный анализ

При моделировании эволюции краевых зон необходимо реконструировать не только историю геологического развития осадочного чехла, но и характер взаимодействия с соседними тектоническими структурами. На отдельных стадиях развития палеобассейна складывались благоприятные сочетания геологических, геохимических и термобарических условий, которые контролировали процессы генерации нефти и газа, их миграцию и перераспределение.

Историко-эволюционный подход опирается на последовательное прослеживание во времени геодинамических обстановок, которые приводили к приращению осадочного чехла, а также выявление благоприятных условий возникновения, переформирования и разрушения углеводородных систем. Осадочный чехол и нефтегазоносность выступают следствием сложного взаимодействия тектонических событий.

В зависимости от соотношения во времени процессов нефтегазообразования, миграции углеводородов и последующих деформаций можно выделить три сценария:

- внутриплитные деформации совпадают с активной фазой миграции углеводородов, вследствие чего происходит их рассеивание и вынос за пределы осадочного чехла, что препятствует формированию крупных залежей;

- нефтегазообразование и миграция предшествуют внутриплитным деформациям. В таком случае углеводороды успевают мигрировать вверх по региональному склону, достигая наиболее отдаленных участков, слабо охваченных дренированием. При этом формируется новая система антиклинальных ловушек, а предыдущая сохраняется как литологическая или структурно-литологическая. Это создает сложную «мозаику» ловушек разного типа и возраста;

- созревание органического вещества осуществляется в постколлизивную стадию (в условиях платформенной стабилизации). В таком случае нефтегазоносность будет определяться исключительно наличием надежных флюидоупоров, высокими концентрациями органического вещества в нефтегазоматеринских породах и их глубинами погружения.

Сценарии характеризуются своими собственными тектоническими и термодинамическими условиями, контролирующими особенности генерации, миграции и сохранности сформированных залежей. При этом в пределах одной КС может проявляться комбинация двух или даже трёх сценариев при наличии нескольких разновозрастных углеводородных систем с сингенетичными НГМП. В таких случаях оценку перспектив нефтегазоносности необходимо проводить отдельно для каждой углеводородной системы с учетом ее положения на каждом этапе эволюции.

Последовательно рассмотрим каждый из перечисленных сценариев на примерах краевых систем Восточно-Европейской и Сибирской платформ.

3.3.1. Проявление внутриплитных деформаций во время активной фазы генерации и миграции УВ

Такая ситуация характерна для Мезенской синеклизы (Рисунок 21). Большинство исследователей сходится во мнении, что регион обладает незначительным ресурсным потенциалом. Для понимания причин таких прогнозов необходимо реконструировать историю геологического развития с акцентом на геотектонические аспекты.

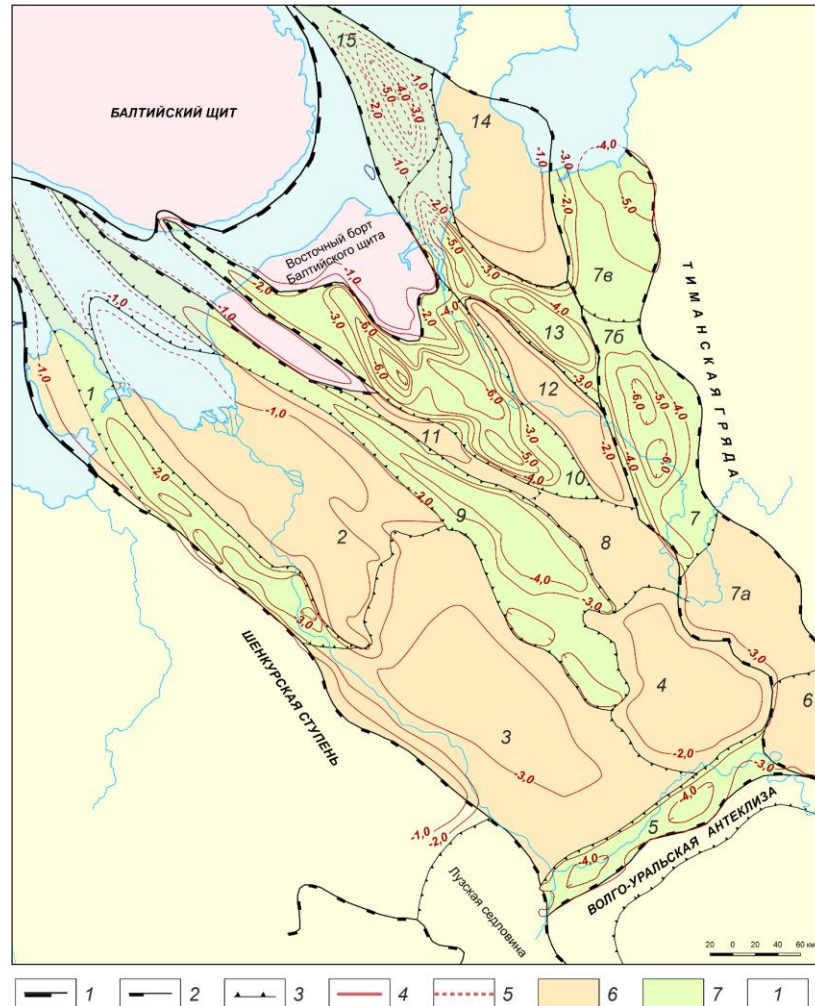


Рисунок 21 – Структурная карта по подошве рифейского комплекса [125]

Условные обозначения: 1 – тектонические границы надпорядковых структур; 2 – тектонические границы структур первого порядка; 3 – тектонические границы структур второго порядка; 4 – изогипсы подошвы рифейских отложений на суше; 5 – изогипсы подошвы рифейских отложений на море; 6 – поднятия; 7 – впадины; 8 – подписи структур (1 – Кандалакшско-Двинский линейный прогиб; 2 – Архангельский выступ; 3 – Пинежская седловина; 4 – Вашкинский свод; 5 – Котласский линейный прогиб; 6 – Вычегодский прогиб; 7 – Предтиманский прогиб (7а – Вымская впадина; 7б – Восточно-Сафоновский прогиб; 7в – Пешская впадина); 8 – Мезенско-Вашкинская седловина; 9 – Керецко-Пинежский прогиб; 10 – Лешуконский прогиб; 11 – Полтинско-Ежугский вал; 12 – Мезенский вал; 13 – Сафоновский прогиб; 14 – Несско-Тылугский выступ; 15 – Понойская котловина).

Сейсморазведочные работы выявили значительные глубины погружения кристаллического фундамента и наличие серии рифтов (авлакогенов) рифейского возраста. Мощность осадочного чехла рифтовых структур составляет 3-5 км; по аналогии с разрезами скважин и естественных обнажений рифты заполнены породами среднего – верхнего рифея и венда – кембрия. Геологический возраст этих пластов в основании рифтов на суше неизвестен, но, вероятно, древнее среднего рифея. Осадочное заполнение рифтов сложено тремя тектоно-осадочными элементами: синрифтовым, пострифтовым и плитным (Рисунок 22).

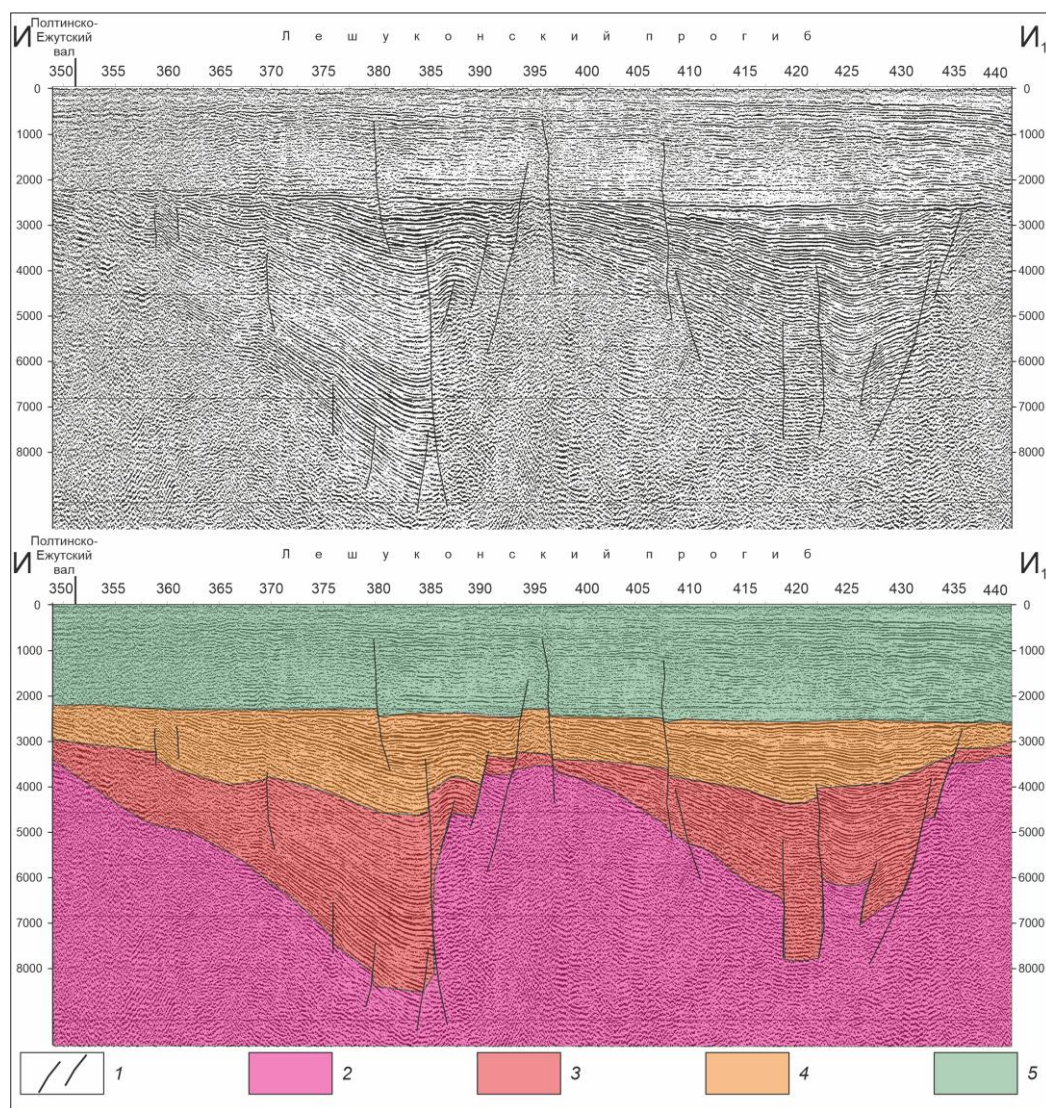


Рисунок 22 – Фрагмент регионального профиля по линии И-И1 [219]

Условные обозначения: 1 – разрывные нарушения; 2 – породы фундамента; 3 – синрифтовый комплекс; 4 – пострифтовый комплекс; 5 – плитный комплекс.

Рассмотрим особенности геологической эволюции Мезенской синеклизы. Самый первый этап – неоархейский. В это время формировалась ранняя гранитоидная кора Кольского и Карельского массивов [186], а также метаморфических поясов. Далее во время палеопротерозойского этапа произошло формирование подвижного пояса и карелид.

На средне-позднерифейском этапе активно проявился континентальный рифтогенез, вызванный распадом суперконтинента Палеопангеи [6] и формированием восточной пассивной континентальной окраины ВЕП [22]. В результате в краевой части платформы накапливались преимущественно глинистые сероцветные отложения морского генезиса.

Распад суперконтинента нашел свое отражение не только в пределах Мезенской синеклизы. Схожие по структуре, форме, времени и осадочному заполнению рифтовые структуры наблюдаются в краевых частях Сибирской платформы, например, в Сетте-Дабанской краевой системе, в структуре которой выделяется Усть-Майская рифтовая зона (Рисунок 12).

Преимущественно глинистый состав рифейских отложений в пределах Кандалакшско-Двинской (Рисунок 23) и Котласской рифтовых систем свидетельствует о том, что в среднерифейское время на данной территории существовал неглубокий шельфовый морской бассейн со слабой гидродинамической активностью [71]. По всей видимости, данные рифтовые системы обусловили ускоренное прогибание ограниченного ими блока фундамента и тем самым обеспечили формирование Мезенской синеклизы.

Отсутствие на рассматриваемой территории отложений нижнего венда, по-видимому, объясняется поднятием кратона либо эвстатическим понижением уровня моря в начале венда. Вероятно, именно на этом этапе происходила коллизия ВЕП и Печорского блока [222]. В области Балтийского щита и Волго-Уральской антеклизы надвигающийся Печорский блок встречал жесткие упоры. На этих участках Западно-Тиманский разлом [172] совпадает с Центрально-Тиманским [103]. Там, где кристаллический цоколь был менее прочным, происходило надвигание Печорского блока на ВЕП. Амплитуда надвига достигает 70 км.

Под действием надвинутой толщи отложений Печорского блока участок коллизионной зоны, соответствующий территории Мезенской синеклизы, резко изгибается (Рисунок 24).

Необходимо отметить, что участок оказался обособлен от основного поля кратона рифтовыми зонами, что привело к снижению его упругих свойств. Под влиянием изгиба формируется несколько тектонических клиньев (горстов), среди которых Мезенский и Полтинско-Ежугский, для которых характерна максимальная амплитуда поднятия. Рифейские отложения, вскрытые в скв. Усть-Няфтинской и скв. Средне-Няфтинской вблизи Мезенского выступа, сложены в основном глинистыми породами и не содержат признаков, указывающих на существование местного источника сноса. Это не подтверждает гипотезу о формировании Мезенского выступа до коллизии. Приподнятые участки подвергались интенсивной эрозии. Формирование песчаников *уфтыгской* свиты происходило за счет размыва подстилающих толщ, на что указывает повышенное содержание кварца, как минерала наиболее устойчивого к разрушению. Пелитовая фракция размываемых отложений преимущественно выносилась за пределы изучаемой территории.

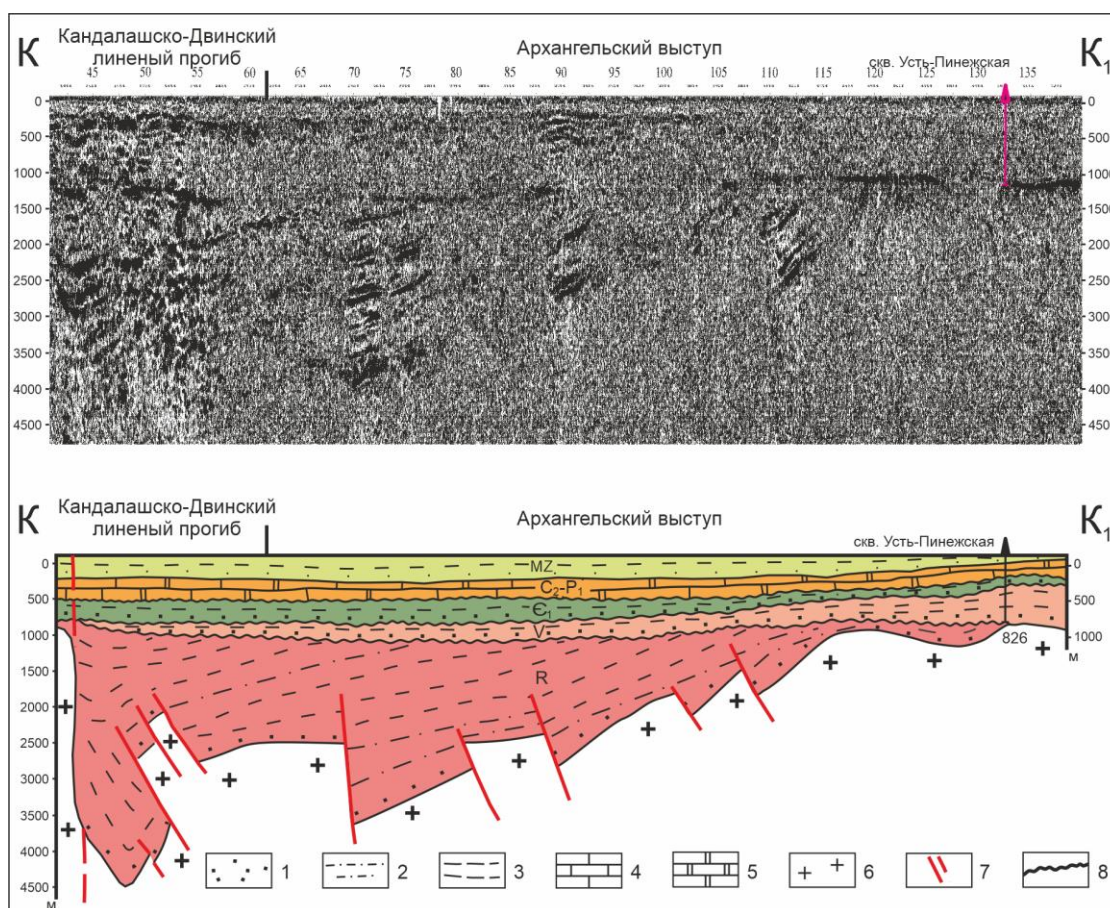


Рисунок 23 – Глубинный сейсмический разрез по линии К-К₁ [219]

Условные обозначения: 1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – породы фундамента; 7 – тектонические нарушения; 8 – стратиграфические несогласия.

На вопрос о том, размывалась ли кровля рифейских отложений и насколько в период коллизии, можно ответить исходя из анализа разницы плотностей рифейских и вендских отложений. По материалам скважин, расположенных в различных, достаточно удаленных друг от друга участках, видно, что рифейские отложения имеют одинаковую плотность, равную $2,7 \text{ г/см}^3$, как в Лешуконской впадине (скв. Усть-Няфта-1), так и в Вычегодском прогибе (скв. Серегово-1). Отсюда можно сделать вывод, что смыв осадка был по всей изучаемой территории (плоскостной). Разница в плотности между вендскими ($2,5 \text{ г/см}^3$) и рифейскими ($2,7 \text{ г/см}^3$) отложениями составляет $0,2 \text{ г/см}^3$. Это достаточно большое расхождение. Если судить по изменениям плотности вендских отложений вверх по разрезу, то получается, что размыво больше 1 км отложений.

Дальнейшее накопление осадков в вендское время протекало в обстановках мелководного морского бассейна, периодически подвергавшегося осушению. Присутствие пестроцветных пород свидетельствует о поступлении терригенного материала, вероятно, из внешних приподнятых структур [71]. Для вендских отложений свойственны внутриформационные размывы.

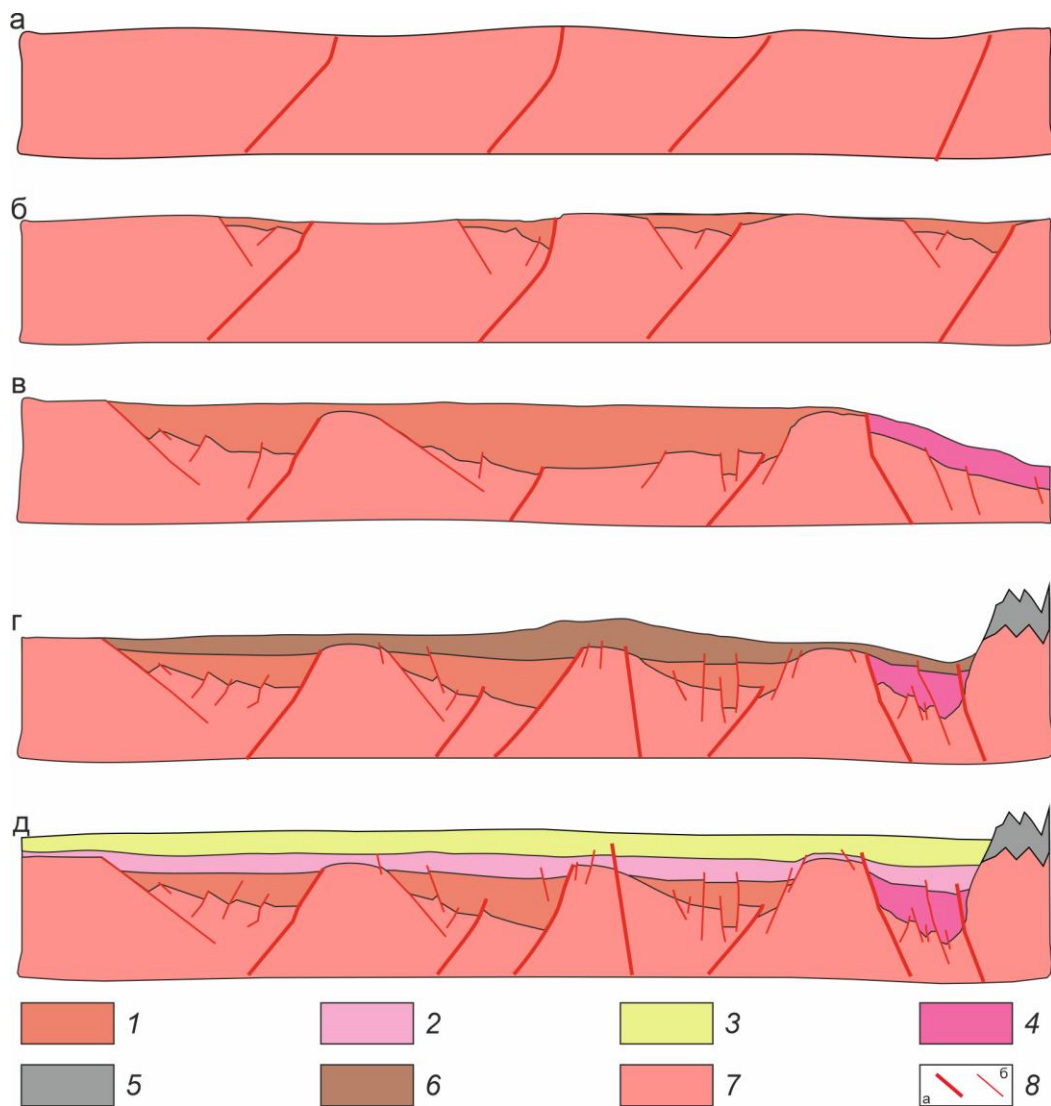


Рисунок 24 – Схема эволюции северо-восточной окраины ВЕП [219]

Условные обозначения: 1 – рифтовый комплекс; 2 – синрифтовый комплекс; 3-4 – платформенный комплекс (3 – отложения венда; 4 – отложения фанерозоя); 5 – комплекс пассивной континентальной окраины; 6 – складчатое сооружение Тимана; 7 – размытые отложения; 8 – породы фундамента; 9 – разрывные нарушения (а – главные; б – второстепенные); 10 – этапы геологической эволюции (а – ранний рифей; б – начало среднего рифея; в – ранний венд; г – конец мезозоя).

Таким образом, Тиманское сооружение следует рассматривать как зону орогена, возникшую на месте бывшей пассивной континентальной окраины в результате столкновения ее с активной окраиной Печорского блока. Рифейские отложения, накапливавшиеся в пределах шельфа, континентального склона и континентального подножия, были деформированы и частично метаморфизованы в результате надвигания вулканической дуги и по образовавшимся пологим надвигам смещены в направлении ВЕП. Современная структура Тиманского сооружения включает серию надвиговых тектонических чешуй, частично перекрывающих краевые впадины Мезенской синеклизы.

В кембрии, видимо, осадки накапливались на локальных участках, которые размывались последующими трансгрессиями. В ордовикский период платформа, вероятно, занимала приподнятую позицию над уровнем моря. Осадконакопление возобновилось в девонское время вследствие реактивации рифтовых процессов [106] с преобладающим континентальным режимом осадконакопления [183].

В карбоне наблюдалась мощная трансгрессия, которая полностью охватывала платформу. В это время осадконакопление происходило в спокойных умеренно глубоководных условиях, в результате чего накапливались мощные карбонатные толщи. В кунгурское время происходит максимальное обмеление морского бассейна, о чем свидетельствуют эвапориты (ангидрит, галит). Вероятно, отдельные участки территории подверглись процессам гипергенеза. В дальнейшем до конца пермского периода усиливается трансгрессия морского бассейна, сопровождающаяся появлением новых внешних источников сноса терригенного материала, что обусловило терригенно-карбонатный состав осадков.

В триасе произошло воздымание территории, о чем свидетельствует накопление регрессивного ряда отложений. В юрское время морское осадконакопление сменилось континентальным. В последующем территория, находившаяся выше уровня Мирового океана, подвергалась размыву.

Проследив особенности геологической эволюции, рассмотрим особенности нефтегазогенерации. Для скв. Средне-Няфтинская 21 (Рисунок 25) выполнены палеотемпературные реконструкции, по результатам которых можно сделать следующие выводы. Максимальный прогрев среднерифейских отложений достигнут еще в рифейское время за счёт последовательного погружения и более интенсивного, чем на дальнейших этапах геологического развития, теплового потока. В отложениях *пезской* свиты катагенез ОВ находится на стадии МК₄₋₅ – АК₂₋₃. В вышележащих отложениях *сафоновской* серии катагенез ОВ находится на стадии МК₄₋₅. В целом в рифейских отложениях органическое вещество характеризуется высокой степенью катагенетической преобразованности, что не соответствует современным глубинам погружения, свидетельствуя о наличии катагенетического несогласия, характерного для рифейских инверсированных авлакогенов древних платформ [16]. Происходившее в палеозое и мезозое погружение осадочной толщи не компенсировало мощность размывов пород, и, соответственно, температуры не достигли прежних максимальных значений.

Таким образом, столкновение ВЕП и Печорского блока пришлось на период активной генерации и миграции углеводородов. Коллизия привела к дренированию краевой части. В результате углеводороды не успели переместиться в отдаленные участки краевой системы, что привело к миграции флюидов по зонам разрывных нарушений в верхние горизонты осадочного чехла и за его пределы.

Отрицательную роль сыграл сопровождавший коллизию размыв рифейских отложений. Это подтверждается преобразованностью органического вещества (Рисунок 25).

В перекрывающих осадках палеозойского и мезозойского комплексов в условиях инфильтрационного режима водообмена при отсутствии собственного генерационного потенциала [105] и достижении пика генерации докембрийской части разреза еще в рифейское время отсутствуют предпосылки открытия залежей углеводородов.

Таким образом, контакт ВЕП с Печорским блоком во время активной фазы миграции и аккумуляции углеводородов и значительная по величине эрозия во многом предопределили судьбу нефтегазоносности региона.

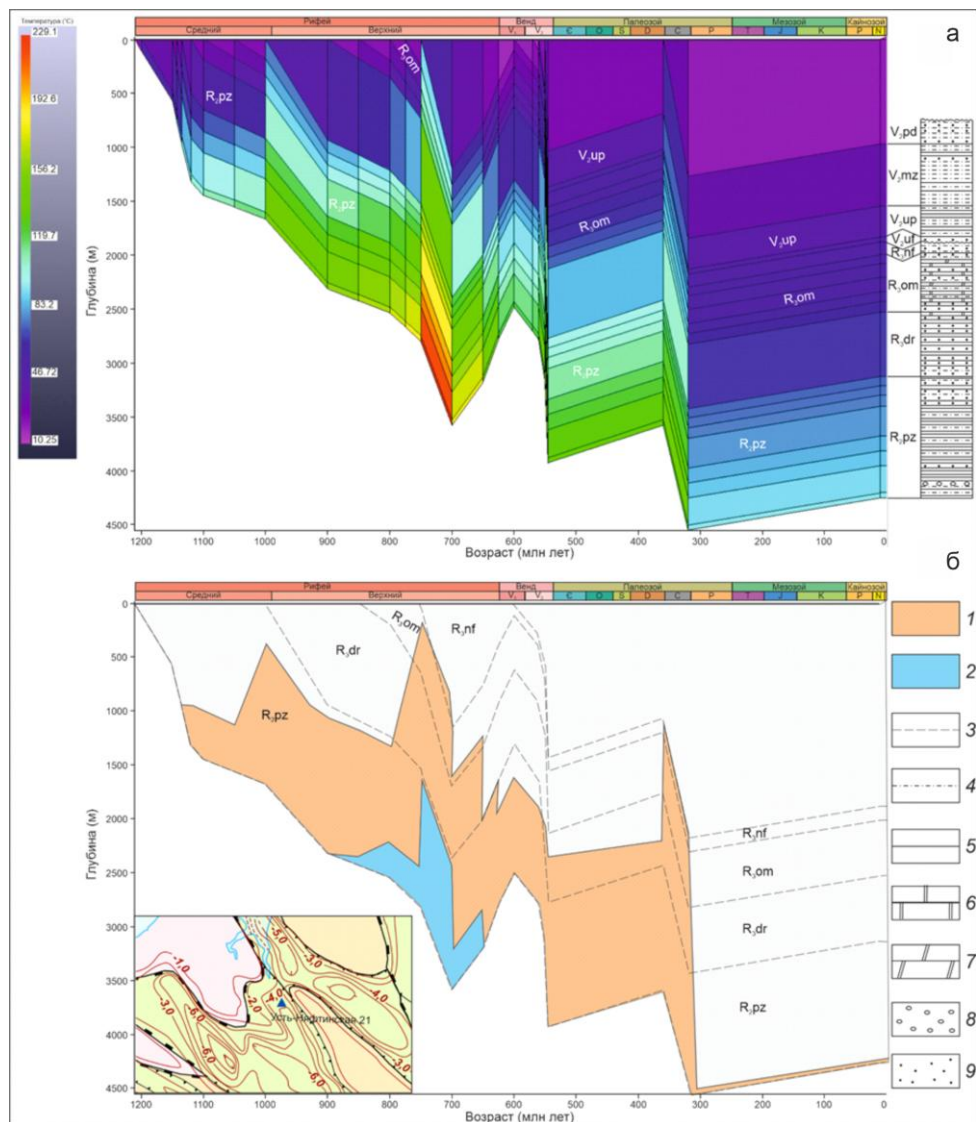


Рисунок 25 – Расчетные палеотемпературы (а) и зональность нефтегазообразования (б) по скважине Средне-Няфтинская 21 [125]

Условные обозначения: 1 – зона нефтеобразования; 2 – зона газообразования; 3 – подошва отложений; 4 – алевролит; 5 – аргиллит; 6 – доломит; 7 – мергель; 8 – конгломерат; 9 – песчаник.

3.3.2. Проявление внутриплитных деформаций после миграции УВ

При проявлении внутриплитных деформаций после активной фазы миграции и аккумуляции углеводородов нефтегазоносность будет определяться наличием надежных флюидопоров, а также величиной размыва верхних горизонтов осадочного чехла.

Углеводороды успевают мигрировать в наиболее отдаленные участки краевой системы, в результате чего преобладает латеральная миграция флюидов. Такая ситуация свойственна для Сетте-Дабанской КС.

В геотектонической истории юго-восточной части Сибирской платформы можно выделить несколько основных этапов. В палеопротерозое Сибирская платформа сформировалась как единая консолидированная структура [205]. В состав кратона вошли Тунгусская, Анабарская, Оленекская, Алданская и Становая тектонические провинции (супертеррейны).

До неопротерозоя платформа входила в состав единого суперконтинента [45, 209]. Начиная с этого времени, получили развитие рифтогенные процессы, сопровождавшиеся заложением системы авлакогенов и обособлением пассивной континентальной окраины. В дальнейшем зафиксирована активизация рифтовых зон, выразившаяся в обновлении тектонических движений [26].

В предвендское время территория подверглась интенсивной денудации, охватившей различные стратиграфические горизонты рифейского разреза. Мощность эродированных отложений могла достигать 5 км [52].

В венде произошла обширная трансгрессия, охватившая большую часть Сибирского палеоконтинента. В результате образовалась карбонатная платформа. Осадконакопление продолжалось до девона. Однако отложения данного этапа геологического развития были существенно эродированы.

На заключительном этапе в киммерийскую эпоху складчатости окончательно сформировался структурный план территории с Предверхоянским краевым прогибом и складчато-надвиговыми дислокациями.

В пределах Сетте-Дабанской КС (Алдано-Майская впадина) органическое вещество рифейских нефтегазоматеринских свит в наиболее погруженных частях находится на высоких стадиях катагенетической преобразованности (Рисунок 26 а). Отложения рифейского возраста достигли температур нефтегазообразования уже в вендское время [117], а учитывая величину размыва рифейских отложений (Рисунок 26 г), которая могла достигать нескольких километров, можно предположить, что генерация углеводородов началась еще в рифейское время. Пик нефтегазообразования и миграции мог приходиться на девонско-каменноугольный этап [118].

В киммерийскую эпоху складчатости происходит формирование Верхояно-Колымской СО [175]. В результате часть платформы испытала внутриплитные деформации, что привело к

переформированию структурного плана региона. Как следствие, ловушки предыдущей генерации либо разрушились, либо переформировались из структурных в литологические и структурно-литологические. При этом сформировалась новая система структурных ловушек. Отсутствие надежных флюидоупоров и значительный эрозионный срез негативно сказались на нефтегазоносности данного региона. Потенциальные скопления связывают с зонами эрозионного срезания коллекторов рифейского возраста и базальными горизонтами венда [52].

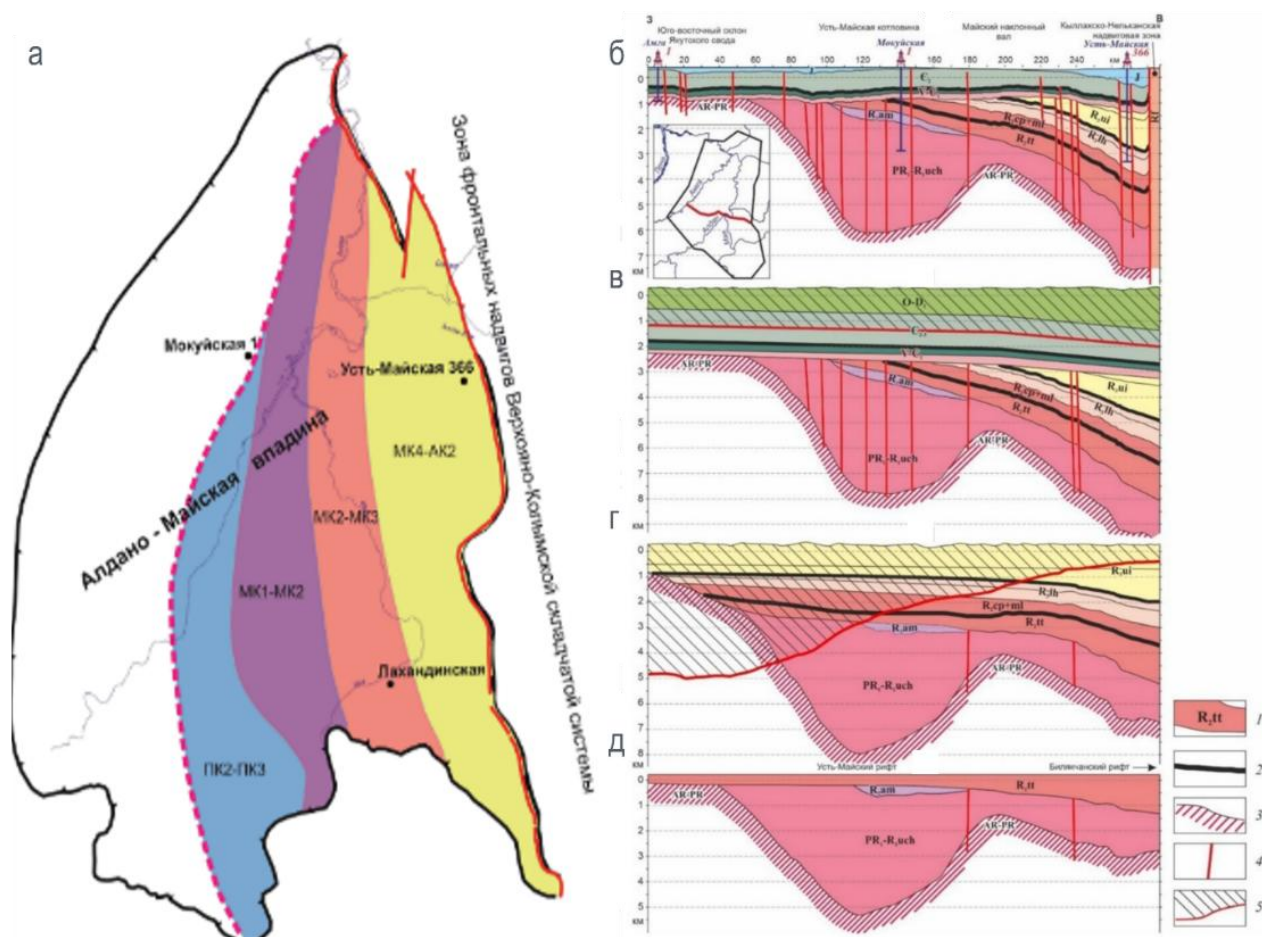


Рисунок 26 – Геологическое строение Алдано-Майской впадины (а – схематическая карта катагенеза ОВ в малгинском НГМГ [117]; б – современный разрез по субширотному композитному сейсмическому профилю; в – на конец раннего девона (~393 млн лет); г – на конец формирования усть-кирбинской свиты (~680 млн лет); д – на начало формирования малгинской свиты (~1000 млн лет)) [52]

Условные обозначения: 1 – сейсмогеологические комплексы и их индексы (PR₁-R₁uch – нижнепротерозойско-учурский, R₂am – аимчанский, R₂tt – тоттинский, R₂cr+ml – малгинско-ципандинский, R₃lh – лахандинский, R₃ui – уйский, V-C₁ – венд-нижнекембрийский, C₂₋₃ – средне-верхнекембрийский, O-D₁ – ордовикско-нижнедевонский, J – юрский); 2 – нефтегазоматеринские горизонты; 3 – породы фундамента; 4 – разломы; 5 – размытые отложения.

3.3.3. Проявление внутриплитных деформаций до генерации и миграции УВ

По данному сценарию происходило заполнение ловушек углеводородов, сгенерированных и эмигрировавших из главной нефтегазоматеринской формации девонского возраста Восточно-Европейской платформы – *доманика*. При этом реализация генерационного потенциала более ранними, в том числе докембрийскими, НГМП протекала в других геодинамических обстановках.

Глубина залегания фундамента в пределах восточной части ВЕП изменяется от 1,6 км на Коми-Пермяцком выступе [173] и до более 15 км в пределах Благовещенской впадины [81]. Глубина погружения возрастает в направлении с северо-запада на юго-восток.

В геологической истории региона можно отметить несколько ключевых этапов. На архей-раннепротерозойском этапе происходит становление фундамента как части ВЕП [43]. Далее в позднем протерозое произошло формирование рифтовой системы Восточно-Европейской платформы [182], в восточной части которой возникла пассивная континентальная окраина (Рисунок 27 А).

Столкновение ВЕП с Печорским блоком нашло своё отражение в пределах Уральской краевой системы, связанное с формированием Тиманского складчатого пояса. Большая часть территории Волго-Уральской НГП с конца венда по девон занимала приподнятое положение относительно уровня моря. При этом на Среднем Урале с ордовика происходит раскрытие Уральского палеоокеана [156].

В девонское время островные дуги и микроконтиненты [188] сталкиваются с восточной окраиной ВЕП, деформируя край платформы. При этом наблюдается трансгрессия моря. В мелководно-морских условиях со слабым гидродинамическим обменом в условиях теплого и достаточно влажного климата формируются доманиковые отложения.

Следующее крупное событие связано с формированием суперконтинента Пангеи, в результате чего в пермское время в передовой части ВЕП формируется Предуральский краевой прогиб. В его пределах в кунгурское время в условиях теплого аридного климата накапливались осадки эвапоритового ряда.

Дальнейшие тектонические события в мезозойско-кайнозойское время менее интенсивны и связаны с перемещением отдельных блоков фундамента.

Таким образом, в пределах Уральской КС миграция углеводородов осуществлялась в несколько циклов. НГМТ рифейского возраста достигли своей катагенетической зрелости еще в предвендское время [82]. Вышележащие палеозойские отложения, в особенности доманикиты, находятся на различных стадиях катагенеза [116], при этом данные отложения, по всей видимости, могут генерировать значимое количество углеводородов на существенно более низких стадиях катагенетической зрелости органического вещества (ПК-МК₁ [170]) в сравнении

с другими НГМП. Также отмечается закономерное возрастание преобразованности ОВ в восточном направлении, что определяется большими глубинами погружения и повышенным тепловым потоком в геологическом прошлом.

При этом также нельзя исключать возможность открытия новых месторождений в рифейском и вендском осадочных комплексах, связанных с неантиклинальным типом ловушек.

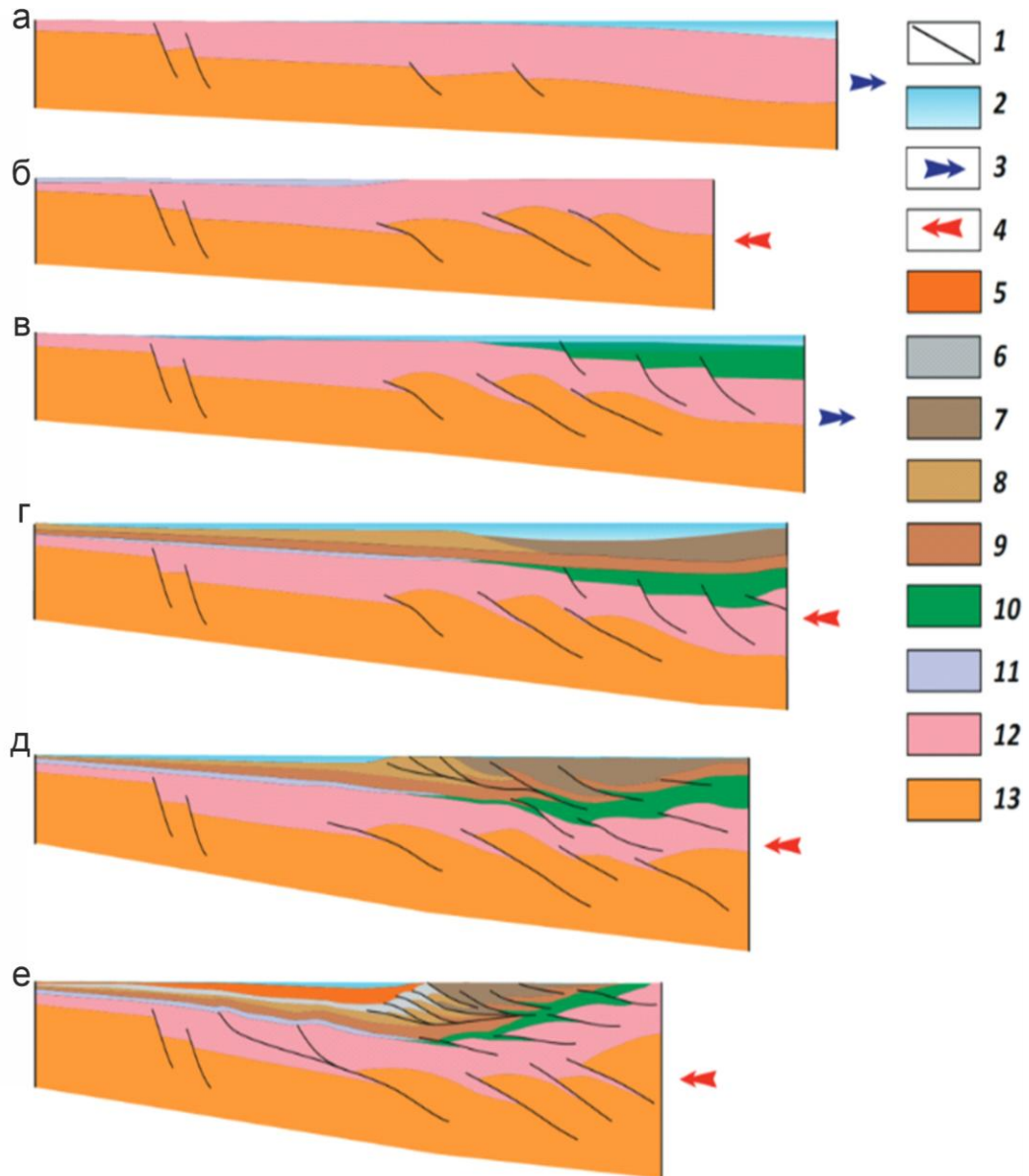


Рисунок 27 – Схема, иллюстрирующая этапы формирования бассейнов окраины Восточно-Европейской платформы на Южном Урале и в Предуралье в рифее – палеозое (вне масштаба) [162]

Условные обозначения: а – поздний рифей, б – венд, в – ранний девон, г – ранний карбон, д – средний карбон, е – поздняя пермь. 1 – разлом; 2 – вода; 3 – растяжение; 4 – сжатие; стратиграфия (5–13): 5 – пермь, 6 – визейский ярус – верхний карбон, 7 – верхний девон – турнейский ярус, Зилаирская впадина, 8 – верхний девон – турнейский ярус, шельф, 9 – нижний – средний девон, 10 – нижний палеозой, 11 – венд, 12 – рифей, 13 – фундамент.

3.4. Методика картирования палеоподнятий фундамента

В целом значительная часть ловушек в докембрийских осадочных отложениях слабо контролируется структурным фактором. Вследствие этого встает важный вопрос о методике поиска таких ловушек, что обуславливает необходимость развития теоретических и практических знаний, ориентированных на выявление ловушек неструктурного типа.

Палеоподнятия приурочены к неоднородностям фундамента, часть из которых генетически связана с внедрением интрузивных тел. Формирование ловушек над палеоподнятиями происходит в несколько этапов. На первом этапе (Рисунок 28 а) закладываются ослабленные зоны кристаллического основания. Далее по тектонически ослабленным зонам происходит внедрение интрузивного тела (Рисунок 28 б), которое может не достигать кровли фундамента, оставаясь на глубине. При этом внедрение сопровождается возникновением локального поднятия и развитием серии разрывных нарушений (дезинтеграцией пород) в его пределах. Структура выступает локальным источником сноса осадочного материала, формируя зону коллекторов с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (Рисунок 28 в). На последующих этапах в результате переформирования структурного плана антиклинальное поднятие в значительной степени переформируется с изменением первоначальных амплитуд (Рисунок 28 г) и частичным разрушением сформированных залежей по новым зонам разрывных нарушений.

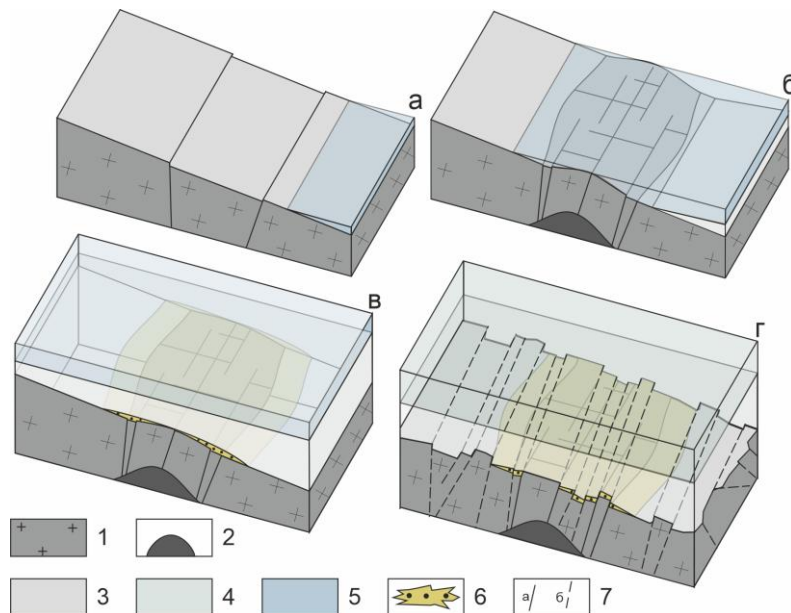


Рисунок 28 – Схема формирования ловушек над палеоподнятиями фундамента

(составлено автором)

Условные обозначения: 1 – кристаллическое основание; 2 – интрузивное тело; 3 – породы базального СФК; 4 – породы карбонатного СФК; 5 – зона улучшенных коллекторов; 6 – уровень моря; 7 – разрывные нарушения (а – первой генерации; б – разрывные нарушения второй генерации).

В современном магнитном поле места развития положительных магнитных аномалий соответствуют участкам фундамента с максимальным развитием разрывных нарушений. Можно предположить, что эти участки архейского – раннепротерозойского заложения унаследованно развивались во времени и на каких-то этапах по ним, как по ослабленным зонам, происходило внедрение интрузий и растворов, содержащих магнитоактивные компоненты, что и отразилось в магнитном поле. Поскольку внедрение происходило по линейным зонам разломов, то и аномалии магнитного поля имеют линейные очертания. Часть месторождений НБА с доказанной промышленной нефтегазоносностью приурочена к таким структурам.

Формирование ловушек происходило в несколько этапов. На начальном, по мере заполнения осадочным материалом Патомской КС, усиливалась трансгрессия, как показано в разделе «2.2. Структура осадочного чехла». При этом формировались породы-коллекторы, приуроченные к палеоподнятиям фундамента и линии выклинивания базальных горизонтов песчаников. Дальнейшее развитие НБА привело к изменению угла наклона и переформированию рельефа фундамента (Рисунок 29). Окончательно структурный план антеклизы сформировался в неоген-четвертичное время, с развитием новой системы структурных ловушек. Тектонические движения сопровождались перераспределением УВ в осадочном чехле [154]. При этом углеводороды поступали из Предпатомского прогиба [135] значительно раньше (для вендских НГМП в два этапа: в раннем палеозое и мезозое [145]), заполняя более ранние ловушки. Следует отметить, что часть рифейских НГМТ в Предпатомском прогибе могла войти в зону нефтеобразования в позднем рифее [73]. В результате залежи, сформированные над палеовыступами (палеоподнятиями), сохранились преимущественно как литологические и структурно-литологические, а также тектонически экранированные.

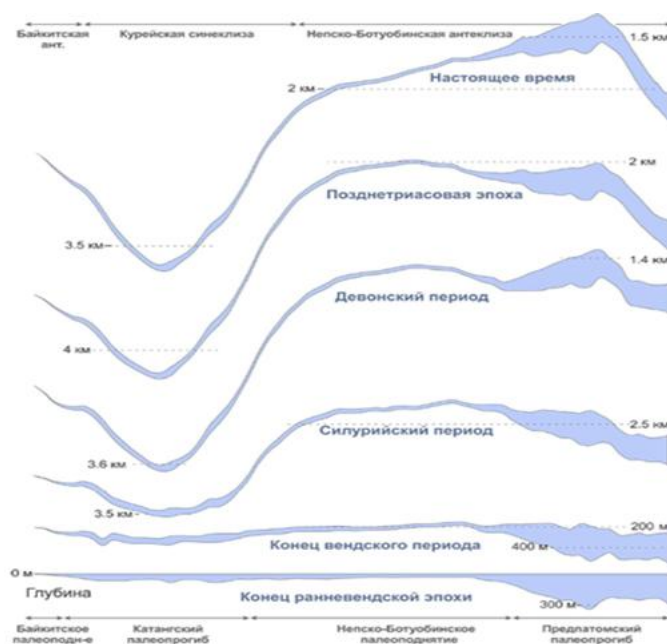


Рисунок 29 – Палеогеоморфологические реконструкции южной части

Сибирской платформы [145]

В качестве примера (месторождения-аналога) приводятся результаты изучения базальных пластов песчаников непской свиты (Рисунок 30 а,б) крупного Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Оно расположено вверх по восстанию регионального склона и приурочено к палеоподнятию фундамента, образованному внедрением интрузивного тела основного-ультраосновного состава (Рисунок 30 в).

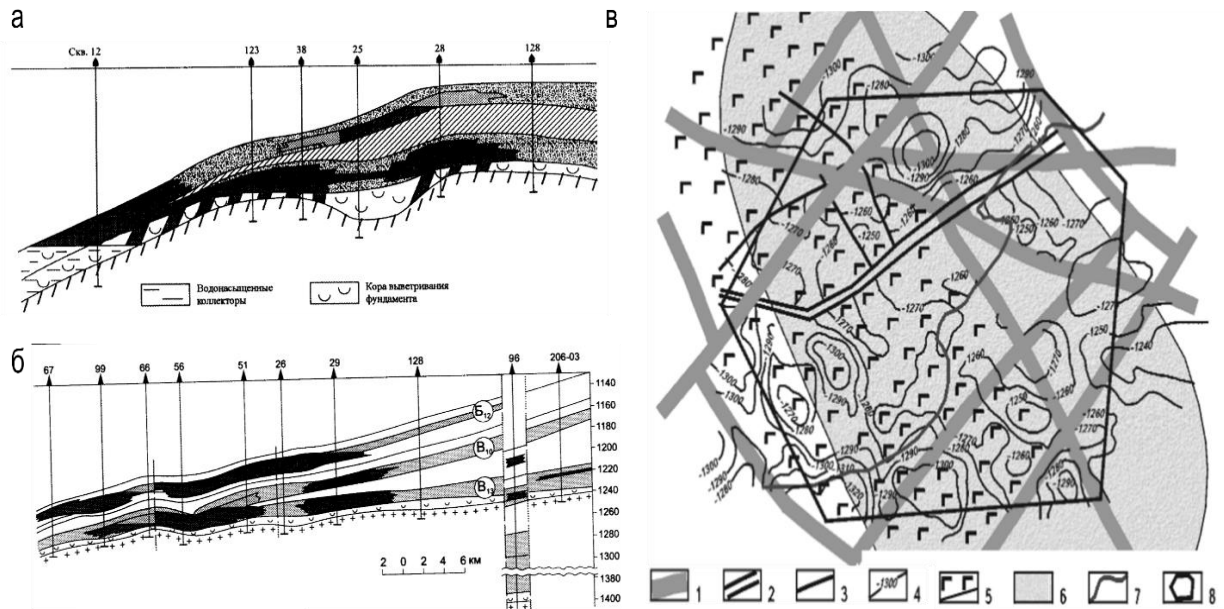


Рисунок 30 – Геологическое строение Верхнечонского месторождения (а – геологический разрез по профилю скв. 12 – 128 [146]; б – геологический разрез по профилю скв. 67 – 206-03 [40]; в – структура верхней части консолидированной земной коры Верхнечонского месторождения [23])

Условные обозначения: 1 – глубинные разломы в фундаменте платформы, выявленные по комплексу геофизических данных; выявленные по данным сейсморазведки: 2 – грабенообразные структуры, 3 – разломы; 4 – изогипсы поверхности фундамента, м; 5 – глубинный диапир основного-ультраосновного состава (по геофизическим данным); 6 – зона повышенной проницаемости в земной коре; 7 – граница распространения горизонта ВЧ₁₊₂; 8 – лицензионный контур Верхнечонского месторождения.

Верхнечонское месторождение отчетливо фиксируется по положительным магнитным (Рисунок 31 а) и гравитационным (Рисунок 31 б) аномалиям. Поскольку магнитное и гравитационное поля тесно коррелируют, то для удобства интерпретации применялась совмещенная классификация естественных геофизических полей.

По всей видимости, внедрение интрузивного тела произошло до формирования базальных горизонтов. В результате поднятие выступало источником сноса осадочного материала, вокруг которого формировались пласты песчаников-коллекторов, обладающих повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Породы фундамента представлены средне- и крупнозернистыми гранитами, при этом по данным [41] «в большинстве скважин верхняя часть

цоколя представлена милонитами, катаклазитами и катаклазированными гранитами, подвергшимися в значительной степени процессам метаморфизма», пористость этих пород составляет 9-19%.

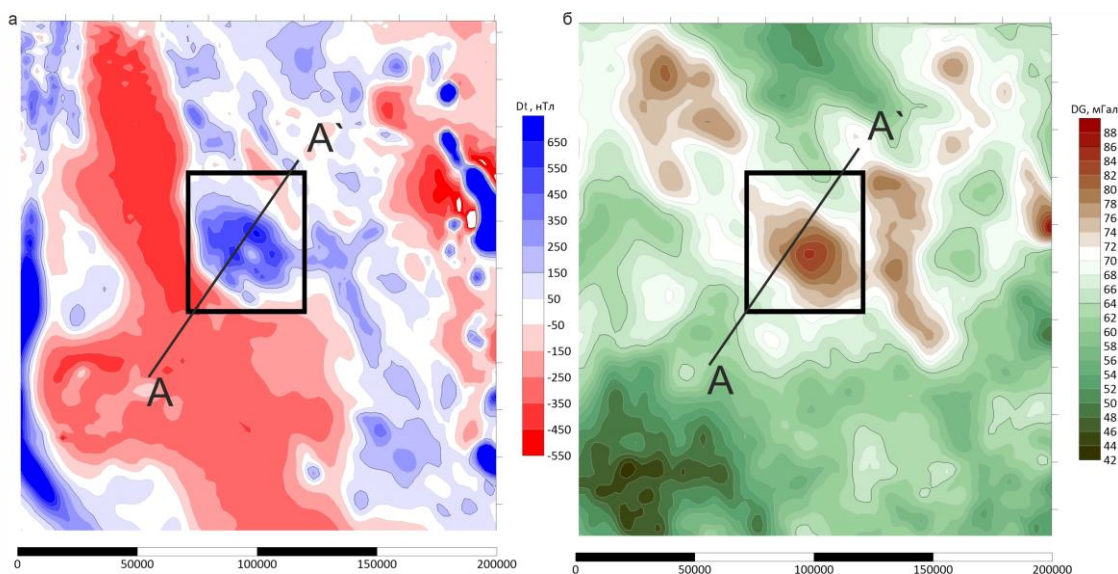


Рисунок 31 – Фрагмент естественных геофизических полей в районе Верхнечонского месторождения (а – магнитного поля; б – гравитационного поля в редукции Буге) (составлено по материалам [235])

Необходимо отметить, что повышенные значения естественных геофизических полей трактуются неоднозначно. По гипотезе Б.А. Соколова (Рисунок 32 д), дополненной А.Г. Берзиным (Рисунок 32 а-г) и М.Р. Марсановой, «породы фундамента ... слагают аллохтонную пластину, надвинутую из Предпатомского прогиба в предвендское время в западном направлении на внешнюю часть палеорифта» [107] с выступающим под пластину гранулит-базитовым блоком субвертикального падения.

Для интерпретации аномальных значений гравитационного и магнитного полей использовалась классификация на основе порогов. В основе классификации лежит идея об объединении объектов в группы таким образом, чтобы объекты внутри одного класса были максимально схожи. Существуют различные подходы к классификации. В большинстве методов границы классов определяются автоматически. Однако данные методы имеют и очевидные ограничения, связанные прежде всего с отсутствием возможности гибкой настройки границ отдельных классов.

При классификации по порогам для двух и более признаков (например, магнитных и гравитационных аномалий) создается сетка, где количество классов равно произведению числа интервалов по каждому признаку. Каждой пространственной точке присваивается класс в зависимости от того, в какие интервалы она попадает.

Классификация на основе порогов позволяет гибко настраивать границы. Еще одно преимущество заключается в четких границах классов, что упрощает дальнейшую

интерпретацию результатов, а также позволяет повышать «чувствительность» изменением граничных значений. Пороги задаются автоматически с использованием статистических методов (квантили, равные интервалы и т.д.) или экспертом отдельно для магнитного и гравитационного полей.

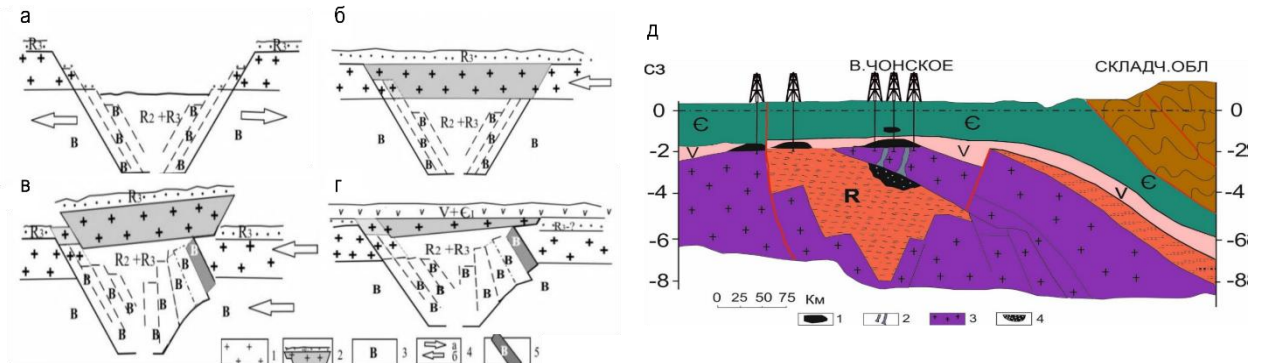


Рисунок 32 – Формирование аллохтонной пластины (а – стадия растяжения земной коры, образования рифта и накопления рифейских отложений; б – стадия тангенциального сжатия со стороны Байкало-Патомской складчатой области и перекрытия рифта гранито-гнейсовым блоком земной коры; в – деформация рифта и выдавливание надвинутого блока вверх; г – денудация выступающей части блока и денудация его поверхности [27]; д – структурное положение и нефтегазоносность Непского свода [163])

Условные обозначения: а – г (1 – гранито-гнейсовый слой; 2 – надвинутый блок; 3 – гранулит-базитовый слой; 4 – тангенциальные напряжения: а – растяжения, б – сжатия; 5 – выступающий под пластину гранулит-базитовый блок); д (1 – залежи нефти и газа; 2 – питающий канал в аллохтонном фундаменте; 3 – фундамент; 4 – предполагаемая залежь нефти).

Для классификации на основе порогов был реализован программный код на языке программирования Python, позволяющий с использованием статистических данных в автоматическом и ручном режимах выполнять совместную классификацию гравитационного и магнитного полей (Рисунок 33).

```

Работать в текущих границах полигона? (да/нет): да
20384769.0 20645557.77 7889875.1128 8146614.870841

Статистика по выбранному полигону:
Магнитное поле (dt): min=-218.86, max=609.91, mean=-48.03
Гравитационное поле (dg): min=-20.37, max=26.95, mean=-1.26
Выберите метод интерполяции ('linear', 'nearest', 'cubic'): linear
Данные успешно интерполированы на общую сетку!
Выберите режим: 'auto' для автоматического задания порогов, 'manual' для ручного: manual
Введите пороги для магнитных аномалий (через пробел, например, -100 500): -218.86 -120 -30 30
Введите пороги для гравитационных аномалий (через пробел, например, 5 20): -20.37 -10 -2 7
Ручные пороги dt: [-218.86, -120.0, -30.0, 30.0] → интервалы [(-218.86, -120.0), (-120.0, -30.0), (-30.0, 30.0), (30.0, inf)]
Ручные пороги dg: [-20.37, -10.0, -2.0, 7.0] → интервалы [(-20.37, -10.0), (-10.0, -2.0), (-2.0, 7.0), (7.0, inf)]
Условные обозначения классов сохранены в cluster_meanings.txt
  
```

Рисунок 33 – Пример результатов исполняемого кода – выбор параметров классификации (составлено автором)

Значения гравитационного и магнитного полей группируются в облака точек, что обусловлено влиянием разнонаправленных факторов (Рисунок 34 а). Одним из наиболее весомых является состав пород фундамента. Так, например, основные метасоматические высокотемпературные породы характеризуются высокой плотностью и магнитными свойствами. Повышенная плотность и намагниченность по сравнению со средними и кислыми породами характерны для пород ультраосновного и основного состава. На основе плотности облака точек (Рисунок 34 а) и гистограмм аномалий магнитного и гравитационного полей подбирались граничные значения классов.

Верхнечонское месторождение приурочено к классу 15, отвечающему повышенному гравитационному и магнитному полю (Рисунок 34 б,в). На карте классов (Рисунок 34 в) отчетливо прослеживаются линейно вытянутые зоны северо-западного простирания, связанные с неоднородностью строения фундамента. Классы 14-15, вероятно, приуроченные к внедрению интрузивов повышенной намагниченности и плотности, имеют также северо-западное простирание и группируются в три области (северо-западную, центральную и северо-восточную).

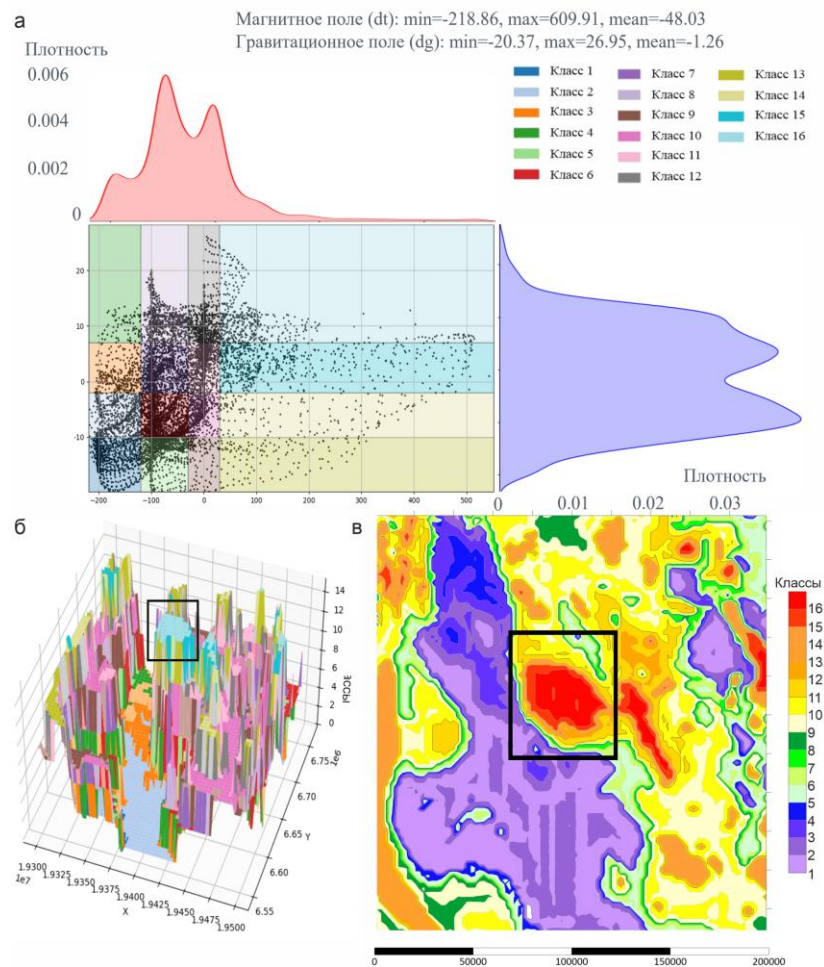


Рисунок 34 – Классификация по гравитационному и магнитному полям (а – кроссплот (диаграмма рассеяния) гравитационного и магнитного полей; б – трехмерная визуализация классов в пространстве; в – двумерная визуализация классов) (составлено автором)

По линии А–А', проходящей через Верхнечонское месторождение, построены разрезы эффективной плотности и намагниченности (Рисунок 35 б,в), по которым выполнялась автоматическая классификация на основе порогов (Рисунок 35 г).

На разрезе (Рисунок 35 г) преобладают классы, характеризующиеся средними и пониженными значениями гравитационного и магнитного полей. Крупное интрузивное тело отвечает классам с повышенными значениями полей с подводящими каналами.

Таким образом, на примере Верхнечонского месторождения показано, что часть залежей Непско-Ботубобинской антеклизы формировалась непосредственно в местах развития палеоподнятий. Необходимо отметить, что существуют и иные механизмы формирования палеоподнятий, но такие поднятия не создают гравитационных и магнитных аномалий и потому не фиксируются грави- и магниторазведкой; из-за перестройки структурного плана они не выражены и в современном рельефе фундамента.

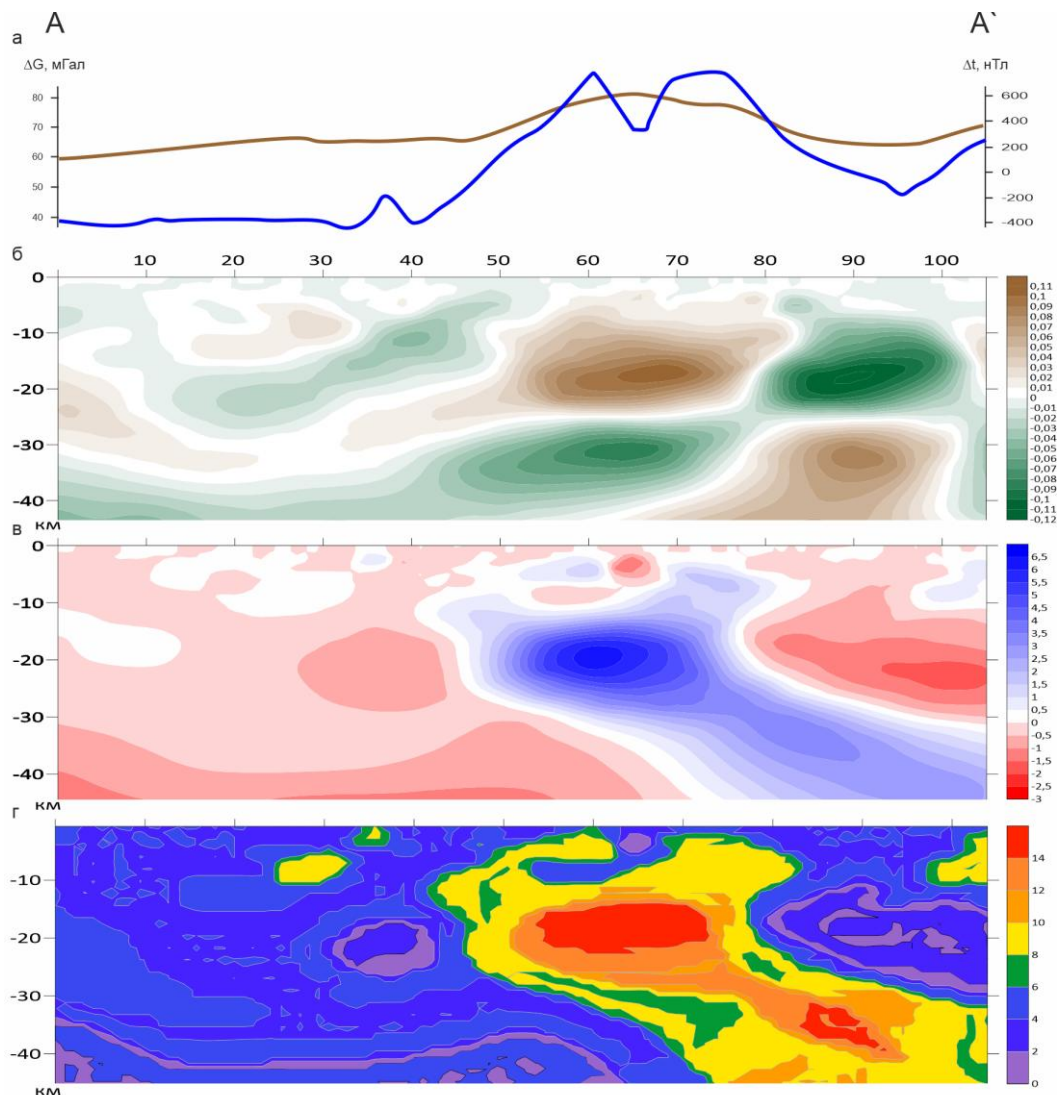


Рисунок 35 – Разрез по линии АА' (а – график гравитационного и магнитного полей; б – эффективная плотность; в – эффективная намагниченность; г – классификация на основе автоматических порогов) (составлено автором)

3.5. Выводы по главе 3

В пределах краевых систем древних платформ с учетом периодически проявляющихся внутриплитных деформаций, приводящих к переформированию структурного плана, к прогнозу нефтегазоносности следует подходить с точки зрения историко-эволюционного анализа, дополненного другими геологическими методами.

Решающую роль при формировании углеводородных систем и их последующей сохранности играют тектонические процессы. Можно рассматривать три ключевых сценария: проявление внутриплитных деформаций во время активной фазы генерации и миграции УВ; нефтегазообразование и миграция происходят до внутриплитных деформаций; созревание ОВ осуществляется в условиях платформенной стабилизации.

Например, в пределах Мезенской синеклизы во время активной фазы генерации углеводородов ВЕП сочленяется с Печорским блоком, в результате чего происходит формирование разломно-надвиговой области (Тиманское складчато-надвиговое сооружение). Как следствие, при отсутствии зон аккумуляции в направлении транзита УВ весь потенциал рассеивается.

Если в пределах Уральской КС вклад в образование скоплений УВ отложений доманика не вызывает сомнений, то вклад более древних отложений авлакогенов (верхнерифейских и вендских) в образование углеводородов является весьма дискуссионным и, вероятно, ограниченным. Он проявляется, по-видимому, только в пределах систем древних прогибов и требует дополнительной оценки.

В ряде случаев, когда миграция углеводородов осуществлялась из перикратонных прогибов до внутриплитных деформаций, промышленная нефтегазоносность будет приурочена в том числе к неантиклинальным ловушкам, сформированным над палеовыступами фундамента (Рисунок 28, Рисунок 30), примером может выступать Непско-Ботубинская антеклиза.

Картирование таких неструктурных ловушек возможно на основе комплексной интерпретации гравитационного и магнитного полей. Поднятия формировались по ослабленным зонам, по которым на определенных этапах происходило внедрение интрузивных тел (Рисунок 28). В результате формировались выступы (поднятия) фундамента. Данные структуры выступали локальными зонами денудации со сносом осадочного материала, формируя зоны с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Впоследствии структурный план претерпел перестройку. В результате палеоподнятия либо слабо проявлены, либо не проявлены на сейсмической записи.

ГЛАВА 4 СТРОЕНИЕ АНАБАРО-ЛЕНСКОЙ КРАЕВОЙ СИСТЕМЫ

4.1. Стратиграфия

На данном этапе изучения территория неравномерно охарактеризована глубоким бурением (Рисунок 3), что приводит к неоднозначному пониманию геологического строения региона и его эволюции, а также к неоднозначной оценке нефтегазоносности. В частности, отсутствуют скважины, вскрывшие фундамент в передовой части КС.

В работе за основу принята схема выделения структурно-фациальных зон (СФЗ), представленная в пояснительных записках к госгеолкартам масштаба 1:1 000 000 для листов S48-52 и R48-52 [236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243], а также описание осадочных отложений с уточнениями и дополнениями из актуальных научных публикаций. Также в работе принят ряд упрощений и допущений. В частности, не выделяются более крупные структурно-фациальные области, а также структурно-фациальные зоны не подразделяются на подзоны (Рисунок 36).

4.1.1. Рифей-вендские осадочные отложения

Попигай-Анабарская СФЗ

Мукунская серия (1681 ± 28 млн лет [210]) представлена преимущественно обломочными породами. Состоит из трех свит: *ильинской*, *бурдурской* и *лабазтахской*. В составе серии присутствуют гравелиты, песчаники, алевролиты и аргиллиты. Серия залегает с угловым несогласием на породах архейского возраста или нижнепротерозойских корах выветривания. Естественные обнажения пород серии отмечены в пределах Анабарского щита.

Ильинская свита сложена преимущественно грубообломочными породами и включает две подсвиты: нижнюю (песчаники, туфы, туфобрекчии, базальты) и верхнюю (гравелиты, конгломераты, песчаники). Полная мощность изменяется от 225 до 240 м.

Бурдурская свита мощностью порядка 275 м представлена терригенными отложениями песчано-грубообломочного состава.

На размытой поверхности *бурдурской* свиты трансгрессивно залегает *лабазтахская* свита, сложенная песчаниками и гравелитами. Её мощность колеблется от 25-80 до 170-175 м.

Билляхская серия рифейского возраста (нижний-средний рифей [149]). Наиболее полный разрез представлен в районе Анабарского поднятия. Серия сложена тремя свитами: *усть-ильинской*, *котуйканской* и *юсмастахской*. Осадочные толщи сложены доломитами, реже известняками, мергели имеют подчиненное значение. В основании разреза присутствуют обломочные разности.

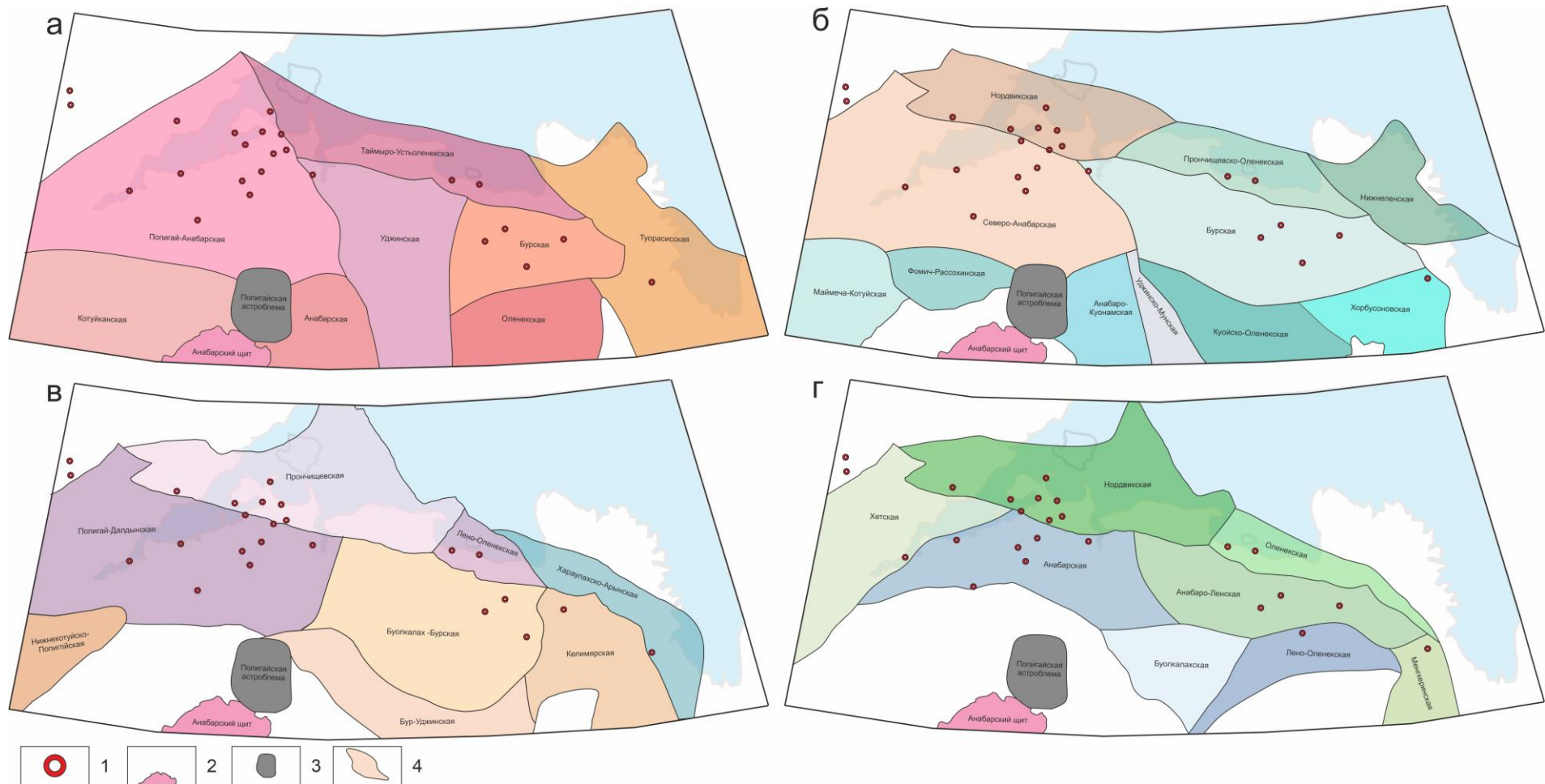


Рисунок 36 – Районирование осадочных отложений: а – рифейско-вендских; б – верхневендско-среднекаменноугольных; в – верхнекаменноугольно-триасовых; г – юрско-меловых (составлено по материалам Госгеолкарт миллионного масштаба листы S48-52 и R48-52 [236-243])

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – Анабарский щит; 3 – Попигайская астроблема; 4 – структурно-фациальные зоны.

Усть-ильинская свита (1459 ± 10 и 1483 ± 5 млн лет [149]) нижнего рифея представлена чередованием аргиллитов и алевролитов с редкими известково-доломитовыми прослоями. Свита залегает согласно. Мощность составляет 55-65 м, на северных участках достигает 70-80 м.

Котуйканская свита нижнего рифея представлена преимущественно строматолитовыми и хемогенными доломитами. Залегание на подстилающих отложениях – согласное. Мощность варьируется от 160 м на юго-западе до 450 м в бассейне рек Котуйкан и Медвежья; обычно составляет 390-450 м.

Юсмастакская свита представлена двумя подсвитами. В основании нижней подсвиты прослеживается пачка песчаников, в верхней части преобладают строматолитовые доломиты. Верхняя подсвита сложена преимущественно доломитами. Возраст данной свиты остается дискуссионным вопросом. Базальные горизонты её верхней подсвиты не моложе 1070-1120 млн лет [149]. Мощность: 650-830 м.

Старореченская свита представлена нижневендскими (нижнекембрийскими? [48]) осадками гипсово-доломитового состава, встречаются прослои терригенных пород различной размерности (от аргиллитов до брекчий, залегающих в основании). На западном и восточном склонах Анабарского щита залегает с небольшим угловым несогласием на подстилающих отложениях. Мощность: 0-180 м.

Уджинская СФЗ

Уджинская серия рифейско-вендского возраста. Состоит из 7 свит: *богдотаасской*, *улаханкурунградской*, *унгуохтахской*, *хапчанарской*, *уджинской*, *томторской* и *туркутской*. Суммарная мощность: 2000-2600 м.

Богдотаасская свита, сформировавшаяся в раннерифейское время, сложена в основном доломитами, в подчиненном объеме присутствуют прослои аргиллитов. На нижележащих нижнепротерозойских породах свита залегает с угловым несогласием. Мощность осадков около 300 м.

В разрезе *улаханкурунградской* свиты (нижний рифей) присутствуют вулканогенные породы (базальты, туфы и туффиты), которые переслаиваются со строматолитовыми и онколитовыми доломитами. Залегает согласно на *богдотаасской* свите. Мощность: 440-530 м.

Унгуохтахская свита среднерифейского возраста представлена чередованием глинистых сланцев, алевролитов и известняков. В разрезе фиксируются прослои вулканических и вулканогенно-осадочных пород основного состава. Контакт с подстилающими образованиями имеет признаки стратиграфического несогласия и сопровождается отчётливыми следами размыва. Мощность колеблется от 480 до 800 м.

Хапчанарская свита залегает в основании верхнерифейского разреза. Представлена карбонатными породами. Свита перекрывает среднерифейские отложения с размывом.

Уджинская свита завершает верхнерифейскую часть разреза. В ее строении чередуются пестроцветные глинистые сланцы, песчаники и гравелиты. Контакт с *хапчанарской* свитой согласный, суммарная мощность двух свит достигает 900 м.

В *томторской* свите нижнего венда начинают преобладать терригенные отложения: пестроцветные песчаники, алевролиты и глинистые известняки. От подстилающей уджинской свиты отделена стратиграфическим несогласием.

Туркутская свита верхнего венда завершает *уджинскую* серию. В ее строении преобладают доломиты, в подчиненном количестве присутствуют прослои карбонатно-глинистых сланцев и водорослевых известняков. Мощность: 90-130 м.

Бурская СФЗ

Стратиграфическое положение отложений данной территории в последнее время было в значительной степени пересмотрено (Рисунок 37). Принималась схема расчленения, аналогичная принятой для расположенного южнее Оленёкского поднятия [35, 215].

Тукуланская свита, отложения которой относятся к верхнему рифею, имеет двучленное строение. Нижняя подсвита сложена терригенными породами; верхняя – карбонатными. Мощность: 348 м.

В *куладинской* свите верхнего рифея доля карбонатов возрастает снизу вверх. Нижняя подсвита карбонатно-терригенная, верхняя – существенно карбонатная. Мощность изменяется от 172 до 270 м.

Разрез хастахской свиты верхнего рифея характеризуется неоднородным терригенным составом, представленным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность: не более 400 м.

Таймыльская свита верхнего рифея сложена преимущественно карбонатными породами с прослоями аргиллитов. Мощность: 370 м.

Хорбусуонская серия включает *мастахскую*, *хатыспытскую* и *туркутскую* вендские свиты.

Мастахская свита перекрывает с размывом нижележащие отложения. Представлена терригенными породами алевроитовой и песчаной размерности. Алевролиты зеленовато-серые, бурые. Песчаники плохо сортированные, отмечаются карбонатные и глинистые прослои.

Хатыспытская свита поздневендского возраста [137] согласно залегает на подстилающих отложениях. Представлена переходными породами к карбонатному типу осадконакопления. Мощность варьируется от 115 до 190 м.

Туркутская свита поздневендского возраста, в составе которой преобладают карбонатные разности. Породы свиты залегают на различных горизонтах *хатыспытской свиты*. Мощность в разрезах скважин изменяется в диапазоне от 115 до 200 м.

Система	Серия	Лено-Анабарский бассейн			Оленекское поднятие
		Хастахская-930	Чарчыкская-1	Бурская-3410	р.Хорбусуонка
Кембрий	Кесюсинская	Чускунская свита			Чускунская свита
		?			
		Маттайская свита	Маттайская свита	Маттайская свита	Маттайская свита
		?	?	?	
Венд	хорбусуонская	Оппокунская свита	Оппокунская свита	Сыаргалахская свита	Сыаргалахская свита
		?	?		Тас-Юряхский вулканический комплекс
		Туркутская свита	Туркутская свита	Туркутская свита	Сыаргалахская свита
		?	?	?	Туркутская свита
Рифей			Карбонатно-глинистая толща	Карбонатно-глинистая толща	Хатыспытская свита
				Маастахская свита	Маастахская свита
		Хастахская свита		Таймыльерская свита	
		?		?	
		Куладинская свита		Хастахская свита	
		?		Куладинская свита	
		Тукуланская свита		?	
		?		Тукуланская свита	
				?	
					Хайпахская свита

Рисунок 37 – Стратиграфическая схема неопротерозойских отложений Лено-Анабарского бассейна и прилегающего северо-западного склона Оленекского поднятия [215]

Таймыро-Устьоленекская СФЗ

Выделено две толщи, составляющие по мощности не более 15% рифей-вендских отложений СФЗ.

Кысылаяхская толща верхнего рифея-венда (по уточненным данным, вендско-раннекембрийского возраста [92]) сложена терригенными осадками. Песчаники светлых оттенков, неравномернотекстурированные. В основании толщи переслаивание алевролитов и аргиллитов. Мощность: не менее 130 м.

Кыстарахская толща верхнего рифея-венда (нижнего-среднего кембрия [92]) со стратиграфическим несогласием залегает на нижележащей толще. Сложена серыми доломитами.

Туорасисская СФЗ

Сложена туорасисской серией (*уктинская*, *эселехская*, *нэлегерская*, *сиэтачанская*, *мегянийская* и *хараютехская* свиты) рифей-вендского возраста.

Среднерифейская *уктинская* свита имеет терригенный состав. В её разрезе встречаются как тонкие глинистые (пелитовые) разности, так и грубообломочные породы. Суммарная мощность приблизительно 235 м.

Эселехская свита сформировалась в средне-позднерифейское время. Доминируют доломиты, в верхней части отмечается битуминозность. Залегание пород – согласное. Мощность отложений изменяется в диапазоне от 752 до 820 м.

Нэлегерская свита позднерифейского возраста представлена карбонатами. Мощность: 257-420 м.

Сиэтачанская свита верхнего рифея отличается смешанным терригенно-карбонатным составом. Имеет согласное залегание. Мощность: 300 м.

Необходимо также отметить, что по уточнённым данным изотопного состава С и О, полученным для отложений Хараулахского поднятия, возраст *эселехской*, *нэлегерской* и *сиэтачанской* свит моложе и отвечает интервалу 635-580 млн лет [180].

Месянийская свита имеет преимущественно карбонатный состав. В верхней части доля терригенных пород и их размерность увеличиваются. Мощность: 35-340 м.

Хараяутехская свита ранне-поздневендского возраста выступает аналогом *хатыспытской* свиты [157]. Характеризуется сочетанием карбонатных и терригенных пород: доломитов, битуминозных известняков, сланцев, песчаников и алевролитов. Залегает на различных горизонтах *месянийской* свиты. Мощность изменяется в диапазоне от 210 до 550 м.

Оленекская СФЗ

Сололийская серия объединяет пять свит: *сыганахтахскую*, *кютингдинскую*, *арымасскую*, *дебенгдинскую* и *хайпахскую*.

Сыганахтахская свита, сформировавшаяся в раннерифейское время, с угловым несогласием контактирует с нижнепротерозойскими породами *эекитской* свиты. В составе свиты терригенные породы: от аргиллитов до конгломератов. Мощность достигает 350 м.

Кютингдинская свита конформно перекрывает нижележащие отложения. В нижней части преобладают мелкообломочные породы с прослоями доломитов. В верхней части преобладают водорослевые и пестроцветные доломиты. Встречаются прослои аргиллитов и гнезда ангидритов. В возрастном отношении свита приурочена к нижнему рифею. Мощность: 300 м.

Арымасская свита среднего рифея с разрывом залегает на подстилающих отложениях. Имеет двучленное строение. Нижняя подсвита представлена преимущественно терригенными осадками; верхняя сложена карбонатными (доломиты водорослевые со строматолитами). Мощность варьирует от 282 до 519 м.

Дебенгдинская свита датируется поздним рифеем и характеризуется смешанным составом в своей нижней части, включающим как карбонатные, так и терригенные породы, варьирующиеся от аргиллитов до гравелитов. Верхняя часть свиты преимущественно состоит из карбонатов. Она залегает конформно на породах *арымасской* свиты. Мощность свиты верхнего рифея: 470-620 м.

Хайпахская свита верхнего рифея представлена чередующимися слоями аргиллитов, алевролитов и песчаников. В верхней части наблюдается чередование песчаников со строматолитовыми карбонатами. Залегание несогласное на подстилающих отложениях. Сопоставляется с уджинской свитой. Мощность: до 600 м.

Хорбусуонская серия включает *мастахскую*, *хатыспытскую* и *туркутскую* вендские свиты, которые аналогичны свитам Бурской СФЗ.

Котуйканская СФЗ

Ильинская, *бурдурская*, *лабазтахская*, *усть-ильинская*, *котуйканская* и *юсматахская* свиты описаны в Попигай-Анабарской СФЗ.

В работах [149, 240] две подсвиты *юсматахской* свиты выделены в качестве самостоятельных свит: *некюлээхской* и *чурбукской*.

В строении среднерифейской *некюлээхской* свиты выделяются две пачки. В основании нижней залегают гравелитистые песчаники, вверх по разрезу сменяющиеся строматолитовыми доломитами. Верхняя пачка преимущественно карбонатная: её слагают главным образом глинисто-алевритистые и строматолитовые доломиты. Общая мощность: до 240 м.

Чурбукская свита, датируемая поздним рифеем, сложена строматолитовыми доломитами. Залегает с размывом на подстилающих отложениях. Мощность свиты составляет около 250 м.

Старореченская свита нижнего венда аналогична данной свите в других СФЗ. Мощность: от 60 до 300 м.

Анабарская СФЗ

Состоит из *лабазтахской*, *котуйканской*, *некюлээхской* свит, аналогичных по составу одноимённым свитам Котуйканской СФЗ.

4.1.2. Верхневендско-среднекаменноугольные осадочные отложения

Северо-Анабарская СФЗ

Нерасчлененные вендско-кембрийские отложения (в опорных горизонтах *маныкайская*, *эмяксинская*, *куонамская*, *оленекская*, *зеленоцветная*, *анабарская* свиты). Осадки залегают на различных горизонтах старореченской свиты или билляхской серии. Мощность отложений изменяется от 650 до 900 м.

Маныкайская свита (верхний венд-нижний кембрий) сложена пестроцветными мергелистыми известняками. В основании залегает толща песчаников.

Эмяксинская свита, относящаяся к нижнекембрийской части разреза, охватывает интервал от томмотского до ботомского яруса. Она залегает на подстилающих отложениях согласно, без признаков размыва. Разрез сложен пестроцветными мергелями и известняками.

Куонамская свита (ботомский-амгинский ярусы кембрия) и её аналоги представлены сланцами, известняками, аргиллитами, мергелями с прослоями силицитов и линзами кремней. Мощность: 25-75 м.

Оленекская свита относится к майскому ярусу среднего кембрия. Характеризуется карбонатным составом: разрез слагают известняки, отличающиеся пестроцветной окраской и повышенной кремнистостью.

Зеленоцветная свита (майский ярус среднего кембрия) характеризуется аналогичным литологическим составом.

Анабарская свита (майский ярус среднего кембрия) сложена доломитами, слагающими биостромные постройки. Фациально замещает известняки *оленекской*, *джахтарской* и *силигирской* свит.

Бурская СФЗ

Кессюсинская серия вендско-кембрийского возраста состоит из *оппокунской* и *маттайской* свит. Серия залегает с размывом на *туркутской* свите. Мощность: 177-429 м.

Оппокунская свита вендского возраста. Сложена пестроцветными аргиллитами. Отмечается переслаивание алевролитов и песчаников. Породы известковистые, встречаются прослой известняка. На юге свите соответствует песчаная *сыаргалахская свита* [35] мощностью до 50 м. Мощность *оппокунской свиты*: 190-290 м.

Маттайская свита вендско-кембрийского возраста имеет согласное залегание. В разрезе наблюдается переслаивание аргиллитов, алевролитов и плохо сортированных песчаников. Мощность: около 75 м.

Нижекембрийская (томмотский-ботомский ярусы) *еркекетская свита* ложится на размытую поверхность *кессюсинской* серии. Разрез начинается базальными конгломератами, выше которых развиты пестроцветные известняки и доломиты, содержащие прослой аргиллитов. Мощность колеблется от 128 до 220 м.

Бур-буолкалахская толща, сформировавшаяся в ботомское – батырское время, сложена карбонатными породами доломитового состава. Мощность отложений: 435–590 м.

Куойкско-Оленекская СФЗ

Еркекетская свита аналогична данной свите в Бурской СФЗ.

Куонамская свита аналогична отложениям Северо-Анабарской СФЗ. Породы согласно залегают на *еркекетской* свите. Мощность: 25-75 м.

Джахтарская свита, отвечающая майскому ярусу среднего кембрия, залегает согласно на подстилающих отложениях. Разрез свиты мощностью 80-130 м образован карбонатно-глинистой толщей, представленной известняками и мергелями.

Силигирская свита формировалась в майское время и залегает на *джахтарской* свите согласно, без признаков размыва. Разрез сложен карбонатными и глинисто-карбонатными породами. Мощность: 30-120 м.

Чомурдахская свита – ритмично построенная толща мощностью 60-150 м, в которой карбонатные пласты сменяются глинисто-карбонатными. В возрастном отношении она приурочена к аюсокканскому ярусу верхнего кембрия. Нижний контакт согласный, без резкой границы, через постепенный переход от подстилающей свиты.

В разрезе *кутугунской* свиты (верхний кембрий, сакский ярус) чередуются глинистые известняки с мергелями; отмечаются маломощные прослои глинистых сланцев. Свита конформно перекрывает *чомурдахскую* свиту. Мощность: 30-150 м.

Хорбусуонская СФЗ

Сылганахская свита, сформировавшаяся в томмотское–раннеботомское время (ранний кембрий), сложена известняками, в основании разреза присутствуют линзы конгломератов. Осадки свиты залегают со стратиграфическим несогласием на *тасюрахской* свите. Мощность: 60-80 м.

Ноуйская свита (нижний кембрий) сложена известняками. Залегание согласное. Мощность: 50-110 м.

Джардахская свита сложена глинистыми пятнистыми известняками, преимущественно пестроцветными. Залегает согласно на подстилающих отложениях.

Хардахская свита представлена битуминозными известняками и сланцами.

Оленекская свита среднего кембрия сложена карбонатными породами. Согласно залегает на подстилающих отложениях. Общая мощность свиты составляет 65-105 м.

Джахтарская, силигирская и чомурдахская свиты аналогичны одноимённым свитам Куойкско-Оленёкской СФЗ.

Прончищевско-Оленекская СФЗ

Харасырская толща лланвирнского яруса среднего ордовика залегает с размывом на осадках *кыстарахской* толщи. Сложена известняками и доломитами. Мощность: около 127 м.

Курупахская толща, относящаяся к карадокскому ярусу верхнего ордовика, выполнена карбонатными породами (известняки и доломиты). Залегает согласно на *харасырской* толще. Мощность: 127 м.

Буорсырская толща отвечает долборскому горизонту верхнего ордовика. Выполнена известняками и доломитами. Отложения согласно перекрывают осадки *курупахской* толщи. Мощность: 85 м.

Сарбыняхская толща раннесилурийского возраста образована доломитами, переслаивающимися с известняками, изредка встречаются прослой глинистых пород. Залегают согласно на подстилающих отложениях. Мощность: 151 м.

Нордвикская СФЗ

Возможны отложения аналогичные другим СФЗ (*немакит-далдынская* свита, *медвежинская* свита, *костраминская* толща, *арылахская* толща, *сымалахская* толща), а также Прончищевско-Оленекской СФЗ (*харасырская* толща, *курупахская* толща, *буорсырская* толща, *сарбыняхская* толща).

Достоверно присутствуют галогенно-сульфатно-карбонатные осадки девона. Начинается разрез с *сопочной* свиты позднеэмского–раннеэйфельского возраста (ранний–средний девон). Контакт с подстилающими отложениями не определён. В основании свиты выделяется пачка каменной соли (до 250 м). Вторая пачка (4-5 м) представлена отложениями серого гипса. Третья пачка (56-60 м) – преимущественно гипсовая с прослоями ангидритов. Мощность: 300 м.

Юктинская свита эйфельского–живетского ярусов (средний девон). Представлена серыми известняками, доломитами, реже аргиллитами и гипсами. Мощность: около 20 м.

Нордвикская свита живетско-франского ярусов (средний-верхний девон) и *солерудинская* толща фаменского яруса (верхний девон). Сложены морскими карбонатными, сульфатно-карбонатными и галогенно-сульфатно-карбонатными породами. Мощность: около 450 м.

Джамалахская толща турнейского яруса (нижний карбон), *отмельная* толща визейского яруса (нижний карбон) и *правдинская* толща визейского яруса сложены морскими (эпиконтинентальными) карбонатными и терригенно-карбонатными сульфатсодержащими осадками. Мощность: около 600 м.

Нижнеленская СФЗ

Тюсерская свита поздневендско-раннекембрийского возраста. Имеет трехчленное строение. Нижняя часть (30-100 м) – молассоидные песчаники, конгломераты, гравелиты, алевролиты и трахибазальты. Средняя часть (25-40 м) – известковисто-глинистая красноцветная. Верхняя часть (до 90 м) – известковистая сероцветная. Нижняя часть параллелизируется с вулканогенно-терригенной *монгусской* свитой Оленекского поднятия.

Балаганахская свита (нижний-верхний кембрий) сложена преимущественно доломитами рифовыми и зарифовыми. Параллелизируется с *бур-буолкалахской* толщей. Мощность: 640-810 м.

Томбуюкская толща (нижний девон), в основании которой кора выветривания ярко-желтая гидрослюдисто-каолиновая, пятнистая, пластичная. Перекрывают кору выветривания песчаники. Мощность: 4-10 м.

Тыллахская толща среднего девона сложена известняками доломитизированными. Мощность: 200 м.

Ортохаинская толща позднедевонского возраста. В нижней части (110 м) известковистые алевролиты темно-серые; средней (60 м) – известняки темно-серые доломитизированные. Верхняя пачка (45 м) пестроцветные известняки. Перекрывает пачка (100-150 м) покровов базальтов мощностью от 2-3 м до 20-30 м каждый. Некоторые покровы разделены пластами известняков мощностью от 0,3 до 2,8 м. Базальты с сериально-порфировой структурой. Мощность: 300-600 м.

Столбовская толща и *эбеляхская* свита, отвечающие верхнему девону, выделяются в нерасчленённом виде. *Столбовская* толща сложена карбонатными и терригенными породами. *Эбеляхская* свита имеет двучленное строение: в нижней её части (170-180 м) преобладают песчаники с прослоями известняков, в верхней (70-80 м) – доломиты с прослоями песчаников.

Бастахская свита, отвечающая нижнему карбону, сложена карбонатной толщей мощностью 150 м, представленной доломитами и известняками, часто битуминозными.

Атырдахская свита (нижний карбон) фациально изменчива. Сложена в основном алевролитами, аргиллитами, реже песчаниками, присутствуют конгломераты и гравелиты.

Тиксинская свита (ранне-среднекаменноугольного возраста) сложена в основном алевролитами и аргиллитами темно-серыми известковистыми. Мощность: 800-900 м.

Фомич-Рассохинская СФЗ

Немакит-далдынская свита, сформировавшаяся в поздневендско-раннекембрийское время, сложена терригенно-карбонатными породами: известняками, доломитами и песчаниками. На нижнерифейских отложениях залегает с угловым несогласием. Мощность: до 32 м.

В разрезе *медвежинской* свиты томмотского яруса (нижний кембрий) преобладают глинистые известняки. Залегает согласно на подстилающих отложениях. Мощность: 8-32 м.

Парфен-юряхская свита датируется атдабанским веком раннего кембрия, имеющая глинисто-карбонатный состав: известняки глинистые, мергели и доломиты. Мощность: 25-60 м.

Киэнг-юряхскую свиту составляют доломиты, сформированные в раннекембрийское время. Конформно залегает на *парфен-юряхской* свите. Мощность варьируется от 50 до 70 м.

Попигайская свита нижнего кембрия (еланский горизонт ленского яруса) представлена известняками и доломитами. Свита залегает согласно. Мощность составляет 15-32 м.

Чумнахская свита среднего кембрия представлена пестроцветными доломитами. Свита согласно залегает на подстилающих породах, с которыми граничит по маркерному горизонту пестроцветных доломитов. Мощность свиты: 155-170 м.

Далбыхская свита, отвечающая майскому ярусу среднего кембрия, залегает согласно (без стратиграфического перерыва) на подстилающих отложениях. Разрез свиты мощностью 155-170 м образован карбонатной толщей: доломитами с линзовидными прослоями кремней.

Анабаро-Куонамская СФЗ

Манькайская свита (верхний венд-нижний кембрий). Состоит из трех пачек: нижняя пачка терригенного состава; средняя пачка – доломитовая; верхняя пачка сложена массивными известняками, формирующими бронирующий горизонт выветривания. Залегает с размывом на старореченской свите. Мощность: 120 м.

Эмяксинская (110-132 м), *куонамская* (30-50 м), *олёнёкская* (92-212м), *джахтарская* (до 270 м), *силигирская* (430-440 м), *анабарская* (400-410 м) свиты аналогичны по литологическому составу одноимённым свитам других СФЗ.

Уджинско-Мунская СФЗ

Манькайская свита (верхний венд-нижний кембрий). Состоит из двух пачек: нижняя пачка терригенного состава, верхняя пачка глинисто-карбонатная. Залегает с размывом на отложениях туркутской свиты. Мощность: 100 м.

Эмяксинская (90-180 м), *куонамская* (30-50 м), *олёнёкская* (92-212 м), *джахтарская* (150-200 м) и *силигирская* (430-440 м) свиты аналогичны по литологическому составу других СФЗ.

Маймеча-Котуйская СФЗ

Немакит-далдынская и *медвежинская* свиты аналогичны одноимённым свитам соседних СФЗ.

Кугдаюряхская свита нижнего кембрия (предположительно верхи томмотского яруса - низы атдабанского) сложена чередованием глинистых и доломитистых известняков и доломитов. Согласно залегает на подстилающих породах. Мощность свиты составляет 80-130 м.

Улахан-арымасская и *урюнг-тасская* свиты, датируемые ранним кембрием, сложены доломитами. Контакт согласный между свитами и с подстилающими отложениями. Мощность свиты достигает *улахан-арымасской* 260 м, *урюнг-тасской* – 210-220 м.

Далбыхская свита аналогична одноимённой свите других СФЗ.

Атырдыхская свита верхнего кембрия сложена доломитами. Залегает конформно. Мощность варьирует в пределах от 250 до 270 м.

Томпокская свита формировалась в позднекембрийско-раннеордовикское время. На *атырдыхской* свите залегает согласно. Сложена породами различного генезиса. Карбонатные разности представлены доломитами и мергелями; обломочные – песчаниками и конгломератами. Мощность составляет 80-120 м.

Разрез *бысыюряхской* свиты, датируемой ордовиком, представлен доломитами, мергелями и известняками. Среди них прослеживаются прослои конгломератов, гипсов и

доломитов, а также кремнистые конкреции. Залегание на *томпокской* свите согласное. Мощность: 90-115 м.

Нерасчленённые среднеордовикские отложения *правоатырдахской* и *орачинской* свит представлены слоистыми известняками и доломитами с линзами кремней. На *бысыюряхской* свите они залегают со стратиграфическим перерывом. Мощность: 30-90 м.

4.1.3. Верхнекаменноугольно-триасовые осадочные отложения

Попигай-Долдынская СФЗ

Ханарская свита, отвечающая катскому горизонту среднего-верхнего карбона, залегает с размывом на среднепалеозойских отложениях. Сложена преимущественно алевролитами, в подчиненном количестве присутствуют прослойки песчаников и встречаются пропластки углей. Мощность: 40-130 м.

Котуйская свита формировалась в раннепермское время и продолжает цикл осадконакопления, начавшийся с *ханарской* свиты. Свита имеет терригенный состав от пелитовой до псаммитовой фракции, также встречаются угольные прослойки. Мощность: 190-210 м.

Потокойская свита, сформировавшаяся в раннепермское время, имеет двучленное строение. Нижняя пачка представлена песчаниками, среди которых отмечаются линзы аргиллитов; верхняя имеет ритмичное строение (переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов), встречаются линзы углей. Мощность: 80-100 м.

Правобоярская свита отвечает верхней перми-нижнему триасу. Сложена туфами основного состава, ксенотуфами, туффитами с линзами песчаников, углистых аргиллитов, известняков. Мощность: 100-150 м.

Коготокская свита имеет преимущественно эффузивный состав: основной объем составляют лавовые потоки толеитовых базальтов. Залегает на отложениях *правобоярской* свиты. Мощность непостоянна и изменяется от 0 до 50 м.

Буолкалах-бурская СФЗ

Джаргалахская толща относится к приуральскому отделу перми. Сложена переслаиванием песчаника и алевролита с прослойками углистых аргиллитов. Залегает со стратиграфическим несогласием на кембрийских отложениях. Мощность: до 460 м.

Бурская толща биармийского отдела перми. Со стратиграфическим несогласием залегает на подстилающей толще. Выполнена переслаиванием различных биотурбированных алевролитов с редкими прослоями песчаников. Мощность: 40-130 м.

Улахан-юряхская свита индского яруса нижнего триаса залегает на нижележащих отложениях со следами размыва. Разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита (5 м)

представлена туфопесчаниками и туфоалевролитами. Верхняя подсвита (12 м) сложена пестроцветными глинами и выветрелыми песчаниками.

Чекановская свита нижнеоленецкого подъяруса нижнего триаса залегает согласно на *улахан-юряхской* свите, местами с размывом на отложениях верхней перми. Подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена морскими глинами, верхняя подсвита – известняками битуминозными с мелкопереслоенными глинами. Мощность: 10-17 м.

Ыстанахская свита, приуроченная к позднеоленецкому времени раннего триаса, выполнена преимущественно глинами с прослоями глинистых алевролитов. Имеет конформное залегание. Мощность изменяется от 60 до 80 м.

Пастахская свита, отвечающая верхам верхнеоленецкого подъяруса нижнего триаса, представлена чередованием аргиллитов и алевролитов. Залегание согласное. Мощность отложений порядка 90 м.

Тумулская свита отвечает норийскому ярусу верхнего триаса. В основании свиты залегают конгломераты. В целом отложения представлены глинами, аргиллитами и песчаниками. Встречаются линзы известняков и фосфоритов. Свита залегает на размытой поверхности подстилающих отложений. Мощность: до 35 м.

Более подробно особенности отложений *улахан-юряхской*, *чекановской*, *ыстанахской*, *пастахской* свит описаны в публикациях [74, 83].

Прончищевская СФЗ

Густахская свита артинского яруса приуральского отдела перми. Представлена чередованием аргиллитов и песчаников. Присутствуют пласты углей, а также пластовые интрузии и дайки долеритов. Залегает со стратиграфическим несогласием на отложениях среднего карбона. Мощность: 335-1050 м.

Нижнекожевниковская свита кунгурского-уфимского ярусов (приуральский отдел перми). Представлена песчаниками, алевролитами. Выделяется два крупных ритма, сложенных в основании пачками существенно глинистых пород и заканчивающихся мощными пачками песчаников. Мощность: до 500 м.

Верхнекожевниковская свита уфимско-казанского ярусов (приуральский-биармийский отделы перми). Залегание согласное на подстилающих отложениях. Доминируют алевролиты и аргиллиты темно-серые и черные, встречаются прослои песчаников. В верхах свиты прослои песчаников частые и более мощные (до 10-20 м). Мощность: 350-500 м.

Мисайлапская свита татарского отдела. Залегает с небольшим стратиграфическим перерывом. Преобладают песчаники с тонкими прослоями алевролитов. В песчаниках наблюдаются обломки вулканогенных пород. Мощность: 50 м.

Ыстанахская свита отличается от аналогичной свиты Буолкалах-Бурской СФЗ. В основании сложена конгломератами и гравелитами из обломков эффузивов основного состава и их туфов, долеритов, песчаников и кремнистых пород. Вышележащая часть разреза представлена алевролитами и аргиллитами темно-серыми с прослоями песчаников серых вулканомиктовых и полимиктовых и редкими пачками песчаников серых мелкозернистых известковистых полимиктовых. Мощность: 30-100 м.

Пастахская свита аналогична отложениям Буолкалах-Бурской СФЗ. Мощность: 40 м.

Устьанабарская свита датируется анизийским ярусом среднего триаса. Характеризуется преимущественно терригенным составом. В нижней части алевролиты чередуются с песчаниками. В верхней части разреза свиты среди песчаников встречаются единичные прослои ракушняков и конкреции глинистых известняков. Мощность: 220-250 м.

Гуримисская свита, охватывающая верхнеанизийский подъярус-ладинский ярус среднего триаса, представлена чередованием песчаников с алевролитами и аргиллитами. На подстилающей свите залегает с незначительным размывом. Мощность: 60-80 м.

Осипайская свита карнийского яруса верхнего триаса залегает с размывом. В основании разреза конгломераты или гравелиты, выше сменяющиеся песчаниками с рассеянной галькой и редкими линзами гравелитов и ракушняков. Завершает разрез пачка алевролитов (4 м) с прослоями песчаников. Мощность: 7-15 м.

Чайдахская свита, сформировавшаяся на рубеже карнийского и норийского веков позднего триаса, перекрывает согласно подстилающие отложения. Основу разреза составляют песчаники с подчиненным количеством алевролитовых прослоев. Мощность: 125-140 м.

Тумулская свита отвечает концу ранненорийского-началу средненорийского времени (поздний триас). Свита согласно залегает на подстилающих отложениях. Состоит из двух ритмов, в основании которых конгломераты и песчаники с линзами конгломератов, а в верхней части (от 3 до 33 м) алевролиты. Суммарная мощность: 115 м.

Лено-Оленекская СФЗ

Густахская свита артинского яруса приуральского отдела перми. Залегает со стратиграфическим несогласием на осадках нижнего силура. Сложена циклично переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, реже песчаниками. Мощность отложений варьируется в широких пределах от 335 до 1050 м.

Нижнекожевниковская свита (мощность 150-529 м), *верхнекожевниковская* свита (250-570 м) и *мисайлапская* свита (0-210 м) аналогичны отложениям Прончищевской СФЗ.

Улахан-юряхская свита нижнего триаса залегает со стратиграфическим перерывом на различных горизонтах пермских отложений и нижнего силура. Сложена чередованием алевролитов с аргиллитами. Встречаются прослои песчаников. В верхней части (около 20 м)

присутствуют туфобрекчии из обломков основных и кислых эффузивов. Мощность: до 110-125 м.

Чекановская свита нижнего триаса сложена преимущественно аргиллитами в нижней подсвите; в верхней подсвите известняками, чередующимися с аргиллитами. Мощность: 30-65 м.

Бстанахская свита (нижний триас) выполнена аргиллитами и алевролитами. Мощность: 66-170 м.

Пастахская свита, сформировавшаяся в раннетриасовое время, имеет преимущественно алевроитовый состав. В разрезе чередуются пачки алевролитов, среди которых отмечаются прослои песчаников и горизонты глинисто-сидеритовых конкреций. Мощность: 80-150 м.

Карангатинская свита позднеоленинско-раннеанизийского времени (ранний–средний триас) залегает с размывом на подстилающих осадках. Отложения представлены переслаиванием алевролитов и аргиллитов с редкими линзами конгломератов. Мощность: 16-33 м.

Туора-хаинская свита анизийского яруса среднего триаса. Залегание согласное на подстилающих толщах. Выполнена песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями аргиллитов. Мощность: 19-128 м.

Усть-оленинская свита позднеанизийского – позднеладинского времени (средний триас). Залегает с незначительным стратиграфическим перерывом на подстилающих осадках. Отложения представлены переслаивающимися аргиллитами и алевролитами с линзами известняков. Мощность: 16-41 м.

Олимпийская свита, сформировавшаяся в конце позднеладинского и начале раннекарнийского времени, имеет преимущественно псаммитовый состав с подчиненной карбонатной составляющей. Нижняя пачка сложена песчаниками с примесью алевроитового материала, отмечаются линзы известняков. Верхняя сложена разномеристыми песчаниками с древесными остатками. Контакт с нижележащими отложениями – согласный. Мощность: 10-60 м.

Осипайская свита карнийского яруса верхнего триаса. Залегает с размывом на подстилающей свите. Выполнена алевролитами. В основании прослеживаются конгломераты. Мощность: 3-16 м.

Чайдахская свита, отвечающая карнийскому и норийскому ярусам верхнего триаса, залегает согласно (без стратиграфического перерыва) на *осипайской* свите. Подразделяется на три подсвиты, выполненные преимущественно песчаниками. Мощность варьируется от 55 до 130 м.

Тумулская свита верхнего триаса выполнена конгломератами, песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами. Встречается мелкий растительный детрит. Мощность: 8-19 м.

Булунканская свита относится к рэтскому ярусу верхнего триаса. Отложения данного возраста залегают на подстилающих осадках с размывом и стратиграфическим несогласием. Нижняя часть разреза свиты представлена переслаиванием конгломератов и песчаников с включениями растительного детрита и остатков морской фауны; верхняя часть разреза свиты сложена песчанистыми и глинистыми алевролитами. Мощность осадков: 10 м.

Бур-Уджинская СФЗ

Онкучахская свита нижней перми сложена терригенными отложениями различной размерности от глин до гравелитов. Со стратиграфическим несогласием перекрывает кембрийские и верхнепротерозойские отложения. Мощность свиты изменяется от 60 до 140 м.

Характер нижней границы *булунняхтахой* свиты (средняя-поздняя пермь) меняется по площади. Там, где свита перекрывает *онкучахскую*, контакт согласный или осложнён внутрiformационным размывом. На верхнепротерозойских и кембрийских породах и интрузиях свита залегает со стратиграфическим несогласием. Разрез образован песчаниками, аргиллитами и алевролитами с пластами каменного угля. Максимальная мощность: 167 м.

Молодинская толща представляет собой комплекс вулканогенных пород с преобладанием пирокластических разностей, таких как туфы основного состава. В её составе встречаются вулканогенно-осадочные породы – туффиты, туфопесчаники, а также эффузивные базальтовые покровы и потоки.

Хараулахско-Арынская СФЗ

Тугасирская свита, сформировавшаяся в башкирское-касимовское время, имеет трёхчленное строение. В основании залегают песчаники и алевролиты нижней подсвиты. Выше следует преимущественно алевролито-аргиллитовая средняя подсвита с редкими песчаниками. Венчает разрез верхняя подсвита из чередующихся песчаников и песчанистых алевролитов. Контакт с *тиксинской* свитой согласный. Мощность варьируется от 450 до 550 м.

Кубалахская свита верхнего карбона-нижней перми (гжельский-ассельский ярусы) представлена переслаивающимися алевролитами и песчаниками. Лежит согласно на *тугасирской* свите, однако у южной границы листа S-52 залегает с размывом на кембрийских или девонских отложениях. Мощность изменяется от 200 до 295 м.

Туорасисская свита ассельского-артинского ярусов нижней перми в нижней части сложена песчаниками, которые выше по разрезу сменяются переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Залегает согласно, мощность изменяется от 298 до 440 м.

Сахаинская свита, относящаяся к кунгурскому ярусу нижней перми, имеет трехчленное строение. Нижнюю часть составляют песчаники; средняя состоит из алевролитов, аргиллитов и песчаников; верхняя включает алевролиты с частыми прослоями песчаников и редкими

прослоями аргиллитов. Свита залегает согласно на подстилающих отложениях. Мощность изменяется от 170 до 230 м.

Соубольская свита, датируемая кунгурско-уфимским временем ранней перми, сложена переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов. Свита залегает согласно на *саханской* свите. Полная мощность составляет около 430 м.

Чинская свита, отвечающая казанскому ярусу средней перми и северодвинскому ярусу верхней перми, залегает конформно на *соубольской* свите. Разрез свиты полной мощностью около 380 м образован преимущественно алевролитами или аргиллитами с прослоями песчаников.

Нижнекотуйско-Попигайская СФЗ

Каларгонская свита позднедевонского возраста сложена тремя подсвитами (известняково-доломитовой, известковой и доломитовой). Залегает с размывом на отложениях нижнего силура и ордовика. Мощность 20-60 м.

Терригенно-карбонатная толща нижнего карбона (турнейский ярус) сложена глинистыми и алевроитистыми известняками. Со стратиграфическим несогласием перекрывает среднекембрийские осадочные породы. Мощность составляет 13-22 м.

Карбонатная толща сложена пестроцветными глинистыми и органогенными известняками. Согласно залегает на подстилающих отложениях. Мощность: от 8 до 27 м.

Ханарская свита (средне-позднекаменноугольного возраста) преимущественно алевролитового состава. Залегает с размывом на *каларгонской* свите. Мощность: 25-100 м.

Котуйская свита аналогична данной свите Попигай-Долдынской СФЗ. Залегание согласное на *ханарской* свите.

Потокойская свита аналогична данной свите Попигай-Долдынской СФЗ.

Келимьярская СФЗ

Тонолдинская свита раннепермского возраста. В разрезе свиты доминируют песчаники с линзами грубообломочных пород. С размывом залегает на доломитах кембрийского возраста. Мощность варьируется от 105 до 130 м.

Усть-бурская свита кунгурского яруса. Представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Залегание согласное на подстилающих отложениях. Мощность: 45-60 м.

Ныкабытская свита (уфимский ярус) аналогична по составу подстилающей свите. Мощность: 65-75 м.

Тюмятинская свита казанско-северодвинского возраста залегает согласно на подстилающих отложениях. Мощность: 58-70 м.

Чекановская, ыстанахская, пастахская и тумулская свиты по литологическому составу, строению разреза и стратиграфическому положению по большей части аналогичны

одноименным свитам других СФЗ. Подробная характеристика данных свит приведена в научной публикации [83].

4.1.4. Юрско-меловые осадочные отложения

Хетская СФЗ

Балахнинская свита нижней юры (геттангский-плинсбахский (?) ярусы) сложена переслаиванием аргиллитов с редкими прослоями песчаников и гравелитов, а также пропластками углей. Свита залегает с угловым несогласием на отложениях верхнего триаса. Мощность изменяется от 260 м (район Владимирской 21) до 706 м (скважина Вл-22).

Лайдинская свита нижней-средней юры. Её основу составляют аргиллиты, в подчиненном количестве присутствуют алевролиты и песчаники. Залегает на отложениях *балахнинской* свиты. Мощность изменяется от 70 до 156 м.

Вымская свита, сформировавшаяся в позднеааленское-раннебайосское время средней юры, залегает на отложениях *лайдинской* свиты. Разрез свиты мощностью 92-181 м образован преимущественно песчаниками, переслаивающимися с аргиллитами и алевролитами.

Леонтьевская свита, относящаяся к байосскому ярусу средней юры, характеризуется изменчивым составом глинисто-алевритовых пород. Мощность: от 120 до 138 м.

Малышевская свита средней юры (байосский–батский ярусы); в ее составе преобладают алевролиты. Мощность: 650-800 м

Точинская свита датируется интервалом от бата до раннего титона (средняя–поздняя юра). Характеризуется преимущественно тонкообломочным составом.

В *сиговской* свите средней–верхней юры (батский–нижнетитонский подъярус) доминируют песчано-алевритовые породы, реже встречаются глинистые алевролиты. Мощность *точинской* и *сиговской* свит может достигать 730 м.

Букатыйская свита, охватывающая позднеюрско-раннемеловое время (верхнетитонский подъярус – берриасский ярус), выполнена глинами и алевролитами с прослоями песчаников. Мощность варьируется от 150 до 1742 м.

Бояркинская свита, сформировавшаяся в валанжин-раннеготеривское время раннего мела, имеет песчано-алевритовый состав. Глинистые породы играют подчинённую роль и образуют единичные прослои. Полная мощность составляет 110 м.

Тиганская свита формировалась в позднеготеривско-барремское время и выполнена отложениями терригенного состава с маломощными прослоями угля. Конформно залегает на подстилающих отложениях. Мощность: 287 м.

Сангасалинская свита, отвечающая нижнему и среднему апту нижнего мела, залегает согласно (без стратиграфического перерыва) на подстилающих отложениях. Разрез свиты

мощностью 50 м образован преимущественно глинистой толщей, в меньшей степени присутствуют пески с пачками угля.

Рассохинская свита датируется интервалом от позднего апта до альба. Характеризуется преимущественно песчаным составом. Мощность: 318 м.

Огневская свита нижнего мела (альб) имеет ритмичное строение и включает две-три глинистые угленосные пачки (5-20 м) и одну-две песчаные пачки (7-90 м). Характерно наличие буроугольных прослоев мощностью 0,3–5 м, которые сосредоточены в глинистых пачках. Также встречается минерализованная древесина. Общая мощность свиты составляет 348 м.

Бегицевская свита нижнего–верхнего мела (альб–сеноман) сложена плохо сортированными полимиктовыми песками. Мощность: от 68 до 180 м.

В *ледянской* свите, датируемой поздним мелом (турон–коньяк), преобладают глинистые алевроиты, отмечаются песчаные прослои. Свита залегает со стратиграфическим несогласием на *бегицевской* свите. Мощность достигает 200 м.

Хетская свита верхнего мела (коньяк–нижний сантон) сложена алевролитами и песками с прослоями углей, содержащими янтарь.

Анабарская СФЗ

Зимняя свита, отвечающая верхнеплинсбахскому подъярису нижней юры, залегает на размытой поверхности пермских и триасовых пород и начинает нижнеюрский разрез. Свита мощностью 34-179 м образована полифациальной терригенной ассоциацией: глинами, алевролитами, песчаниками и конгломератами.

Аиркатская свита нижней юры (позднеплинсбахский возраст) состоит из глин, алевролитов и песчаников с пиритом и растительным детритом. Свита залегает согласно на *зимней* свите или с угловым несогласием на верхнем триасе и палеозое. Мощность: 41-350 м.

Сайбылахская серия нижней-средней юры (тоарский ярус-нижнеааленский подъярус) характеризуется доминированием в нижней части разреза тонкодисперсных глинистых литофаций с конкрециями. В верхней части преобладают песчаники с линзами известняков. Залегает с размывом на *аиркатской* свите. Мощность: 52-55 м.

Арангастахская свита, отвечающая верхнему аалену и нижнему байосу средней юры, залегает со стратиграфическим перерывом на *сайбылахской* серии. Разрез свиты мощностью 16-30 м образован терригенной толщей, представленной песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Юрюнгтумусская свита, сформировавшаяся в позднебайосское-среднебатское время, имеет глинистый состав. Контакт с подстилающими отложениями согласный. Мощность: 73-279 м.

Точинская, сиговская свиты аналогичны по литологическому составу другим СФЗ.

Пограничные отложения верхней юры и нижнего мела (титонский и берриасский ярусы) представлены *буолкалахской* свитой, которая с размывом перекрывает образования средней и верхней юры. Свита сложена алевролитами, глинами и песками. Её мощность достигает 57 м.

Харбыльская свита, сформировавшаяся в позднеберриасское – средневаланжинское время раннего мела, имеет преимущественно тонкообломочный состав. Основу разреза составляют глины и алевролиты, пески и известняки присутствуют в редких прослоях. Залегает трансгрессивно на палеозойских, триасовых, средне- и верхнеюрских отложениях, а также на *буолкалахской* свите. Мощность: до 200 м.

Балагачанская свита раннемелового возраста сложена псаммитовыми и алевроитовыми образованиями. Мощность отложений: 25-150 м.

Тигянская, сангасалинская, рассохинская, огневская свиты аналогичны данным свитам других СФЗ.

Нордвикская СФЗ

Зимняя и *аиркатская* свиты аналогичны другим СФЗ

В разрезе *китебрютской* свиты (нижняя юра) преобладают глины, среди которых отмечаются подчинённые прослои алевролитов и мергелей. Подошва проводится по поверхности перерыва, ниже которой залегают отложения *аиркатской* свиты. Мощность: 14-31 м.

Эренская свита, формирование которой происходило в раннеюрское время, залегает конформно на *китебрютской* или *аиркатской* свитах. Разрез свиты мощностью 110 м образован терригенной толщей, для которой характерно переслаивание алевролитов и аргиллитов с песчаниками.

В разрезе *хоргонской* свиты, отвечающей ааленскому ярусу средней юры, преобладают алевролиты и аргиллиты, отмечается рассеянная галька и валуны. Залегает конформно. Мощность: 15-30 м.

Арангастахская, юрюнгутумусская, точинская и *сиговская* свиты аналогичны отложениям других СФЗ, описанным выше.

Станюряхская свита объединяет алевроито-глинистые образования верхнебатского подъяруса средней юры и оксфордского яруса верхней юры. Литологически они выражены алевролитами и аргиллитами с подчинённым количеством песчаников и лептохлоритов, присутствующих в виде линз. Залегает с размывом. Мощность: 40-80 м.

Пахсинская свита (верхняя юра-нижний мел) представлена глинисто-алевроитовым комплексом, в котором встречаются линзы известняков. Залегает согласно на *сиговской* свите. Мощность варьируется от 100 до 150 м.

Усунсалинская толща, сформировавшаяся в титон-берриасское время (поздняя юра-ранний мел), сложена терригенными породами с конгломератами в основании, выше

преобладают тонкообломочные породы. Залегают с разрывом на *станюрахской* свите. Коррелируется с *пахсинской* свитой. Мощность: 25-100 м.

Отложения *нангалахской* толщи нижнего мела (валанжинский ярус) представлены преимущественно песчаниками, среди которых встречаются прослои алевроитов и известняков. Залегают согласно на *усунсалинской* толще. Сопоставляется с *балагачанской* свитой. Мощность изменяется от 30 до 180 м.

В разрезе *салгинской* свиты, охватывающей интервал от валанжинского до альбского яруса нижнего мела, преобладают грубо- и среднеобломочные породы. Это гравелиты и песчаники, в которых встречаются древесные остатки. В разрезе встречаются угленосные горизонты. Залегают согласно на *нангалахской* толще. Сопоставляется с *тигянской* и *сангасалинской* свитами. Мощность: 75-280 м.

Оленекская СФЗ

Кыстыкюряхская свита раннеюрского возраста (геттангский и синемюрский ярусы) состоит из аргиллитов с алевролитами и песчаниками. Залегают согласно на *тумулской* свите. Мощность: 56 м.

В разрезе *джангыйской* свиты, отвечающей верхнеплинсбахскому подъярису нижней юры, преобладают грубо- и среднеобломочные породы (конгломераты, песчаники), а также присутствуют алевролиты. Залегают с разрывом на *чайдахской* свите и с несогласием на *кыстыкюряхской* свите. Возрастной аналог – *аиркатская* свита. Мощность: 310-420 м.

Курунгская свита нижней-средней юры (тоарский ярус-нижнеааленский подъярус) сложена преимущественно глинистыми породами. Залегают с разрывом на *джангыйской* свите. Мощность: 60-190 м.

Келимярская серия среднеюрского возраста (ааленский–байосский ярусы) включает пять свит: *кыстыкхаинскую*, *хастырскую*, *табынскую*, *урукитскую* и *аргастахскую*. В основном состоит из аргиллитов и алевролитов, в меньшей степени песчаников. Залегание согласное на подстилающих отложениях. Мощность: от 200 до 305 м.

Чекуровская серия среднеюрского возраста (батский ярус) состоит из *неклюляхской*, *кулумасской*, *киенгской* и *селиляхской* свит. Сложена преимущественно песчаниками, в меньшей степени алевролитами и глинами. Залегают согласно. Мощность: 65-170 м.

Станюрахская и *буолкалахская* аналогичны одноимённым свитам других СФЗ.

Кигилляхская свита датируется берриасским и валанжинским веками раннего мела. Характеризуется преимущественно терригенным составом: основу разреза образуют песчаники и алевролиты. Карбонатная составляющая представлена ракушнями. В разрезе встречаются угольные прослои. Залегают с разрывом на *буолкалахской* свите. Мощность: 260 м.

В разрезе *кюсюрской* свиты, сформировавшейся в готеривское время раннего мела, участвуют песчаники и алевролиты, среди которых встречаются прослои каменного угля. Залегаёт согласно на *кигилляхской* свите. Мощность свиты варьируется от 80 до 120 м.

Сиктяхская свита, отвечающая барремскому и аптскому ярусам нижнего мела, залегаёт с небольшим размывом на *кюсюрской* свите. Разрез свиты мощностью 90-142 м образован преимущественно песчаниковой толщей.

Огонерюряхская свита датируется ранним мелом (ранний альб). Основу разреза составляют алевролиты и аргиллиты, песчаники присутствуют в виде прослоев, также выявлено два пласта каменного угля. Залегаёт конформно на *сиктяхской* свите. Мощность: 10-180 м.

В разрезе *лукумайской* свиты, сформировавшейся в ранне-среднеальбское время, преобладают песчаные породы. В базальной части выделяется конгломератовый горизонт. Сопоставляется с *рассохинской* и *огневской* свитами. Залегаёт с размывом на *огонерюряхской* свите. Мощность свиты: от 60 до 220 м.

Укинская свита нижнего мела (средний и верхний альб) характеризуется преимущественно глинисто-алевритовым составом, отмечаются пласты угля. Средняя часть разреза отличается увеличением доли песчаников, местами слагающих основную часть толщи. Залегаёт согласно. Мощность варьируется от 80 до 220 м.

Анабаро-Ленская СФЗ

Кыстыкюряхская, джангыйская, курунгская, буолкалахская, кигилляхская, кюсюрская, сиктяхская, огонерюряхская, лукумайская и укинская свиты аналогичны данным свитам других структурно-фациальных зон.

Менгюряхская свита, отвечающая альбскому ярусу нижнего мела и сеноманскому ярусу верхнего мела, залегаёт с размывом на *уинской* свите. Разрез свиты мощностью 40-200 м образован песчаниковой толщей с линзами конгломератов. Сопоставляется с *бегичевской* свитой.

Чарчыкская свита датируется временным интервалом от поздней юры до раннего мела, состоящая из терригенных пород, среди которых встречаются угольные пласты. Мощность свиты: 230 м.

Лено-Оленекская СФЗ

Кыринская свита, сформировавшаяся в поздне триасово-раннеюрское время, разрез которой мощностью до 150 м сложен грубообломочной толщей, выполненной преимущественно конгломератами с линзовидными прослоями песчаников и алевролитов. Залегаёт со стратиграфическим несогласием на пермских и нижнетриасовых отложениях.

Курунгская свита нижней юры (тоарский ярус) состоит из алевролитов, глин и черных аргиллитов с фауной. Залегаёт согласно. Мощность: 5-30 м.

Буолкалахская СФЗ

Чымарская свита геттангского-плинсбахского возраста (нижняя юра) залегает со стратиграфическим несогласием на верхнепротерозойских и пермских породах. В основании расположена базальная пачка мощностью 5-15 м, представленная песчаниками с линзовидными слоями конгломератов. Основная толща мощностью 80-180 м состоит из песчаников, алевролитов и глинистых алевролитов.

Курунгская свита аналогична описанной в Лено-Оленекской СФЗ.

Чюэмпейская толща среднеюрского (аален-батское время) возраста состоит из песчаников и алевролитов. Залегает с разрывом на *курунгской* свите. Мощность: от 35 до 90 м.

Чекуровская серия схожа по составу с одноимённой серией других СФЗ.

Кигилляхская свита аналогична другим СФЗ.

Менгкеринская СФЗ

Чонокская свита, сформировавшаяся в титон-берриасское время (поздняя юра-ранний мел), имеет преимущественно глинисто-алевритовый состав, песчаники изредка встречаются в виде прослоев. Со стратиграфическим несогласием залегает на *чекуровской* или *станюряхской* свитах. Мощность: 20-40 м.

Хаиргасская свита, датируемая раннетитонским временем поздней юры, представлена терригенными отложениями (от аргиллитов до песчаников). Мощность: 300-350 м.

Кигилляхская и *кюсюрская* свиты аналогичны данным отложениям других СФЗ.

Говорская серия аптского яруса состоит из *чонкогорской*, *булунской* и *бахской* свит. Нижняя свита представлена преимущественно песчаниками; средняя – переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов; завершает разрез серии *бахская* свита, состоящая из песчаников. Осадки серии залегают согласно. Мощность: 700-850 м.

Сиктяхская, *огонерюряхская*, *лукумайская* и *укинская* свиты аналогичны данным отложениям других СФЗ.

Сетегейская свита геттанг-плинсбахского возраста сложена переслаиванием алевролитов и песчаников. Мощность: 760 м.

Ундюлюнгская серия тоар-батского возраста, состоящая из *биллэхской*, *батырыньинской*, *сынчинской*, *эселехской* и *хоронгской* свит, сложена переслаиванием терригенных пород различной размерности. Залегает согласно на подстилающих отложениях. Мощность: 740 м.

Джаскойская свита батско-кимериджского возраста. В составе свиты доминируют песчаники. Залегает согласно на подстилающих отложениях. Мощность: 290-340 м.

Подробнее особенности юрско-меловых отложений описаны в публикации [121].

4.2. Тектоническое строение

Регион характеризуется сложным и неоднозначным тектоническим строением. Анабаро-Ленская краевая система охватывает территорию современного Анабаро-Хатангского и Лено-Анабарского прогибов. Также поскольку под термином «краевая система» (Рисунок 4) понимается несколько более обширное понятие, чем краевой прогиб, то целесообразно рассматривать территорию, включая северный борт Анабарской антеклизы и Оленекскую зону пограничных поднятий (Рисунок 38), выступающую северо-восточным ответвлением Верхояно-Колымской СО [63].

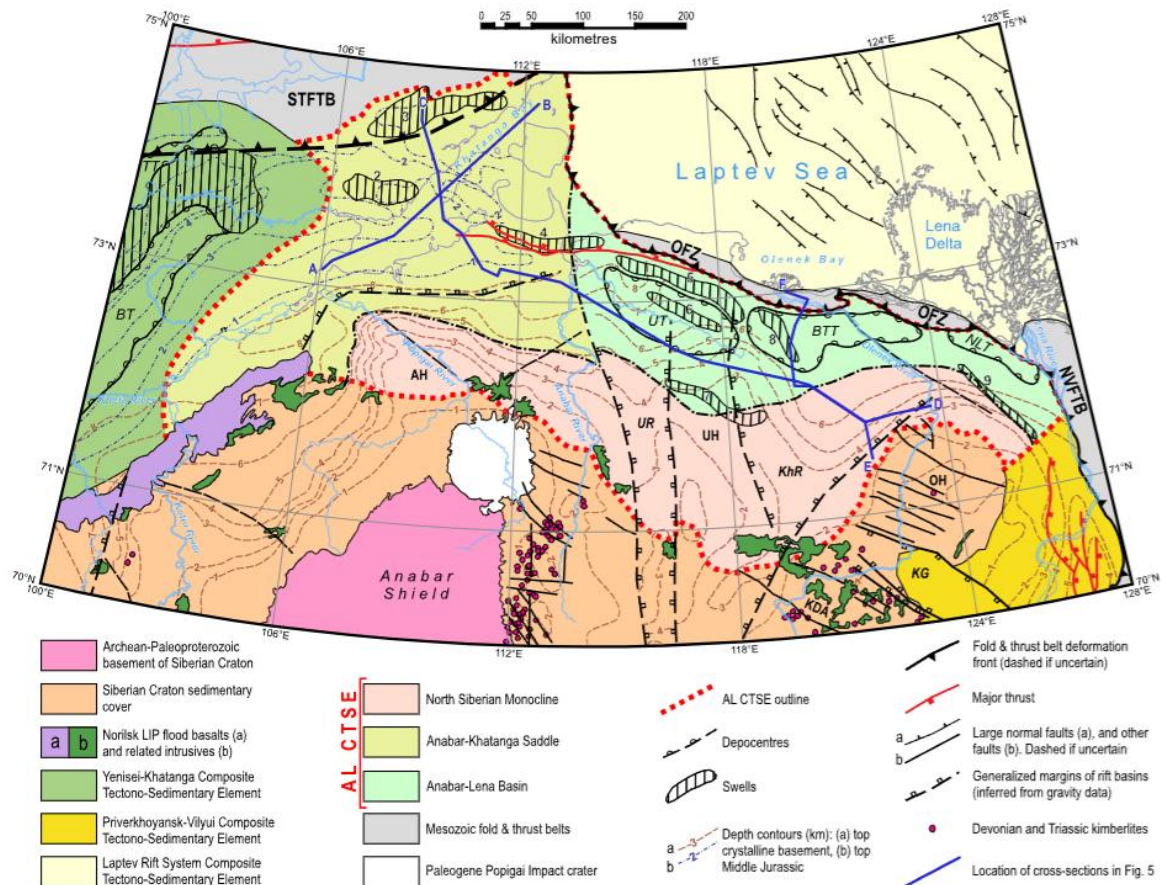


Рисунок 38 – Тектоническая карта северной части Восточной Сибири [208]

Условные обозначения: Инвертированные поднятия (1 – Балахнинское; 2 – Белогорское; 3 – Осиповское; 4 – Тигян-Анабарское; 5 – Киренейское; 6 – Сасыль-Юряхское; 7 – Кангаллах-Уэльское; 8 – Буолкалахское; 9 – Келимьяр-Куогастахское); впадины (BT – Богадинская впадина; BTT – Буолкалах-Таймыльская впадина; NLT – Нижне-Ленская впадина; TT – Туровская впадина; UT – Уйэлинская впадина); приподнятые участки фундамента и своды (АН – Анабарский выступ; KDA – Куойск-Далдынский свод; OH – Оленекский выступ; UH – Уджинский выступ); рифтовые бассейны (UR – Уджинский; KhR – Хастахский; KG – Кютингдинский грабен); другие тектонические элементы (OFZ – Оленекская зона складчатости; STFTB – Южно-Таймырский складчато – надвиговый пояс; NVFTB – Северо-Верхоянский складчато-надвиговый пояс).

С запада краевая система ограничена Енисей-Хатангским региональным прогибом [8], с северо-запада – Южно-Таймырским складчато-надвиговым поясом [20], в восточной части территория ограничена Верхоянской краевой системой, южная граница проводится по снижению мощности рифейских отложений, с юго-запада ограничена Анабарским щитом, на севере – погружённой под акваторию моря Лаптевых частью Верхояно-Колымской СО [2].

Поскольку в результате эволюции краевых систем на различных этапах преобладают различные геодинамические условия, что отражается в структурном плане региона, то для каждого этапа будут характерны свои структурно-тектонические элементы. В научной публикации [9] построены карты для палеозойского и мезозойско-кайнозойского структурно-тектонических этажей. Основными структурно-тектоническими элементами палеозойского этажа выступают: Восточно-Таймырская впадина, Анабаро-Ленская зона, Анабарская моноклиза. В мезозойско-кайнозойском комплексе основные единицы: Анабаро-Ленский прогиб, состоящий из Лено-Анабарской впадины, Анабаро-Хатангской седловины и Анабарской моноклизы.

Фундамент сложен архейско-нижнепротерозойскими блоками, представленными двумя крупными тектоническими провинциями: Оленекской и Анабарской [139]. В Анабарской преобладают гранулит-гнейсовые террейны, в Оленекской – гранит-зеленокаменные. Мощность земной коры изменяется в широком интервале (25-48 км), достигая максимальных значений в районе Анабарского щита [233]. Глубина залегания фундамента возрастает от 0 км в районе Анабарского щита до 15 км в наиболее погружённых впадинах (Рисунок 39 а), например, Хастахской.

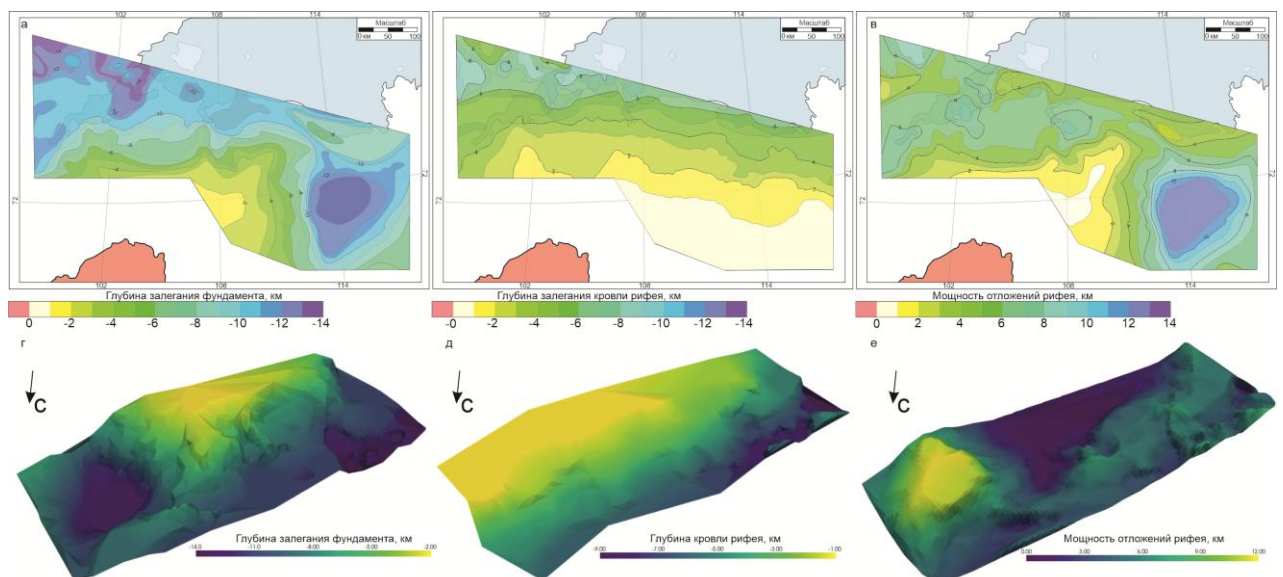


Рисунок 39 – Глубины залегания (а – фундамента; б – кровли рифея), мощность (в – отложений рифея) и их трехмерная визуализация (г – фундамента; д – кровли рифея; е – мощности рифейских отложений) (составлено автором по материалам сейсмических профилей [230-234])

Краевая система осложнена структурами различных порядков (Рисунок 40). К наиболее выраженным надпорядковым структурам относятся: Анабаро-Хатангская седловина, Лено-Анабарский прогиб, северный склон Анабарской антеклизы. Граница между Анабаро-Хатангской седловиной и Лено-Анабарским прогибом достаточно условна и проводится по увеличению мощности мезозойского осадочного комплекса [179].

Анабаро-Хатангская седловина осложняется структурой первого порядка – Хатангской мезовпадиной с мощностью осадков более 14 км. Северный склон Анабарской антеклизы осложнен Уджинским и Оленекским сводами.

В пределах изучаемой территории выделяют три субмеридиональных рифейских авлакогена: Уджинский, Хастахский и Котуйский [151]. Уджинский рифт обрамляет Анабарский щит с восточной стороны. В современном структурном плане зона выступает в качестве поднятия. Заложение рифта, вероятно, совпадает с началом распада суперконтинента [46]. В свою очередь Хастахский авлакоген, по всей видимости, является северным продолжением Уджинского [179]. Котуйский авлакоген обрамляет Анабарский щит с запада.

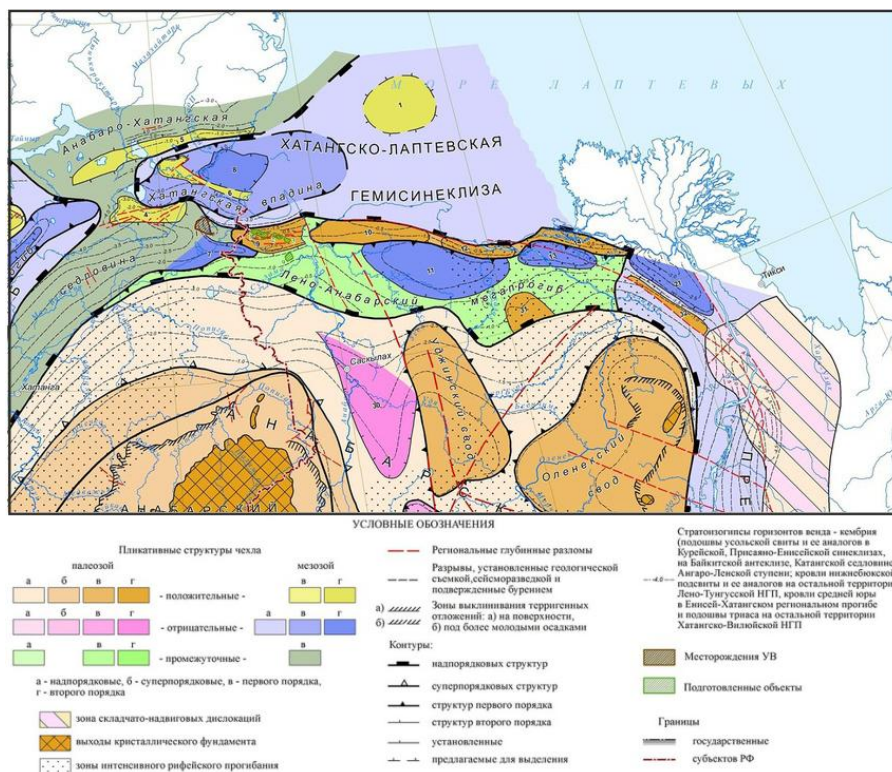


Рисунок 40 – Фрагмент из тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы [СНИИГГиМС, редактор Старосельцев В.С., 2021]

Цифрами обозначены: 4 – Сопочная зона поднятий; 5 – Осиповская зона поднятий; 6 – Нордвикская зона поднятий; 7 – Эджзакский структурный залив; 8 – Бегичевская котловина; 9 – Тигяно-Анабарская зона поднятий; 10 – Прончищевский вал; 11 – Юсликский прогиб; 12 – Усть-Оленекский вал; 13 – Таймыльская котловина; 30 – Нижнеуджинский структурный мыс; 31 – Хастахский структурный мыс.

4.3. Нефтегазоносные комплексы и нефтегазоносность региона

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, утверждённой в 2010 г. межведомственным совещанием по уточнению оценки ресурсов нефти и газа Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты [21], Анабаро-Хатангская седловина и Лено-Анабарский прогиб входят в Лено-Тунгусскую НГП, а Енисей-Хатангский прогиб относится к Западно-Сибирской НГП.

Территория характеризуется многочисленными выходами на дневную поверхность битумов (Рисунок 41), что позволяет высоко оценивать перспективы нефтеносности [126]. Столь широкое распространение битумов указывает на то, что в геологическом прошлом здесь происходили масштабная генерация и миграция нефти с формированием крупных скоплений УВ, которые впоследствии были разрушены.

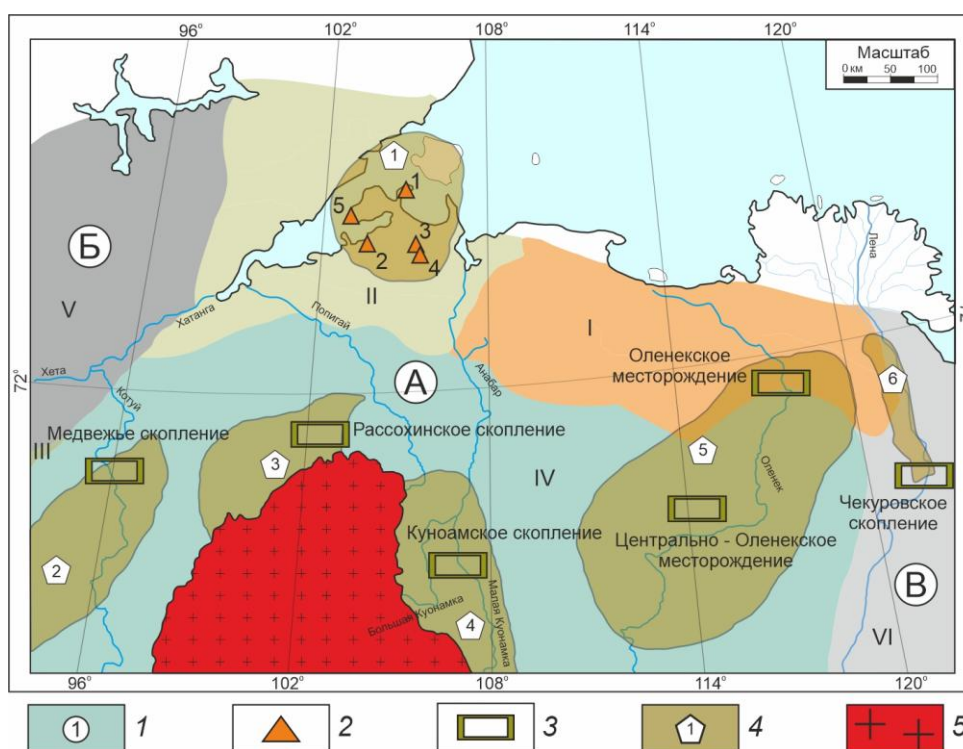


Рисунок 41 – Схема нефтегазогеологического районирования северной части Сибирской платформы (составлено по материалам [87, 128, 144])

Условные обозначения: 1 – Нефтегазогеологическое районирование (А – Лено-Тунгусская НГП: I – Лено-Анабарская НГО, II – Анабаро-Хатангская НГО, III – Турухано-Норильская НГО, IV – Анабарская НГО; Б – Западно-Сибирская НГП: V – Енисей-Хатангская НГО; В – Лено-Вилуйская НГП: VI – Предверхоянская НГО); 2 – Месторождения углеводородов (1 – Нордвикское, 2 – Ильинско-Кожевниковское, 3 – Чайдахское, 4 – Южно-Тигянское, 5 – Центрально-Ольгинское); 3 – скопления и месторождения битумов; 4 – битумные поля и области (1 – Нордвикская битумо-нефтяная область, 2 – Западно-Анабарское битумное поле, 3 – Северо-Анабарское битумное поле, 4 – Восточно-Анабарское битумное поле, 5 – Оленекское битумное поле, 6 – Чекуровская битумная область); 5 – Анабарский щит.

В пределах изучаемой КС на Оленёкском поднятии расположено уникальное битумное месторождение. Битумопроявления Оленекского месторождения приурочены главным образом к терригенным породам пермского возраста, залегающим со стратиграфическим несогласием на верхнекембрийских карбонатах [167], а также к доломитам *лапарской* свиты кембрия. Формирование битумного месторождения произошло в результате воздымания территории в меловое время [128]. На месторождении выделяют 13 терригенных пачек позднепалеозойского возраста со средним содержанием битумов 3,5% для всего продуктивного разреза [79, 147]. Миграция шла из Лено-Анабарского и Предверхоаянского прогибов [178]. По геохимическим маркерам выделяется по меньшей мере три источника нефтегазообразования, связанных в том числе с докембрийскими нефтегазоматеринскими толщами [79].

В пределах изучаемой территории нефте- и газопроявления зафиксированы в широком стратиграфическом диапазоне (Таблица 3, Таблица 4). Выделяются четыре нефтегазоносных комплекса (НГК): рифейский, венд-кембрийский (для Анабаро-Хатангской НГО – палеозойский), пермско-нижнетриасовый и мезозойский.

Таблица 3 – Результаты испытаний в скважинах Анабаро-Хатангской НГО [91]

Площадь	Система (свита)	Максимальные дебиты		
		Нефть, м³/сут	Газ, тыс м³/сут	Вода м³/сут
Нордвикская	Триас, пермь	1	11,5	7
Восточная	Средний карбон-нижняя пермь (тустахская свита)	сухо		
Гуримисская	Средний карбон-нижняя пермь (тустахская свита)	пленка		316
Северо-Суолемская	Средний карбон-нижняя пермь (тустахская свита)	пленка		190
Чайдахская	Нижняя пермь (нижнекожевниковская)	пленка	2,5	132
Южно-Тигянская	Нижняя пермь (нижнекожевниковская)	15,3	2,5	1
Ильинская	Средняя –верхняя пермь (верхнекожевниковская)	0,56	26,1	2,4
Кожевниковская	Средняя –верхняя пермь (верхнекожевниковская)	2,5		9,1
Северо-Суолемская; Нордвикская	Девон-карбон			24,4
Костроминская	Рифей-кембрий			33,6

В Анабаро-Хатангской НГО выявленные месторождения углеводородов (Рисунок 41) связаны с пермско-нижнетриасовым НГК. При этом необходимо отметить, что большая часть выявленных залежей характеризуется слабыми притоками углеводородов (Таблица 3). В пределах Лено-Анабарской НГО по всем вскрытым горизонтам зафиксированы признаки

растворенного газа (Таблица 4), при этом ни в одной из скважин не получено притоков УВ. Также отмечаются признаки битуминозности во вскрытых скважинами разрезах.

Таблица 4 – Результаты испытаний в скважинах Лено-Анабарской НГО (составлено с использованием материалов [174])

Площадь	Система (свита)	Максимальные дебиты		
		Нефть,	Газ,	Вода
		м³/сут	тыс м³/сут	м³/сут
Бурская	Верхний рифей (куладинская свита)		растворенный	27,4
	Верхний рифей (таймыльерская свита)		растворенный	66,6
	Венд-кембрий (кессюсинская серия)		растворенный	68,1
Хастахская	Верхний рифей		растворенный	687,3
	Нижний кембрий		растворенный	30,94
	Нижний-средний кембрий (доломитовая толща)		растворенный	396,94
	Верхний кембрий (лапарская свита) (доломитовая толща)		растворенный	87,85
Чарчыкская	Венд (туркутская свита)		растворенный	83,75
	Нижний-средний кембрий (доломитовая толща)		растворенный	695,6– 781,88
	Нижняя пермь (джаргалахская толща)		растворенный	28,9– 35,02
Усть-Оленекская	Верхний ордовик		растворенный	34,8

Оценка перспектив нефтегазоносности проводилась неоднократно и показала противоречивые результаты относительно потенциала НГК как для Анабаро-Хатангской НГО (Таблица 5), так и для Лено-Анабарской НГО (Таблица 6). Столь существенные расхождения, по-видимому, обусловлены различиями в методических подходах, в принимаемых границах НГО и стратиграфическом объеме комплексов, а также слабой изученностью территории глубоким бурением и сейсморазведкой.

Традиционно наибольшие перспективы нефтегазоносности связывают с пермско-нижнетриасовыми отложениями. Это объясняется наличием выявленных залежей углеводородов, приуроченных к данному стратиграфическому интервалу.

Практическим подтверждением обоснованности подобных оценок служит открытие **Центрально-Ольгинского** месторождения – наиболее значимого по запасам в пределах Анабаро-Хатангской НГО. Открытие произошло в 2017 году в акватории Хатангского залива по результатам бурения скважины компанией «Роснефть». Нефть обнаружена в терригенном коллекторе пермского комплекса. Запасы месторождения оцениваются по категориям C_1+C_2 в 80,4 млн т нефти [37]. Продуктивные горизонты приурочены к антиклинальному поднятию (Рисунок 42 а). Нефть легкая, малосернистая.

Таблица 5 – Оценка ресурсного потенциала Анабаро-Хатангской НГО (составлено автором)

Автор	Комплекс				
	Рифейский	Палеозойский	Пермско-нижнетриасовый	Мезозойский	Σ
	млн т н.э.	млн т н.э.	млн т н.э.	млн т н.э.	млн т н.э.
Конторович и др., 2017 [87]					1800
Дмитриевский и др., 2018 [62]					1892
Савченко и др., 2017 [141]					5075
Калабин и др., 2013 [75]	246	371	790		1407
Афанасенков, 2019 [7]		439	1635	455	2529
Еремин, Шабалин, 2017 [65]	1001		968	5807	7776

Таблица 6 – Оценка ресурсного потенциала Лено-Анабарской НГО (составлено автором)

Автор	Комплекс				
	Рифейский	Венд-кембрийский	Пермско-нижнетриасовый	Мезозойский	Σ
	млн т н.э.	млн т н.э.	млн т н.э.	млн т н.э.	млн т н.э.
Конторович и др., 2017 [87]					1430
Дмитриевский и др., 2018 [62]					1978
Афанасенков, 2019 [7]	492	758	1090		2340
Еремин, Шабалин, 2017 [65]	216	420	1570	231	2437
Прокопцева, 2014 [230]	880	1764	984	513	4141

Южно-Тигянское месторождение (Рисунок 42 б) локализуется в пределах брахиантиклинальной складки, состоящей из двух куполовидных поднятий. Предполагается, что заполнение ловушек происходило за счет перетоков УВ из глубоких горизонтов [150]. Основной продуктивный горизонт (XI) представлен терригенными осадками *нижнекожевниковской* свиты, мощностью 70-90 м. Нефтепроявления фиксируются по всему вскрытому разрезу: от нижней перми до нижнего мела включительно. Нефть тяжелая (плотность 932 кг/м³ [77]), смолистая.

На **Чайдахском** месторождении наблюдается схожая волновая картина с Южно-Тигянской площадью. На сейсмической записи прослеживается серия разломов, по которым возможны перетоки углеводородов (Рисунок 42 в). В отложениях *нижнекожевниковской* свиты получен приток газа. Также в непосредственной близости от площади фиксируются выходы окислившейся нефти на поверхность, что может указывать на наличие проводящих разломов [231].

На **Нордвикском** месторождении важной особенностью является роль многолетней мерзлоты в качестве флюидоупора для коллектора триасового возраста (*гуримисская* свита),

залегающего в интервале 90-120 м [91] от поверхности. Месторождение приурочено к диапировому поднятию. Нефть характеризуется как тяжелая (плотность 935 кг/м³), смолистая [77].

На **Ильинско-Кожевниковском** месторождении продуктивные залежи вскрыты в *нижнекожевниковской* и *верхнекожевниковской* свитах. Нефть варьирует от легкой до тяжелой.

Таким образом, регион характеризуется многочисленными признаками нефтегазоносности, охватывающими разрез от рифея до мезозоя. На существование углеводородных систем указывают крупные битумные скопления, повсеместные газопроявления и несколько открытых нефтяных месторождений. Вместе с тем большинство выявленных залежей характеризуется слабыми притоками, а нефти – высокой плотностью и смолистостью.

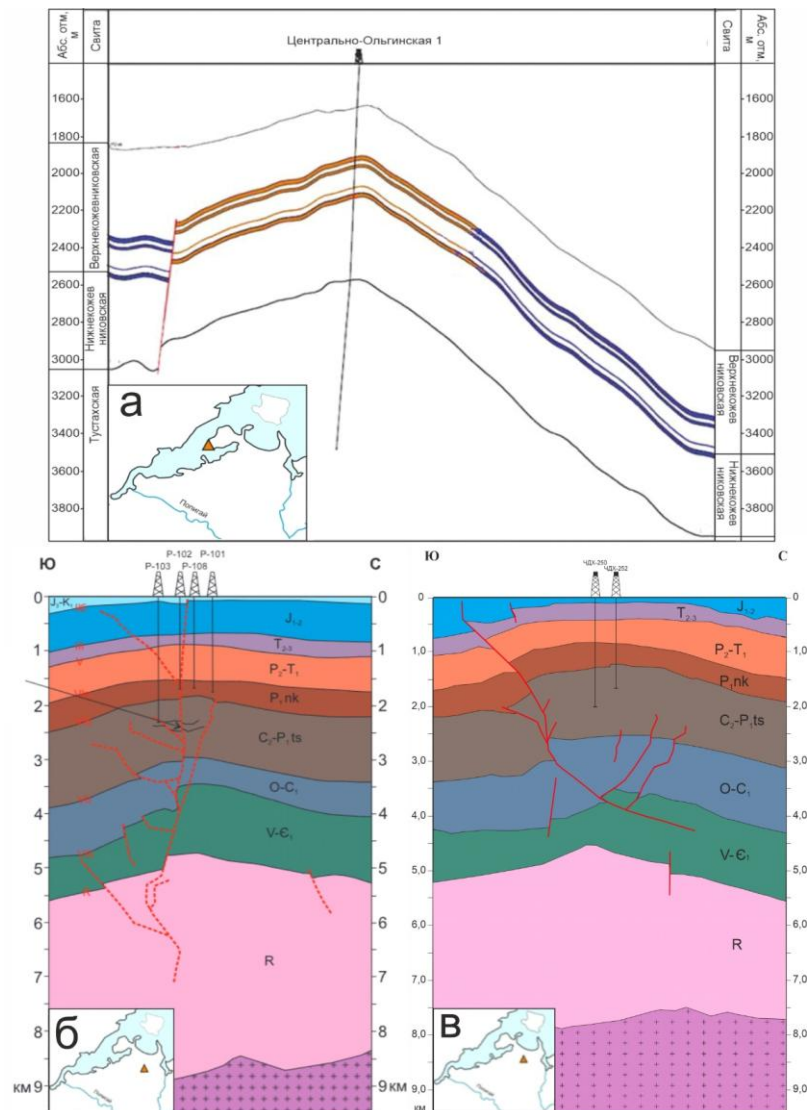


Рисунок 42 – Особенности геологического строения выявленных месторождений
 (а – Центрально-Ольгинское [60]; б – Южно-Тиганское [150]; в – Чайдахское (интерпретация по материалам «Анабарнефтегаз» [231]))

4.4. Нефтегазоматеринские породы

Нефтегазоматеринские и потенциальные нефтегазоматеринские отложения региона выявлены в широком стратиграфическом диапазоне (Таблица 7). Самые древние из них имеют раннерифейский возраст, что позволяет говорить о рифейском достаточно богатом источнике углеводородов.

Таблица 7 – Данные по содержанию органического вещества разновозрастных НГМП (составлено автором)

Свита / серия / толща	Возраст	Состав	Сорг, %			Градация катагенеза	Литературный источник
			от	до	среднее		
Мукунская серия	R ₁	Аргиллиты	-	-	2	-	[143]
Усть-ильинская свита	R ₁	Аргиллиты, алевролиты	0,2	6,5	-	МК ₁ ¹ -МК ₁ ²	[32]
Билляхская серия	R ₁₋₂	Известковистые аргиллиты	1,83	4,87	-	МК ₅ -АК ₂₋₃ *	[75]
Хастахская свита	R ₃	Аргиллиты, доломитовые мергели	0,24	1,72	-	МК ₂ -МК ₃ *	[101]
Хатыспытская свита	V	Карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы	0,02	1,99	0,4	МК ₁ ¹	[108]
		Черные сланцы	9,73	10,17	-		
		Глинистые известняки	1,67	4,4	-		
Куонамская свита и ее фациальные аналоги	Є	Глинисто-кремнисто-карбонатные	5,25	18,3		ПК ₃ -МК ₁ *	[75]
Тустахская свита	P ₁	Алевролиты и аргиллиты	0,84	22,4	-	МК ₂₋₃ *	[17]
Нижнекожевниковская свита	P ₁	Аргиллиты	0,93	9	-	МК ₁ -МК ₂ *	[75]
Верхнекожевниковская свита	P ₁₋₂	Алевролиты и Аргиллиты	2,3	3,7	-	МК ₃ *	[17]
Джаргалахская толща	P ₁	Аргиллиты	0,44	3,07	1,5	МК ₁ -МК ₄ *	[157]
Бурская толща	P ₂						[157]
Чекановская свита	T ₁	Аргиллиты	0,28	2,18		МК ₂ *	[157]
Кыринская свита	T ₃ -J ₁	Аргиллиты	-	-	0,55	-	[80]
Келимярская серия	J ₂	Глины	0,86	2,39	1,43	-	[80]

*указано по шкале Вассоевича Н.Б., Неручева С.Г., Лопатина Н.В., 1976 [120]

Поскольку рифейские и вендские НГМП изучены в ограниченном количестве, что недостаточно для построения качественной трехмерной бассейновой модели, в связи с чем использовался объемно-генетический метод (3.1. Объемно-генетический анализ) для оценки масштабов генерации и эмиграции нефти и газа, а также плотности сгенерированных и

эмигрировавших УВ. Значения катагенетической преобразованности для рифейских пород приняты по результатам моделирования тепловой эволюции (Рисунок 58), для вендских НГМП из публикации [101]. Распространённость отложений принята согласно схемам Госгеолкарт третьего поколения по листам S48-52 и R48-52 [236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243].

Рифейские НГМП

Несмотря на слабую изученность глубоким бурением, существуют предпосылки выявления потенциальных НГМП в рифейском НГК. Развитие территории в условиях пассивной континентальной окраины в рифее создавало благоприятные условия накопления органического вещества. Предположение о наличии потенциальных НГМП высказано в статье [90]. По результатам изучения профилей выделены высокоамплитудные сейсмические отражения в рифейском сейсмокомплексе, которые могут соответствовать черносланцевым толщам.

Результаты изучения каменного материала показывают, что верхнепротерозойские НГМП характеризуются хорошим генерационным потенциалом (Рисунок 43).

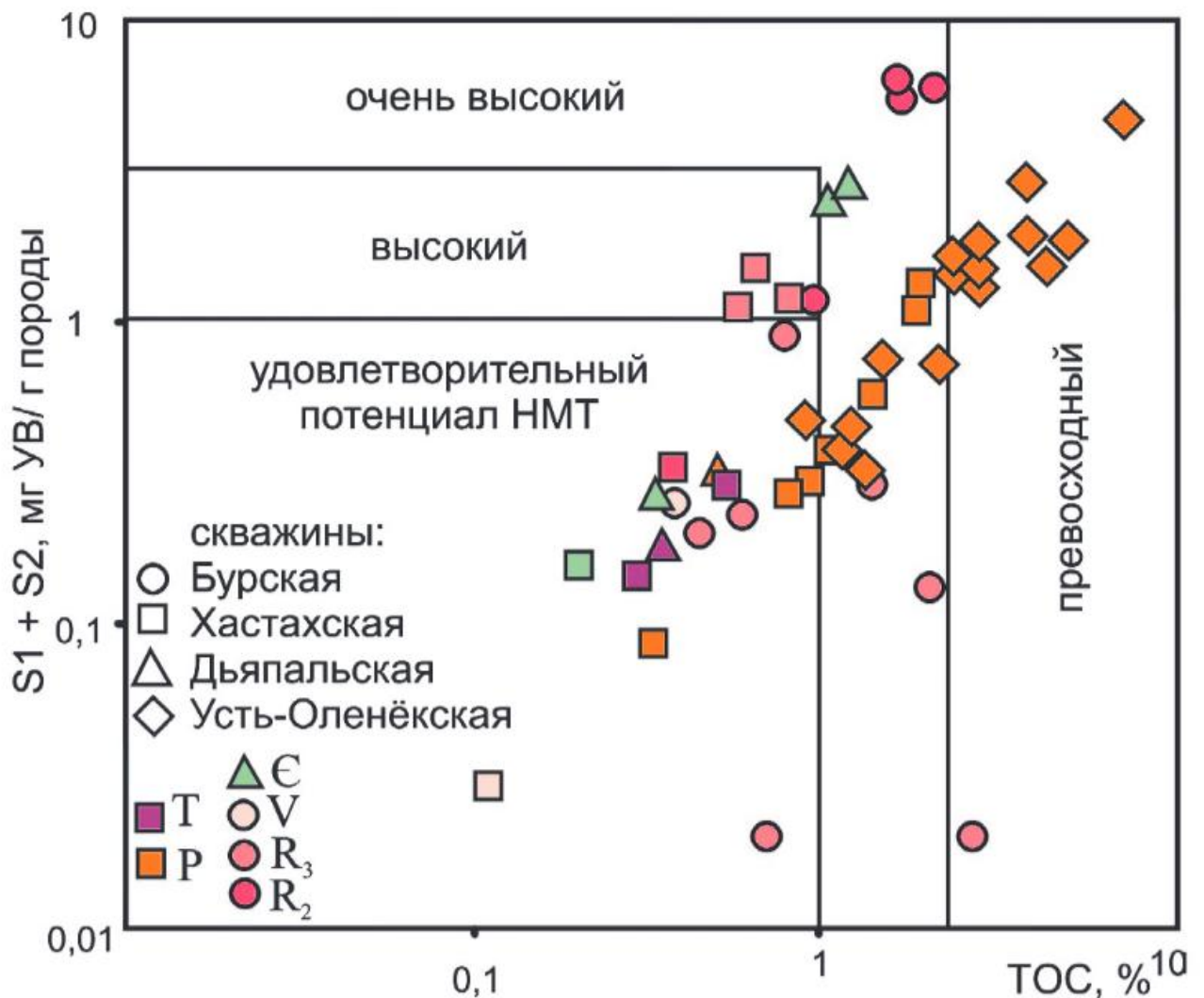


Рисунок 43 – Характеристика ОВ Анабаро-Ленского прогиба по данным пиролиза [179]

Мукунская серия сложена аргиллитами с концентрациями ОВ до 2%, органическое вещество соответствует II типу, НІ 420 мг УВ/г Сорг [143]. По результатам бассейнового

моделирования ОВ может находиться в широком диапазоне катагенетической зрелости от МК₁ до АК₂₋₃ (см. 5.2. Тепловая эволюция). Всего отложения серии могли генерировать по результатам вероятностной оценки объемно-генетическим методом от 11,3 до 29,3 млрд т нефти, с медианными значениями около 19,0 млрд т нефти (Рисунок 44 а). Объемы генерации газа оцениваются от 20,7 до 60,5 (P50: 37,8) трлн м³ газа (Рисунок 44 б). Масштабы эмиграции составляют от 8,4 до 23,4 (P50: 15,1) млрд т жидких УВ (Рисунок 44 в) и в диапазоне от 19,0 до 54,8 (P50: 34,6) трлн м³ газообразных (Рисунок 44 г). Плотность генерации (P50) оценивается от 44,4 до 349,7 тыс т/км² нефти и от 41,5 до 765,7 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции (P50) жидких углеводородов могла составлять 2,2-286,7 тыс т/км² и 37,2-680,1 млн м³/км² газообразных (Таблица 8).

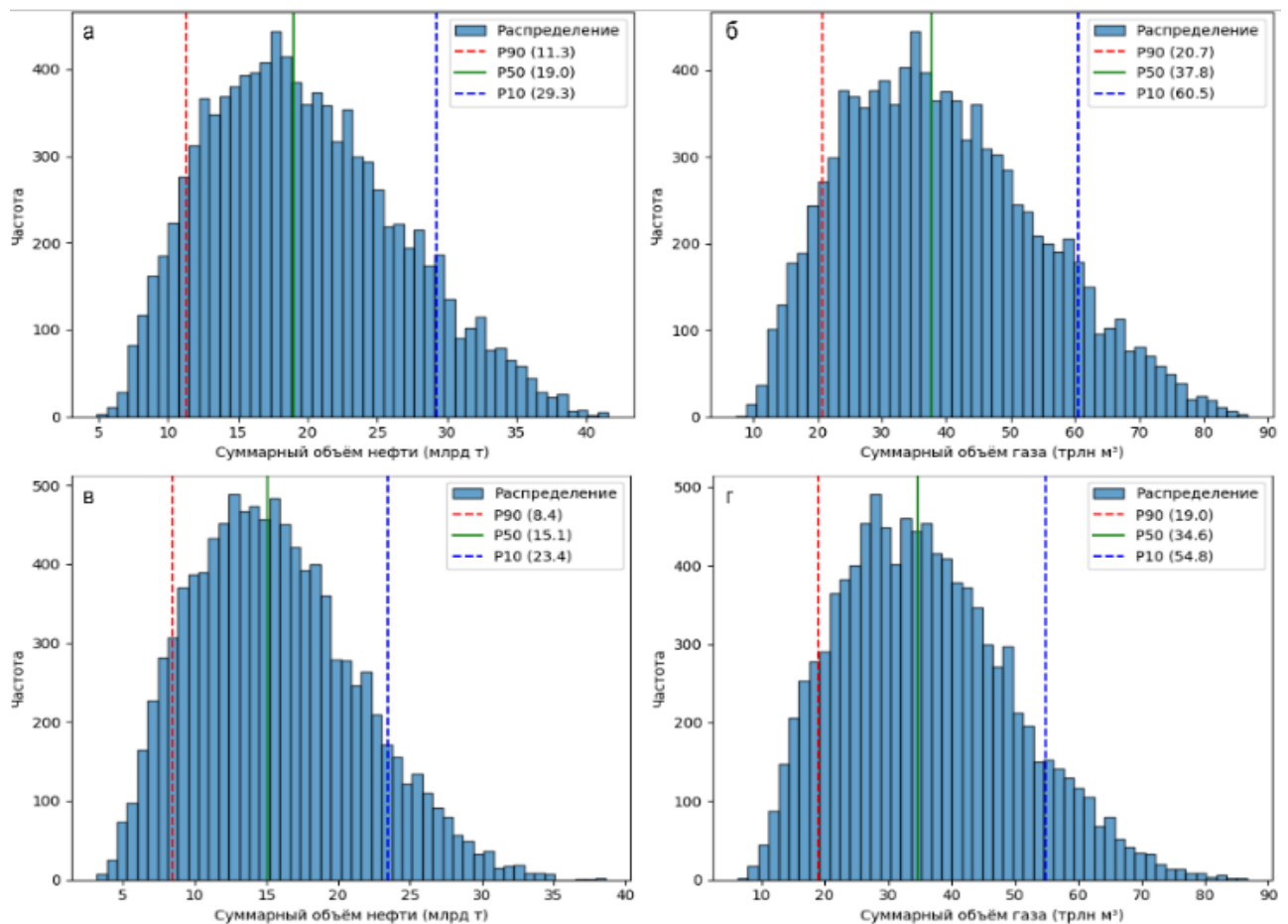


Рисунок 44 – Гистограмма суммарных объемов генерации (а – нефти и б – газа) и эмиграции (в – нефти и г – газа) из мукунской серии (составлено автором)

Билляхская серия и входящая в ее состав усть-ильинская свита. В отложениях усть-ильинской свиты преобладают аргиллиты, в которых содержание ОВ варьируется от 0,2 до 6,5% [32]. В известковистых аргиллитах билляхской серии Сорг изменяется в диапазоне от 1,83 до 4,87%, остаточный генерационный потенциал оценивается от 2,07 до 6,28 мг УВ/г породы [75]. Катагенетическая преобразованность пород находится в тех же интервалах, что и в случае с мукунской серией. Всего отложения серии могли генерировать от 20,0 до 54,2 млрд т нефти, с

медианными значениями 34,5 млрд т нефти (Рисунок 45 а). Объемы генерации газа оцениваются от 34,9 до 110,4 (P50=66,5) трлн м³ газа (Рисунок 45 б), из НГМП могло эмигрировать 13,9-43,5 (P50: 26,1) млрд т жидких УВ (Рисунок 45 в) и от 31,4 до 100,8 (P50: 60,2) трлн м³ газообразных (Рисунок 45 г). Плотность генерации (P50) от 88,7 до 680,3 тыс т/км² нефти и от 82,9 до 1517,7 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции жидких углеводородов могла составлять 4,4-578,1 тыс т/км² и 74,5-1369,6 млн м³/км² газообразных (Таблица 8).

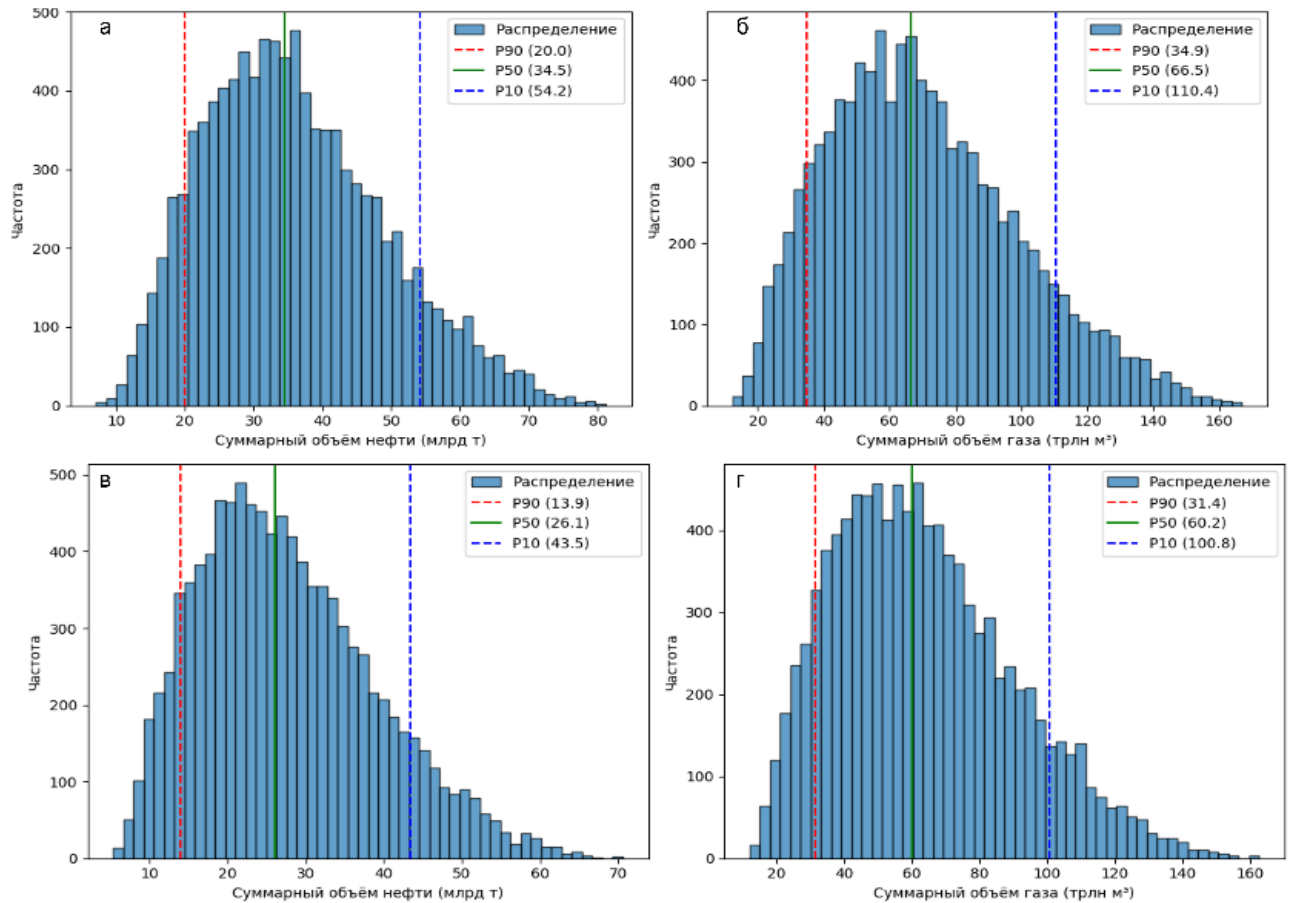


Рисунок 45 – Гистограмма суммарных объемов генерации (а – нефти и б – газа) и эмиграции (в – нефти и г – газа) из усть-ильинской свиты (составлено автором)

В породах хастахской свиты может содержаться от 0,24 до 1,72% Сорг [101]. Преобразованность ОВ находится в интервале от МК₂ до АК₂₋₃. Свита генерировала жидких углеводородов 1,8-3 (P50: 2,4) млрд т (Рисунок 46 а) и 2,1-3,3 (P50: 2,6) трлн м³ газообразных (Рисунок 46 б), масштабы эмиграции варьируются от 0,8 до 1,4 (P50: 1,1) млрд т нефти (Рисунок 46 в) и 1,8-3 (P50: 2,4) трлн м³ газа (Рисунок 46 г). Плотность генерации (P50) составляет 42,2-337,6 тыс т/км² нефти и 40,1-801,1 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции (P50) оценивается 2,1-302,7 тыс т/км² и 35,9-716,7 млн м³/км² для нефти и газа соответственно (Таблица 8).

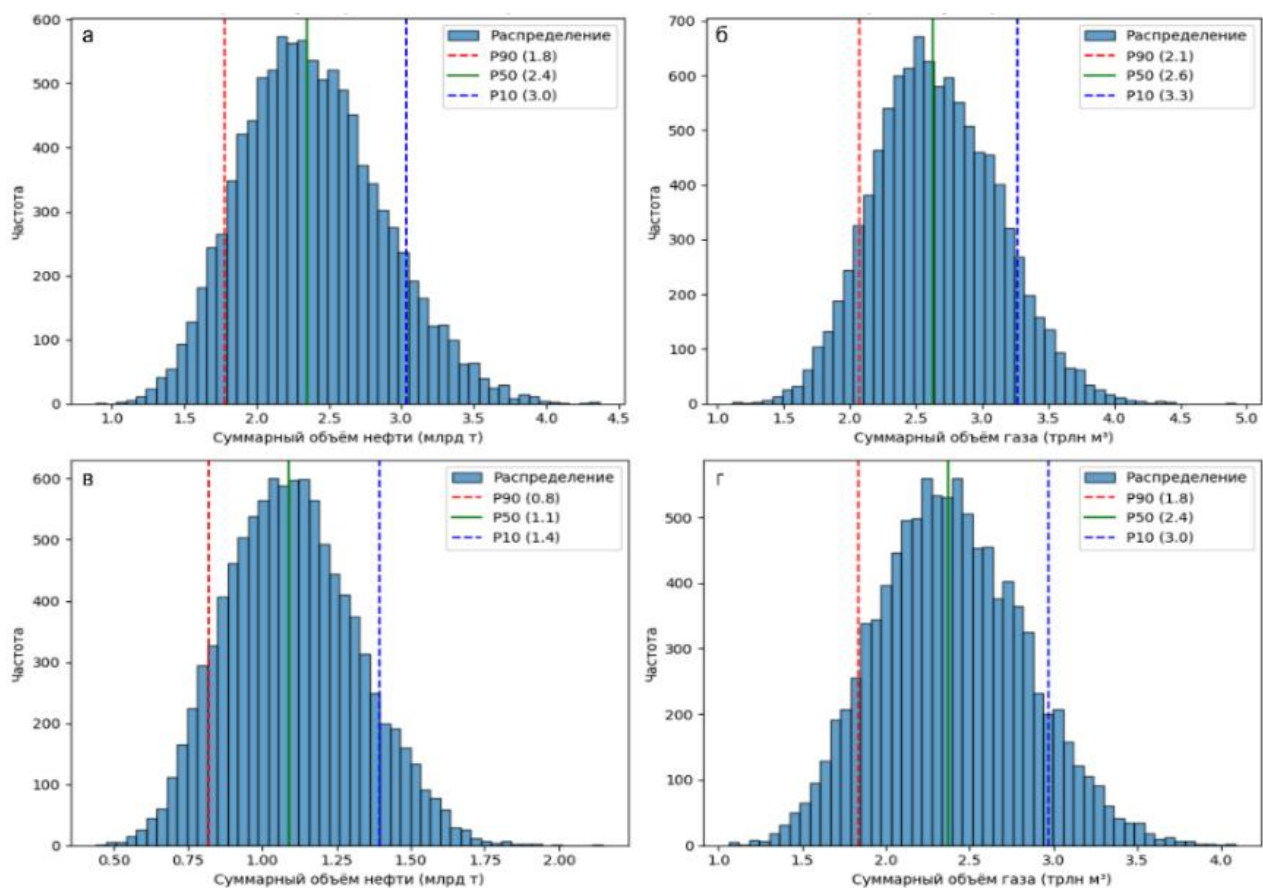


Рисунок 46 – Гистограмма суммарных объемов генерации (а – нефти и б – газа) и эмиграции (в – нефти и г – газа) из *хастахской* свиты (составлено автором)

Также к НГМП по результатам исследований керна скважин (*Хастахская* и *Бурская*) относят *хайпахскую* и *дебенгдинскую* свиты [230]. Последующее уточнение стратиграфического положения (**4.1.1. Рифей-вендские осадочные отложения**) не позволило отнести результаты исследований к данным горизонтам. Поэтому указанные свиты не рассматривались в работе. Нельзя исключать, что данные отложения являются потенциальными НГМП, однако данный вопрос требует дополнительного рассмотрения и изучения фактического материала.

Венд-кембрийские (палеозойские) НГМП

В *хатыспытской* свите содержание ОВ варьируется от 0,02 до 1,99%, изредка повышаясь в известняках до 4-6% и в горючих сланцах до 12-14% [108]. Породы данной свиты могли генерировать 1,8-3,4 (P50: 2,6) млрд т жидких УВ (Рисунок 47 а) и 2,3-4,2 (P50: 3,2) трлн м³ газообразных (Рисунок 47 б). Эмигрировало из НГМП от 0,9 до 1,7 (P50: 1,3) млрд т нефти (Рисунок 47 в) и от 2,1 до 3,8 (P50: 2,9) трлн м³ газа (Рисунок 47 г). Плотность генерации (P50) из отложений данной свиты 34,5-248,2 тыс т/км² нефти и 32,5-421,9 млн м³/км² газа. Плотность эмиграции составляет 1,6-203,2 тыс т/км² нефти и 27,8-362,0 млн м³/км² газа (Таблица 8).

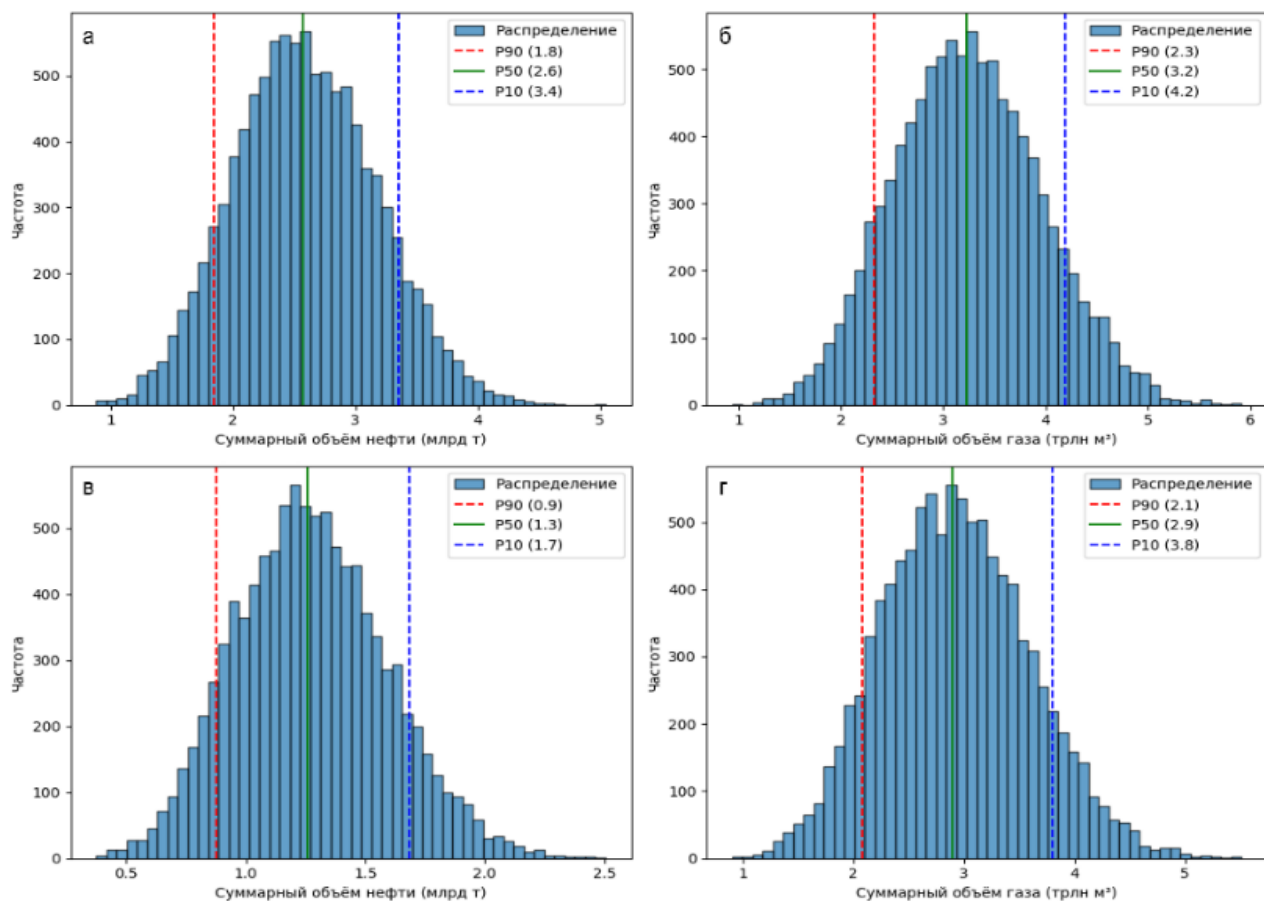


Рисунок 47 – Гистограмма суммарных объемов генерации (а – нефти и б – газа) и эмиграции (в – нефти и г – газа) из *хатыснитской* свиты (составлено автором)

Также к нефтегазоматеринским породам некоторые исследователи относят *старореченскую* свиту, пропитанную битумами. При этом отмечается генетическое родство битумов и битумоидов с вмещающими породами [230].

В кембрийской части разреза в качестве богатого источника углеводородов могла выступать *куонамская* свита или ее аналоги. Однако данная свита находится на низких грациях преобразованности ОВ [15, 47]. При этом в пределах территории исследования, вероятно, данная НГМП отсутствует, что подтверждается результатами буровых работ [155].

Также в пределах Анабаро-Хатангской НГО девонские НГМП могли выступать в качестве важного источника углеводородов [77].

В каменноугольных отложениях (скв. Рыбинская-1) в углистых аргиллитах содержание органического углерода изменяется в диапазоне от 4 до 12% [7].

Пермские и триасовые НГМП

Тустахская свита. Содержание Сорг изменяется в диапазоне от 0,84 (для алевролитовых осадков) до 6,81 % и более (для глинистых пород) [17]. По данным геохимических исследований S1 в диапазоне 0,25-1,40 мг УВ/г, S2 = 1,70-6,44 мг УВ/г [75]. Катагенетическая зрелость ОВ изменяется в широких пределах от МК₁² до АК₁₋₃ [176].

Нижнекожеевниковская свита. Содержание Сорг в глинистых слоях варьируется в интервале от 0,93 до 9 %. Значения НІ от 86 до 107 мг УВ/г Сорг, S1 оценивается от 1,4 до 2,87 мг УВ/г, S2 составляет 6,64 мг УВ/г по данным пиролизических исследований [230], генерационный потенциал (S1+S2) от 0,26 до 17,78 мг УВ/г [75].

Верхнекожеевниковская свита. Содержание Сорг от 2,3 до 3,7% [17]. Катагенетическая зрелость изменяется от МК₁¹ до АК₁ [176].

Джаргалахская и бурская толщи. В глинистых разностях 1-2% содержание органического вещества, в грубообломочных 0,1 -0,5%, находящегося на стадиях МК₁-МК₄ [157].

Мезозойские НГМП

В мезозойских отложениях присутствуют породы с керогеном преимущественно III типа [80]. Данный тип ОВ в первую очередь способен генерировать газообразные углеводороды, а жидкие – в подчиненных количествах. При этом данные отложения находятся на низких грациях катагенетической зрелости ОВ. Это не позволяет данные отложения рассматривать в качестве значимого источника жидких и газообразных углеводородов.

Таким образом, суммарные объемы генерации УВ верхнепротерозойских НГМП могли составлять (Р50) более 58,5 млрд т нефти и 110,1 трлн м³ газа. При этом из материнских пород могло эмигрировать 43,6 млрд т жидких и 100,1 трлн м³ (Р50) газообразных УВ (Таблица 8). При этом необходимо учитывать, что приведенные значения не тождественны объемам аккумулированных УВ.

Таблица 8 – Генерационный потенциал рифей-вендских отложений (Р50) (составлено автором)

Свита/серия	Плотность генерации		Плотность эмиграции		Объем генерации		Объем эмиграции	
	Нефти	Газа	Нефти	Газа	Нефти	Газа	Нефти	Газа
	тыс т/км ²	млн м ³ /км ²	тыс т/км ²	млн м ³ /км ²	млрд т	трлн м ³	млрд т	трлн м ³
Мукунская серия	44,4-349,7	41,5 - 765,7	2,2-286,7	37,2-680,1	19,0	37,8	15,1	34,6
Билляхская серия	88,7-680,3	82,9-1517,7	4,4-578,1	74,5-1369,6	34,5	66,5	26,1	60,2
Хастахская свита	42,2-337,6	40,1-801,1	2,1-302,7	35,9-716,7	2,4	2,6	1,1	2,4
Хатыспытская свита	34,5-248,2	32,5-421,9	1,6-203,2	27,8-362,0	2,6	3,2	1,3	2,9

4.5. Породы-коллекторы

Потенциальные коллекторские толщи выявлены во всех осадочных комплексах (Таблица 9) и приурочены как к терригенным, так и к карбонатным породам. В целом пористость возрастает вверх по разрезу, достигая максимальных значений в отложениях пермского и триасового возраста. Прослой высокоемких песчаников отмечаются во всех разрезах краевой системы.

Таблица 9 – Характеристика пород-коллекторов (составлено автором)

Свита	Возраст	Состав	Пористость, %			Литературный источник
			от	до	среднее	
Мукунская серия	Ранний рифей	Песчаники	10	18	-	[97]
Тукуланская свита	Поздний рифей	Карбонаты	2	7	2-3	[35]
Куладинская свита	Поздний рифей	Карбонаты	2	7	2-3	[35]
Хастахская свита	Поздний рифей	Песчаники	1	10	-	[35]
Старореченская свита	Ранний венд	Доломиты	9	13	-	[35]
Туркутская свита	Поздний венд	Карбонаты	2	7	5-7	[35]
Мастахская свита	Венд	Песчаники	1	10	-	[35]
Маттайская свита	Венд-кембрий	Песчаники	1	10	-	[35]
Чабурский горизонт	Поздний венд- ранний кембрий	Песчаники	15	20	-	[97]
Далбыхская свита	Средний кембрий	Доломиты	1	7	-	[100]
Атырдахская свита	Поздний кембрий	Доломиты	1	7	-	[100]
Тустахская свита	Ранняя пермь	Песчаники, Алевриты	1	29,3	-	[7]
Джаргалахская толща	Ранняя пермь	Песчаники, Алевриты	0,2	9	-	[230]
Нижнекожевниковская свита (Х16 горизонт)	Ранняя пермь	Песчаники	-	26	11	[150]
Верхнекожевниковская свита	Ранняя-средняя пермь	Песчаники	8,55	28,7	-	[185]
Бурская толща	Средняя пермь	Песчаники	6	14,5	-	[230]
Гуримисская свита	Средний триас	Песчаники	16,3	28,5	19,6	[97]
Чайдахская свита	Поздний триас	Песчаник	-	32	19	[99]

В рифейском комплексе потенциальными коллекторами могут выступать песчаники, в том числе базального СФК, а также известняки и доломиты. В венд-нижнепалеозойской части разреза преобладают карбонатные коллекторы. В пермско-нижнетриасовом и мезозойском комплексах коллекторы представлены преимущественно песчаниками.

Потенциальными коллекторскими свойствами обладает большее число свит, чем приведено в таблице 9. В этой связи наиболее остро стоит вопрос о наличии выдержанных флюидопоров и условий для миграции, аккумуляции и последующей сохранности нефти и газа в сформированных структурах – местах скопления УВ. В Анабаро-Хатангском прогибе на фильтрационно-емкостные свойства влияет трапповый магматизм.

4.6. Выводы по главе 4

Территория исследования относится к северной окраине Сибирской платформы, в осадочном чехле которой прослеживаются общие закономерности строения КС (Рисунок 4). Осадочный чехол сложен преимущественно рифейскими отложениями, мощность которых местами превышает 5 и более км (Рисунок 39 в); при этом мощность всех комплексов уменьшается с севера на юг, до полного их отсутствия в пределах Анабарского щита. Вендско-кембрийские отложения залегают с угловым несогласием и разрывом на отложениях рифейского возраста. В кембрийском комплексе на временных разрезах фиксируются клиноформенные отложения с шириной 25-30 км [53]. В кембрийских толщах АХП на сейсмической записи прослеживаются органогенные постройки барьерного рифа. Предполагаемая рифовая зона имеет ширину около 30 км и протягивается до 200 км при мощности 1,5-2,0 км в Хатангском заливе [59]. Ордовикско-силурийские осадки, распространенные вдоль прибрежной полосы, также представлены карбонатными породами. Девонско-каменноугольные отложения характерны только для площадей, примыкающих к акватории Хатангского залива, и представлены сульфатно-карбонатными и галогенно-сульфатно-карбонатными осадками, сменяющимися вверх по разрезу терригенно-карбонатными сульфатсодержащими отложениями. Мощность галогенных отложений около 300 м, в пределах развития которых наблюдаются диапировые поднятия [88]. Пермские толщи распространены по всей изучаемой территории и представлены преимущественно глинистыми осадками, возрастание мощности идет в северном направлении с 444 до 2364 м [89]. В разрезе присутствуют эффузивно-туфовые породы, являющиеся следствием пермско-триасового траппового магматизма. Толщины трапповой формации возрастают по направлению к Таймыру [93] и уменьшаются до нуля в восточной части КС. Перекрывающие триасовые отложения сложены чередованием песчаных, алевролитовых и аргиллитовых слоев с редкими карбонатными прослоями. Для юрских и меловых отложений характерны прибрежно-морские и континентальные обстановки, отмечается наличие угольных пластов. Мезозойские отложения отсутствуют (выклиниваются) в южном направлении.

При этом, начиная с раннерифейского возраста, отмечаются породы, содержащие повышенные концентрации органического вещества (Таблица 7). Суммарно докембрийские НГМП могли генерировать по медианной оценке 58,5 млрд т нефти и 110,1 трлн м³ газа (Таблица 8). Коллекторские горизонты выявлены во всех частях разреза. Однако, несмотря на наличие как богатых НГМП, так и высокеемких коллекторов, в пределах изучаемого региона выявлено пять месторождений, тяготеющих к зонам разрывных нарушений.

ГЛАВА 5 ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

5.1. История геологического развития

Эволюция Анабаро-Ленской КС сопровождалась многообразием геотектонических обстановок. В истории геологического развития территории можно выделить **шесть** основных этапов, последовательный анализ которых позволит восстановить особенности формирования осадочного чехла и оценить перспективы нефтегазоносности.

Самый **первый этап** (архейско-раннепротерозойский) характеризуется столкновением террейнов, объединенных в два супертеррейна (тектонические провинции) – Анабарский и Оленекский [140]. При этом Анабарская коллизионная зона испытывала интенсивное сжатие [138], в результате чего сформировалась горная область, которая в современных геофизических полях фиксируется по неоднородному магнитному полю.

Затем в течение раннего рифея поверхность подвергалась пенеценизации с формированием в преимущественно континентальных обстановках осадконакопления грубозернистых, плохо сортированных осадков, в основном красноцветных (*ильинская, бурдурская, лабазтахская* свиты).

Второй этап связан с распадом суперконтинента (около 1,35 млрд лет [171]), на что указывает наличие интрузий данного стратиграфического возраста и изверженных пород в структуре осадочного чехла (*улаханкурунгская* свита). На начальных этапах рифтогенеза, по всей видимости, формировались внутренние мелководные моря. В это время современная северная окраина, по палеомагнитным данным, находилась в районе экватора [39], и, как следствие, преобладало карбонатное осадконакопление (*усть-ильинская, котуйканская* и др. свиты).

В результате формирования пассивной континентальной окраины с обособлением перикратонного прогиба в современной структуре осадочного чехла, выделяемого по резкому увеличению мощности рифейских отложений (Рисунок 48), осадконакопление сместилось в сторону моря, о чем свидетельствует повсеместный перерыв между отложениями нижнего и среднего рифея (осадки залегают с размывом на подстилающих отложениях).

Ввиду отсутствия выходов горных пород и скважин, вскрывших данный стратиграфический интервал в передовых частях платформы, на основе этапности формирования осадочного чехла КС (см. **ГЛАВА 2 КРАЕВЫЕ СИСТЕМЫ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ**), можно предположить, что доминировали глинистые породы в осадконакоплении.

В результате заполнения осадочного бассейна в среднем рифее произошла обширная трансгрессия моря с формированием мелководно-морского шельфа. Повышение уровня моря может быть связано с проявлением рифтогенеза, сопровождавшегося внедрением и излиянием магм преимущественно основного состава.

В позднем рифее начали преобладать пестроцветные карбонатные породы, чередующиеся с алевролитами и песчаниками (дебенгдинская, чурбукская, уджинская свиты).

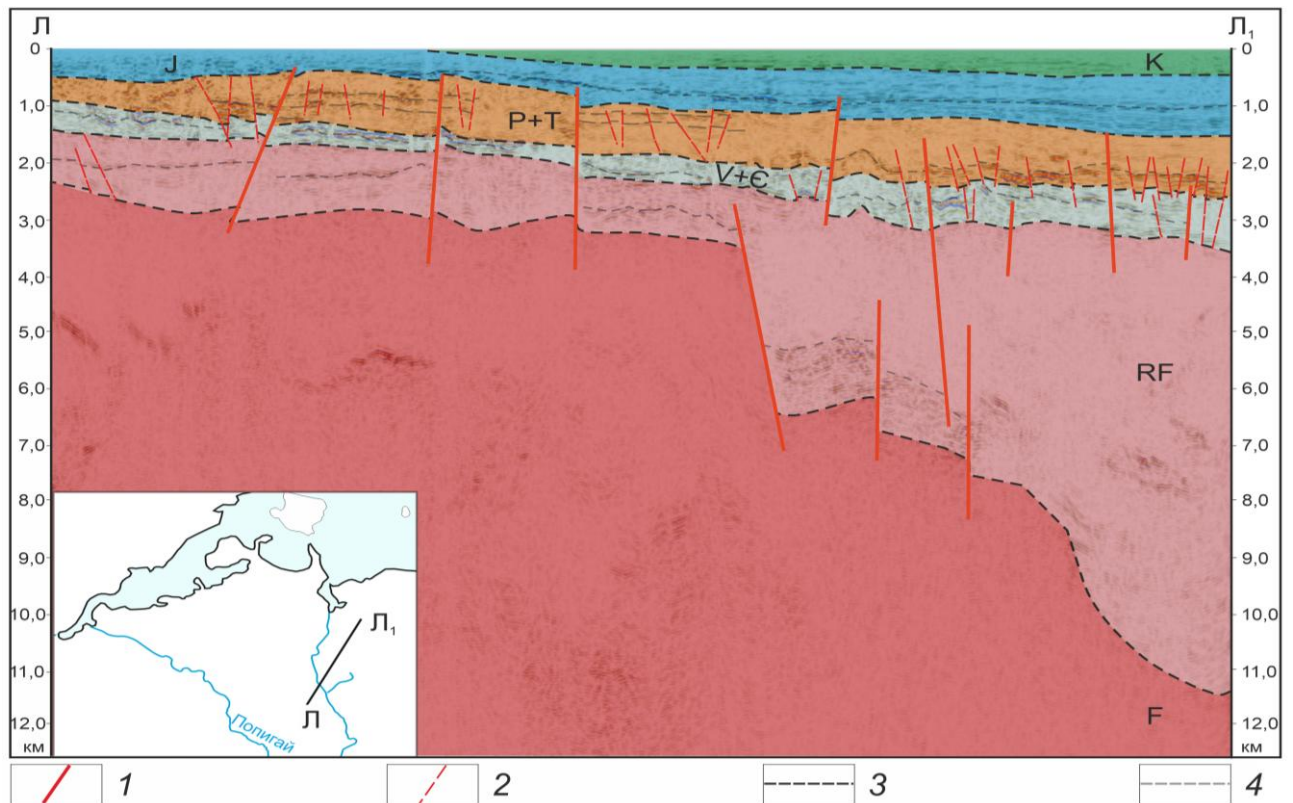


Рисунок 48 – Геолого-геофизический разрез по профилю Л-Л₁ (интерпретация автора [127], по материалам [232])

Условные обозначения: 1 – зоны крупных разрывных нарушений; 2 – зоны второстепенных разрывных нарушений; 3 – хорошо фиксируемые отражающие границы; 4 – слабопроявленные отражающие границы.

Третий этап ознаменовался масштабной предвендской эрозией, проявившейся во всех частях платформы [14]. Перерыв осадконакопления местами (Уджинский авлакоген) мог составлять около 400 млн лет [46]. В позднерифейское время, вероятно, имело место переформирование структурного плана территории, связанное с байкальской эпохой складчатости [225]. В западной части – Центрально-Таймырской зоне (Рисунок 49) – в это время существовала активная континентальная окраина [142]. На востоке, вероятно, имели место деформационные процессы.

Таким образом, в рифейское время сформировался мощный осадочный чехол (Рисунок 39), занимающий большую часть разреза (Рисунок 50), сложенный карбонатно-терригенными породами.

Четвертый этап (с поздневендского времени) ознаменовался возобновлением осадконакопления. Отложения нижнего венда сохранились/распространены локально и их стратификация требует дополнительного уточнения. В целом территория в позднем венде

характеризуется низким стоянием уровня моря, при этом значительная часть краевой системы была выведена на эрозионную поверхность. Осадконакопление имело смешанный карбонатно-терригенный характер.

На рубеже позднего венда и раннего кембрия в восточной части проявляется магматизм (*тюсерская, монгусская* свиты и *кессюсинская* серия) с внедрением интрузий основного состава, проявление которого связывают с процессами рифтогенеза [132]. В раннем кембрии начинается обширная трансгрессия.

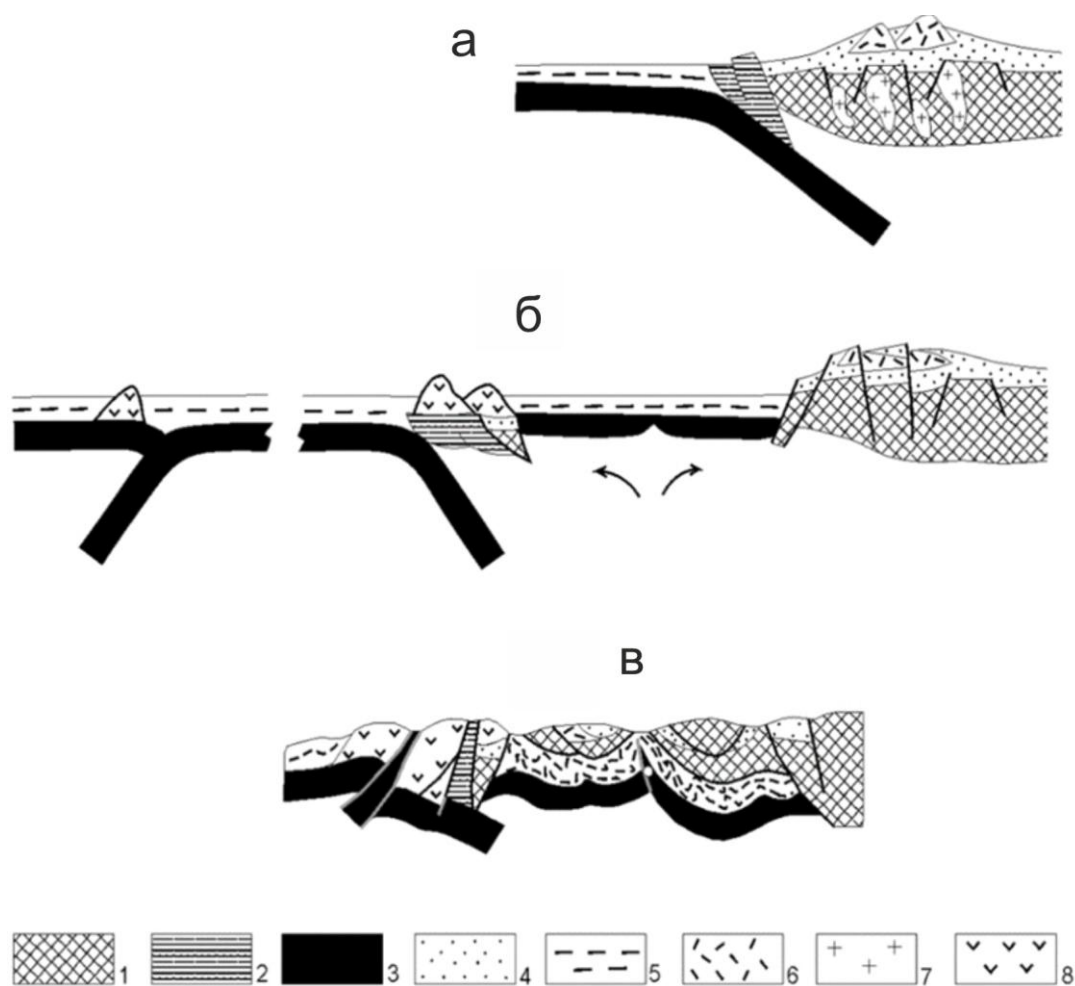


Рисунок 49 – Палеопрофили через Таймыр для интервалов времени 900–800 (а), 730–600 (б) и 600–585 млн лет (в) [142]

Условные обозначения: 1 – континентальная кора; 2 – аккреционная призма; 3 – океаническая кора (белый кружок на профиле «в» – гранатовые амфиболиты); 4 – наземные и мелководные осадки; 5 – глубоководные осадки; 6, 7 – краевой вулканоплутонический пояс: 6 – кислые вулканиды, 7 – граниты; 8 – дифференцированные островодужные вулканиды.

На востоке территории в умеренно глубоководных условиях формировалась карбонатно-глинистая *куонамская* формация. При этом в целом в регионе преобладали морские обстановки с нормальной соленостью, на северо-западе начала обособляться лагуна с повышенной

соленостью. Карбонатная платформа на большей части территории просуществовала до начала позднего кембрия.

Осадочные отложения ордовика и силура вскрыты только в скважине Усть-Оленекская и сложены карбонатными породами. Ввиду отсутствия пород данного возраста на большей части территории в значительной степени проблематично восстановить геологическую историю данного этапа.

Находки обломков пород с силурийской фауной в брекчиях некоторых кимберлитовых трубок в Суханской впадине [31] указывают на эрозионный срез данных отложений. Тем не менее, вероятно, большая часть территории на протяжении ордовикско-силурийского этапа испытывала поднятие. Осадконакопление носило локальный характер в мелководных морях с нормальной соленостью. Даже с учетом пессимистичных прогнозов величина размыва, вероятно, не превышала нескольких сотен метров.

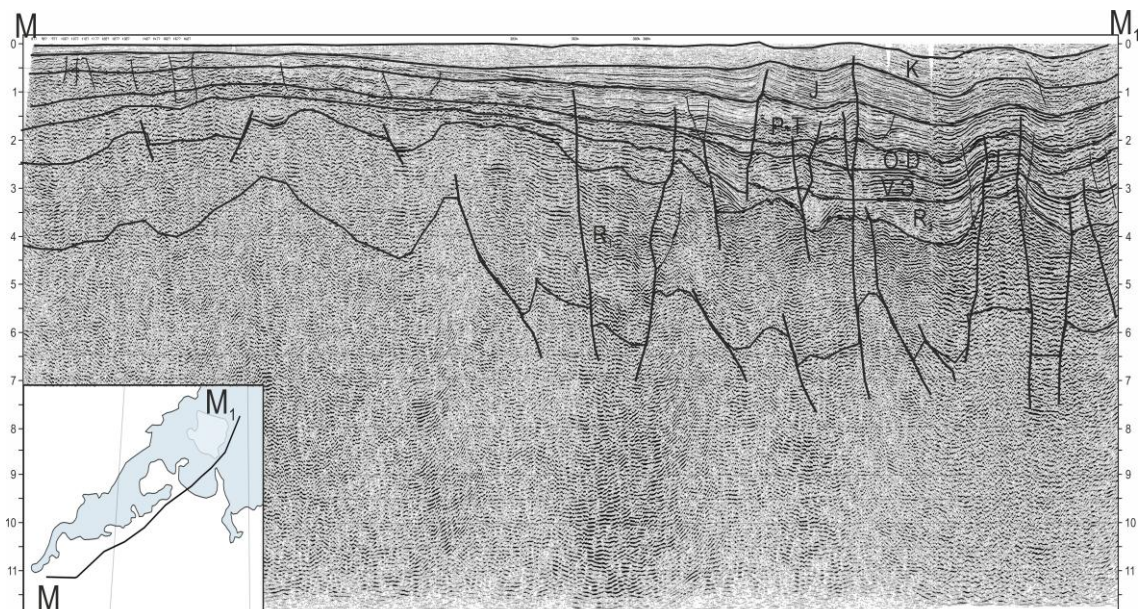


Рисунок 50 – Временной геолого-геофизический разрез по профилю М-М₁
(интерпретация автора, материалы [233])

В пределах Лено-Анабарского прогиба осадконакопление прерывается до раннепермского времени. В западной части изучаемого региона (Анабаро-Хатангский прогиб) в девоне и карбоне накапливались в мелководных замкнутых морях (лагунах) осадки эвапоритового ряда. В таких условиях накапливались девонские соли, которые с начала перми в несколько этапов [88] формировали соляные штоки. Выделяют несколько механизмов проявления солянокупольной тектоники. По предположению В.С. Старосельцева [166], механизм формирования штока связан с воздействием высоких температур при внедрении интрузивов.

Позднепалеозойско-мезозойский (пятый) этап связан с возобновлением осадконакопления в конце карбона - начале перми. Отложения представлены песчано-глинистыми породами, в которых отмечаются остатки высших наземных растений. На большей

части территории в это время преобладали континентальные и прибрежно-морские условия. Схожие обстановки осадконакопления наблюдались в триасовом периоде [179].

Данный этап охарактеризовался серией тектонических событий. В частности, в западной части КС на рубеже перми и триаса активно проявлялся трапповый магматизм [93]. При этом наиболее значимое событие, существенно повлиявшее на нефтегазоносность региона, связано с формированием Верхояно-Колымской СО (поздняя юра-ранний мел) и с возникновением Оленекской зоны пограничных поднятий, что отразилось на структуре осадконакопления. В раннемеловую эпоху преобладали прибрежно-морские обстановки, которые затем сменились на континентальные. В результате внутриплитных деформаций, вызванных влиянием сопредельных складчатых областей, в пределах КС сформировались новые антиклинальные поднятия.

Шестой, заключительный (позднемезозойско-кайнозойский), этап связан с раскрытием рифтовой системы моря Лаптевых [202], что также отразилось на структурном плане региона. В кайнозойское время за счет перераспределения нагрузок преобладали восходящие вертикальные движения с формированием крупных поднятий, например Оленекского и Мунского [152].

Таким образом, на основе истории геологического развития выполнены палеогеоморфологические реконструкции по профилю Н-Н₁ (Рисунок 51), отражающие изменение структурного плана территории. На этих реконструкциях фиксируются основные этапы эволюции Анабаро-Ленской краевой системы.

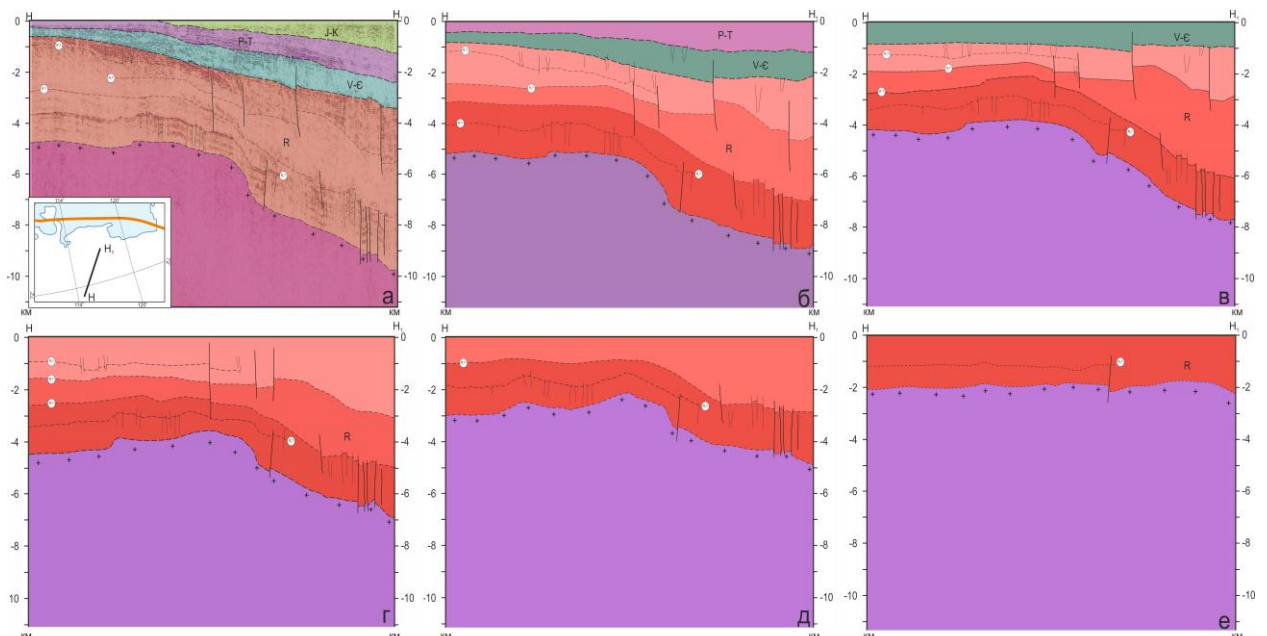


Рисунок 51 – Палеогеоморфологические реконструкции по профилю Н-Н₁ (интерпретация автора, материалы [231]) (а – на современном этапе; б – на конец триаса; в – на конец кембрия; г – на конец позднего рифея; д – на конец среднего рифея; е – на конец раннего рифея)

5.2. Тепловая эволюция

За последние несколько лет выполнен большой объем работ, позволяющий воссоздать тепловую эволюцию региона. Моделирование палеотемпературной истории осуществлялось на базе ряда допущений. Значения современного теплового потока приняты из работы [64]: для скв. Усть-Оленекская 2370 – 70 мВт/м², для скв. Бурская 3410 – 42 мВт/м² (Рисунок 52).



Рисунок 52 – Современный тепловой поток северо-восточной окраины Сибирской платформы [64]

Также для калибровки модели использовалась термограмма скв. Усть-Оленекская 2370 [64]. Величины палеотеплового потока приняты близкими для схожих современных геодинамических обстановок (Таблица 10). При этом необходимо учитывать, что значения геотермического градиента и теплового потока на древних платформах в рифейское время были значительно выше современных. Так, в рифейское время градиент мог составлять 5-7 °C/100 м, с венда по триас около 4-5 °C/100 м [16].

Увеличение теплового потока в передовой части платформы обусловлено близостью к кайнозойской рифтовой системе моря Лаптевых. В мезозое возрастание теплового потока по направлению к современной акватории определяется формированием восточного ответвления Верхояно-Колымской СО и проявлением траппового магматизма в западной части территории. В результате наблюдается закономерное увеличение степени катагенетической зрелости по всем комплексам в сторону акватории и с востока на запад (Таблица 11).

Для уточнения модели использовались данные о катагенетической зрелости ОВ в скважинах (Таблица 11). Так, например, в скв. Усть-Оленекская 2370 [157, 177] на глубине 3081 м ОВ *курупахской* свиты (ордовик) является перезрелым (АК₂). В перекрывающих отложениях *тустахской* свиты раннепермского возраста (2607-2754 м) отмечается схожая катагенетическая

преобразованность. Значительно снижается катагенез ОВ в отложениях *верхнекожесвицкой* свиты, залегающей в интервале глубин 1120-1134 м, до значений, отвечающих главной зоне нефтеобразования (МК₂).

Таблица 10 – Значения теплового потока различных типов бассейнов (по [191])

Типы бассейнов	Среднее	Диапазон
Бассейны растяжения		
Активные океанические хребты и вулканы	120	120-205
Активные (син-рифт) задуговые бассейны	85	67-120
Активные рифты (син-рифт) или пассивные окраины	80	65-110
Термически прогибающийся рифт (пострифт) или пассивная окраина	50	40-65
Бассейны сжатия		
Коллизионный складчатый пояс	70	40-97
Океанский форландовый бассейн (предгорный прогиб)	40	40-80
Преддуговой бассейн, не связанный с дуговым магматизмом	35	20-45
Сдвиговые бассейны		
Активный сдвиговый бассейн с глубоким вовлечением в литосферу	100	80-120
Активный сдвиговый бассейн с поверхностным растяжением	60	50-69
Фундамент		
Докембрийский щит	40	30-55
Океаническая кора (>200 млн лет)	35	30-40
Приблизительный средний глобальный тепловой поток	65	60-70

В скв. Бурская 3410 катагенетические преобразования ОВ позднерифейского возраста (*куладинская* свита) отвечают главной зоне нефтеобразования (МК₂-МК₃), в перекрывающей *хастахской* свите несколько снижается до значений МК₂. В осадочных отложениях пермского возраста ОВ характеризуется относительно слабой преобразованностью, отвечающей началу нефтеобразования (МК₁).

В скв. Хастахская 930 наблюдаются схожие градации катагенетических преобразований, как в скв. Бурской 3410. Зрелость ОВ верхнерифейских осадочных отложений отвечает главной зоне нефтегенерации; катагенетическая зрелость пород раннепермского возраста (*джаргалахская* толща) отвечает началу нефтеобразования.

В скв. Чарчкская 1 нижнепермские породы (*джаргалахская* толща) достигли главной зоны нефтеобразования (МК₂), при этом осадочные отложения *бурской* толщи (Р₂) находятся в начале нефтяного окна.

Таблица 11 – Катагенез ОВ по результатам изучения керна разрезов скважин северной части Сибирской платформы (расположение скв. см. Рисунок 3) (составлено автором)

Скважина/площадь	Свита / серия /толща	Возраст	Катагенез	Глубина	Литературный источник
Усть-Оленекская-2370	Курупахская свита	O ₃	AK ₂	3081	[177]
	Тустахская свита	P ₁	AK ₂	2607-2754	[177]
	Верхнекожевниковская свита	P ₁₋₂	МК ₂	1120-1134	[177]
Бурская 3410	Куладинская свита	R ₃	МК ₂ -МК ₃	2558-2756	[177]
	Хастахская свита	R ₃	МК ₂		[177]
	-	P	МК ₁	-	[157]
Хастахская 930	Хастахская свита	R ₃	МК ₂	2911-2928	[101]
	-	Є	МК ₁	1940	[177]
	Джаргалахская толща	P ₁	МК ₁	1200-1410	[177]
	-	P	МК ₁	-	[157]
Говоровская 1	Бурская толща	P ₂	МК ₃	1678-1800	[177]
	Чекановская свита	T ₁	МК ₂	1461-1596	[80]
	Кыринская свита	T ₃ -J ₁	МК ₁	1350-1450	[177]
Чарчыкская 1	Джаргалахская толща	P ₁	МК ₂	1786	[177]
	Бурская толща	P ₂	МК ₁	1270-1335	[177]
Дьяппальская 1	-	Є	МК ₃	1942	[177]
Восточная 1	-	Є	AK ₃₋₄	3001-3280	[176]
	Тустахская свита	P ₁	AK ₃	2238-2608	[176]
	Нижнекожевниковская свита		МК ₁ -МК ₂	1786,2	[230]
Северо-Суолемская 1	Тустахская свита	C ₂₋₃	AK ₃	2478-2554	[176]
		P ₁	AK ₂	2090	[176]
	Нижнекожевниковская свита		AK ₂	1476-1517	[176]
Северо-Суолемская 2	Тустахская свита	P ₁	AK ₃	1944-2169	[176]
Северо-Суолемская 4	Нижнекожевниковская свита	P ₁	ПК ₂ -ПК ₃	1469-1528	[233]
Южно-Тиганская 1	Тустахская свита	P ₁	AK ₄	3300	[176]
	Нижнекожевниковская свита		AK ₂	1542-1596	[176]
Хордулахская 1	Билляхская серия	R ₁₋₂	МК ₄ -МК ₅	2754-2868	[233]
	Тустахская свита	P ₁	МК ₂	711-768	[176]
	Нижнекожевниковская свита		МК ₂ (МК ₁ ²)	478	[176]
Южно-Суолемская 10	-	Є ₁₋₂	AK ₃	2505-3135	[176]
	Тустахская свита	P ₁	МК ₃ (МК ₂)	1518-1789	[176]
Улаханская 1	Тустахская свита	P ₁	AK ₁₋₃	2041-2889	[176]
	Нижнекожевниковская свита		AK ₁₋₂	1873-2033	[176]
	Верхнекожевниковская свита	P ₁₋₂	МК ₄ (МК ₃ ¹)	1640-1778	[176]
	Мисайлапская свита	P ₂	МК ₃ (МК ₂)	1369	[176]
		T ₂₋₃	МК ₂ (МК ₁ ²)	1206	[178]

Продолжение таблицы 11

Скважина/площадь	Свита / серия /толща	Возраст	Катагенез	Глубина	Литература
Улаханская 2	-	D	AK ₂₋₃	3010	[178]
	Нижнекожевниковская свита	P ₁	AK ₁	1927-1964	[178]
	Верхнекожевниковская свита	P ₁	MK ₃ (MK ₂)	1364	[178]
Рыбинская 1	-	C	AK ₃₋₄	2048	[178]
	Тустахская свита	P ₁	MK ₅ (MK ₃ ²)	1915	[178]
	Нижнекожевниковская свита		MK ₃ (MK ₂)	1855	[178]
	Верхнекожевниковская свита	P ₁₋₂	MK ₂ (MK ₁ - MK ₁ ²)	1337	[178]
	Мисайлапская свита	P ₂	MK ₁	1047	[178]
Гуримисская 1	Тустахская свита	P ₁	AK ₃	1515-2660	[178]
Гуримисская 2	Нижнекожевниковская свита	P ₁	AK ₁	1660	[178]
	Верхнекожевниковская свита	P ₁₋₂	MK ₂ (MK ₁ ²)	1231-1258	[178]

Одним из наиболее важных параметров моделирования глубин погружения отложений является оценка величины эрозионного среза. Между поздним рифеем и вендом наблюдался длительный перерыв осадконакопления, в ходе которого размывались значительная мощность осадочных отложений, что в дальнейшем приводило к эффекту катагенетических несогласий [16]. Данная особенность характерна для подавляющего большинства краевых систем Восточно-Европейской и Сибирской платформ и проявлена в разрезах Анабаро-Ленской КС.

Величина размыва, вероятно, варьируется от 0,5 до 1,5 км (2,5 км), на что указывают данные о преобразованности органического вещества. Например, в скважине Бурская 3410 органическое вещество, находящееся в интервале глубин 2,5-2,7 км, отвечает грациям МК₂-МК₃ [157], что характерно для интервала глубин свыше 3,5 км при современном тепловом потоке около 40 мВт/м².

На соседней Хастахской площади современные глубины погружения ОВ соответствуют катагенетическим преобразованиям. Данное обстоятельство свидетельствует либо о размыве (эрозии) рифейских осадочных отложений и последующем достижении катагенетической зрелости в палеозое, либо о незначительной эрозии и достижении данными осадками глубин (температур) на заключительных этапах развития КС.

Кроме масштабной предвендской эрозии, размыв части отложений фиксируется между нижнепалеозойскими и верхнепалеозойскими (пермскими) осадками, также присутствуют локальные перерывы осадконакопления. В целом эрозионные процессы после масштабного предвендского размыва были менее значительными.

По результатам одномерного бассейнового моделирования нижняя часть отложений позднерифейского возраста скв. Бурской 3410 (Рисунок 53) могла войти в интервал температур начала нефтегенерации еще до предвендской эрозии и, соответственно, существенно

израсходовать свой генерационный потенциал. Перекрывающие вендско-кембрийские отложения в скважине, по данным моделирования, прогрелись до максимальных температур к концу пермского периода, войдя в интервал нефтеобразования. В свою очередь, осадки пермского возраста, по всей видимости, в данной части КС так и не достигли глубин погружения и, соответственно, температур для продуцирования значительного количества УВ.

Аналогичные результаты одномерного бассейнового моделирования получены при воссоздании тепловой эволюции и глубин погружения скв. Хастахская 930 (Рисунок 54), что вполне закономерно, учитывая близкое расположение двух площадей (Бурской и Хастахской).

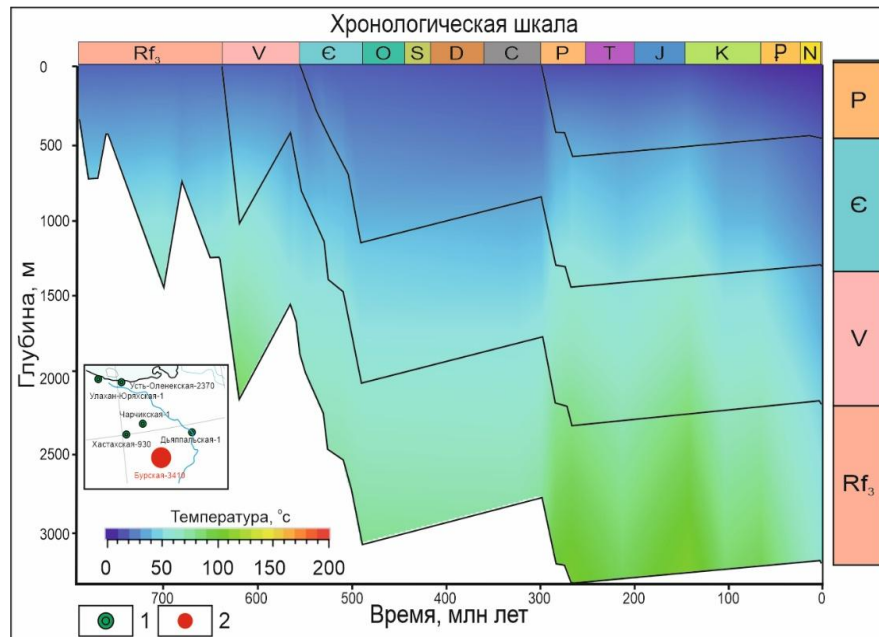


Рисунок 53 – Палеотемпературные реконструкции по скважине Бурская 3410

(составлено автором)

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – положение скв. Бурская 3410.

Несколько иная картина наблюдается в скв. Усть-Оленекской 2370 (Рисунок 55), расположенной в передовой части КС. Здесь, по результатам одномерного бассейнового моделирования скважины, отложения допермского возраста, вероятно, вошли в зону нефтеобразования еще в начале пермского периода. Осадочные толщи пермской системы подверглись максимальному прогреву в мезозое (к началу мелового периода). При этом данные отложения оказались в температурных условиях, необходимых для генерации значительного количества углеводородов.

Таким образом, моделирование глубин погружения осадочных отложений и палеотемператур показывает, что органическое вещество рифейского и раннепалеозойского возраста даже с учетом минимальных масштабов эрозии достигло необходимых условий для нефте- и газогенерации до внутриплитных деформаций, связанных с проявлением тектонической активности.

Учитывая тот факт, что большая часть Лено-Анабарского прогиба сложена осадками рифейского возраста, ОВ в условиях пассивной окраины последовательно в несколько циклов достигало глубин и температур нефте- и газообразования. При этом, по всей видимости, преобладала не вертикальная, а латеральная миграция, заполняя ловушки, расположенные по направлению к центральному полю платформы. Перекрывающие вендско-нижнепалеозойские осадочные толщи восточной части КС по результатам моделирования достигли температурных условий нефтеобразования в пермское время.

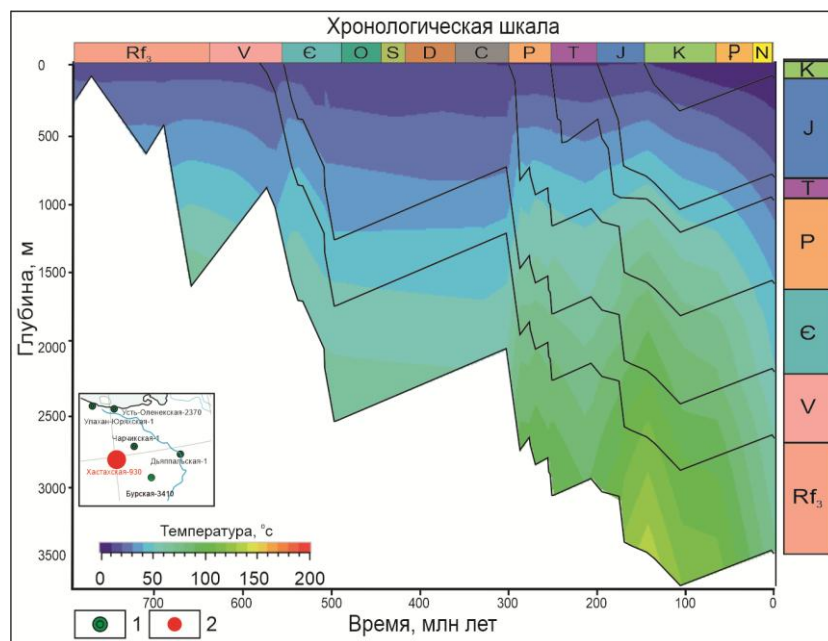


Рисунок 54 – Палеотемпературные реконструкции по скважине Хастахская 930
(составлено автором)

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – положение скв. Хастахская 930.

Главной зоны нефтегазообразования верхнепалеозойские отложения достигли на Усть-Оленекской площади, расположенной в передовой части КС. Нижняя часть пермских отложений вошла в условия нефтеобразования к началу триасового периода. При этом температурный максимум пришелся на время проявления внутриплитных деформаций, что может свидетельствовать о реализации части пермскими НГМП своего генерационного потенциала в сложных геодинамических обстановках во время процессов, способствующих формированию новой системы антиклинальных поднятий, а также миграции углеводородов по разрывным нарушениям и выносу за пределы осадочного чехла. В этой связи стоит наиболее остро вопрос о путях и скорости миграции углеводородов. Не менее важным является картирование осадков пермского возраста в южной части моря Лаптевых, типе и концентрациях органического вещества, времени начала интенсивных процессов нефтегазообразования и направлениях миграции углеводородов.

В последующем, по всей видимости, часть пермских отложений фактически оказалась за пределами термобарического интервала нефтегенерации (центральная и южная части краевой системы), либо генерационный потенциал НГМП мог существенно истощиться (передовая часть краевой системы, южная часть акватории моря Лаптевых), продуцируя незначительное количество углеводородов. Данное обстоятельство не позволяет надеяться на генерацию значительного количества углеводородов пермскими и более молодыми НГМП.

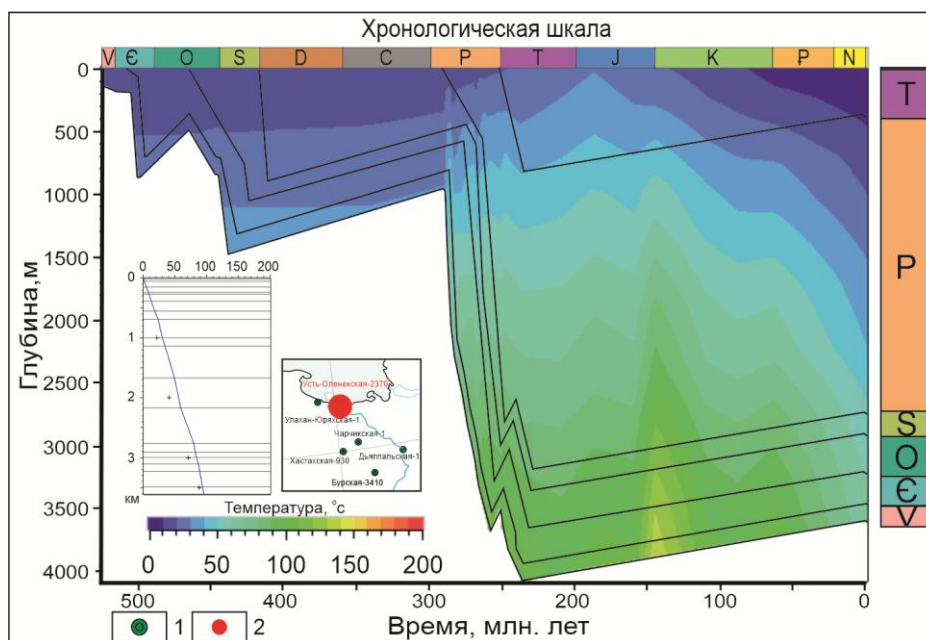


Рисунок 55 – Палеотемпературные реконструкции по скважине Усть-Оленекская 2370
(составлено автором)

Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – положение скв. Усть-Оленекская 2370.

В отчете Южморгеологии [234] также отмечается, что ОВ пермского возраста представлено преимущественно керогеном III типа, для активных процессов нефтеобразования в котором требуются большие температуры (глубины погружения). Практически во всех пробуренных скважинах восточной части КС (Таблица 11) градации катагенеза ОВ пермских отложений не превышают МК₁-МК₂, что может быть недостаточно для генерации (эмиграции) значимого количества углеводородов из данных нефтегазоматеринских пород. При этом часть углеводородов, генерируемых в условиях формирования СО, могла сохраниться в виде линз, расположенных вдоль краевого прогиба.

Косвенно подтверждают полученные выводы данные геохимических исследований Оленекского битумного месторождения. Битумопроявления приурочены преимущественно к терригенным породам пермского возраста, залегающим со стратиграфическим несогласием на кембрийских карбонатах. В статье [79] авторский коллектив также отмечает, что основная фаза миграции углеводородов приходится на доколлизийную стадию. В данной статье на основе геохимических маркеров также выделено несколько источников УВ.

Несколько иные закономерности характерны для западной части краевой системы – Анабаро-Хатангского прогиба, где в скважинах (Таблица 11) по данным пиролитических исследований ОВ пермского возраста находится на грациях катагенеза, отвечающих интенсивным процессам нефтегенерации, на территории, прилегающей к акватории Хатангского залива. При этом в пределах АХП широко распространены трапповые интрузии. Толщины формации возрастают в северо-западном направлении. Внедрение раскаленного магматического расплава в осадочные толщи происходило при высоких температурах, что могло сказаться на генерационном потенциале нефтегазоматеринских пород. В работе [122] были получены зависимости изменения температуры от расстояния, согласно которым при удалении от траппа на расстояние, превышающее шесть его толщин, температура понижается нелинейно ($\Delta t \sim 8-10^\circ\text{C}$ на каждую мощность). При удалении на пятнадцать-двадцать толщин понижение температуры происходит по среднему термическому градиенту ($\Delta t \sim 1,5-2^\circ\text{C}$ на каждые 100 м). В работе [93] получены данные для Анабаро-Хатангского прогиба о снижении градиентов катагенеза ОВ, согласно которым «*влияние интрузии мощностью 62 м ... устанавливается на расстоянии 55 м от ее кровли*».

Для АХП в работе [129] выполнены палеотемпературные реконструкции для сводного разреза. Согласно реконструкциям, большая часть пермских отложений в разрезе находилась в температурных условиях, превышающих 100°C к позднеюрскому времени (Рисунок 56). Повышение теплового потока отразилось на катагенетической зрелости ОВ. В западной части КС органическое вещество пермского возраста изученных разрезов скважин в передовой части находится на высоких грациях катагенетических преобразований (Таблица 11).

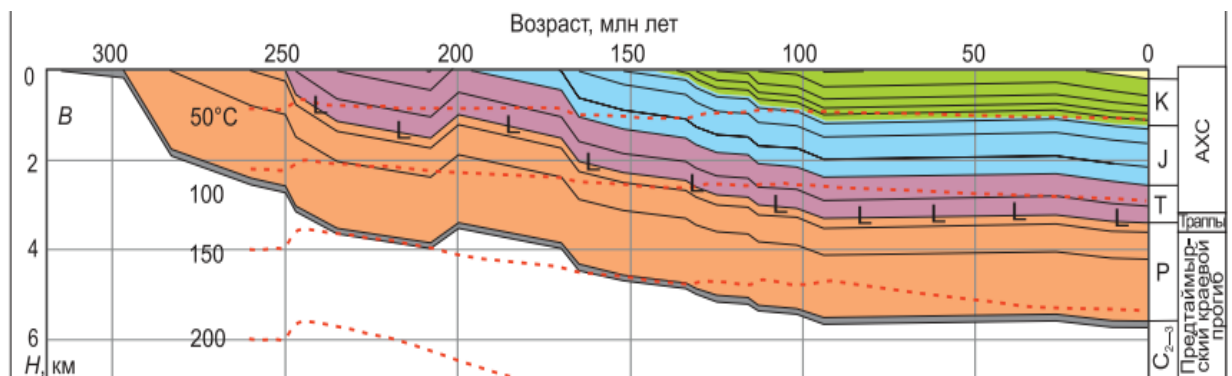


Рисунок 56 – Результаты реконструкции динамики погружения и температурного режима для трех сводных стратиграфических разрезов северной окраины Сибирской платформы [129]

Вместе с тем в публикации [176] отмечается, что ОВ пермских отложений относится к террагенному (гумусовому), в результате чего данные отложения практически не генерируют жидкие углеводороды.

Таким образом, по результатам одномерных палеотемпературных реконструкций в пределах КС выявлено три фазы, оптимальных для начала генерации углеводородов:

- для **первой** (довендской) фазы характерно как латеральное, так и вертикальное проявление. Породы, обогащенные органическим веществом, последовательно по мере погружения в пределах краевой системы достигали условий нефтегазообразования. До начала вендской эрозии верхнепротерозойские отложения могли существенно израсходовать свой генерационный потенциал;

- во **вторую** (позднепалеозойскую) фазу осадочные толщи венд-раннепалеозойского возраста достигли глубин погружения и температур нефтегазообразования в пермское время на фоне общего ускоренного прогибания территории;

- для **третьей** (мезозойской) фазы характерно локальное проявление. Так, например, пермские осадочные отложения вошли в интервал оптимальных температурных условий на ограниченной территории – передовой части краевой системы (скв. Усть-Оленекская 2370, акватория Хатангского залива). При этом максимального прогрева данные отложения достигли во время формирования Верхояно-Колымской складчатой области, что существенно могло сказаться на аккумуляционном потенциале одновозрастных отложений.

Для западной части краевой системы дополнительно необходимо учитывать влияние траппов на генерационный потенциал НГМП (Рисунок 57).

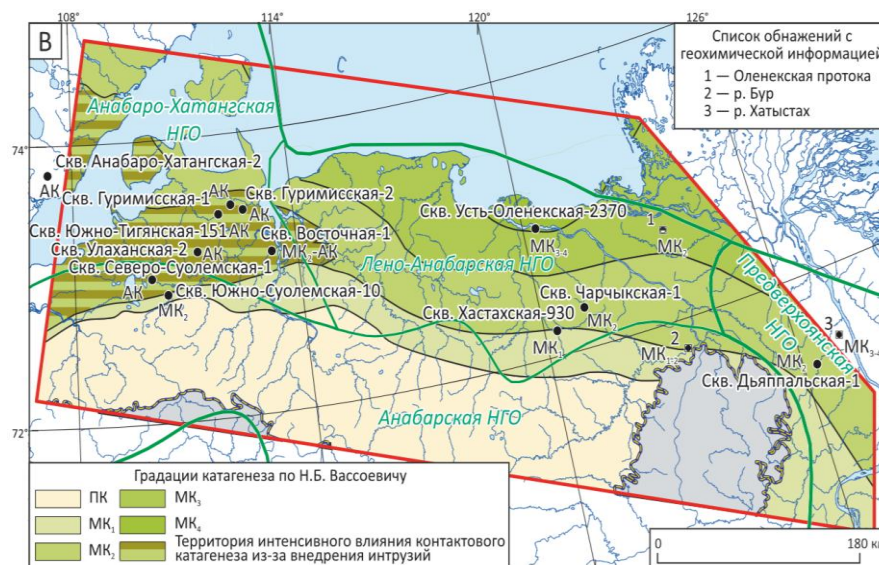


Рисунок 57 – Катагенетическая преобразованность ОВ пермских отложений [101]

На основе данных геологических обнажений и результатов бурения скважин, а также бассейнового моделирования построены схемы катагенетической зональности нижнерифейских (Рисунок 58 а) и верхнерифейских (Рисунок 58 б) осадочных отложений. Результаты данных исследований использовались при расчете масштабов генерации и миграции газообразных и жидких углеводородов объемно-генетическим методом, описанным в разделе «**4.4. Нефтегазоматеринские породы**».

Катагенетическая преобразованность пород закономерно уменьшается вглубь платформы, достигая минимальных значений у Анабарского щита. ОВ нижнерифейских

потенциальных НГМП на большей части территории реализовало свой генерационный потенциал к позднему рифею.

Органическое вещество позднерифейского возраста также на большей части территории находилось в условиях нефтеобразования. С учетом минимальных оценок предвендской эрозии пик генерации верхнерифейских потенциальных НГМП на большей части территории пришелся на рифейское время. К схожему выводу о позднерифейско-вендском времени миграции УВ из верхнерифейских НГМП приходит авторский коллектив в публикации [124]. В этой связи наиболее остро стоит вопрос о сохранности УВ, эмигрировавших из верхнепротерозойских материнских пород.

Таким образом, проведенные палеотемпературные реконструкции и сопоставление данных катагенеза органического вещества позволили выявить пространственные закономерности изменения зрелости НГМП в пределах северной окраины Сибирской платформы. Полученные результаты свидетельствуют о том, что основные источники углеводородов сформировались в докембрии, тогда как пермско-триасовые отложения в большинстве случаев не достигли условий, оптимальных для интенсивной генерации нефти и газа, либо реализовали его под воздействием траппов или во время формирования Верхояно-Колымской СО. Вместе с тем остается открытым вопрос о распространенности и составе пермских и более молодых отложений под акваторией моря Лаптевых [51].

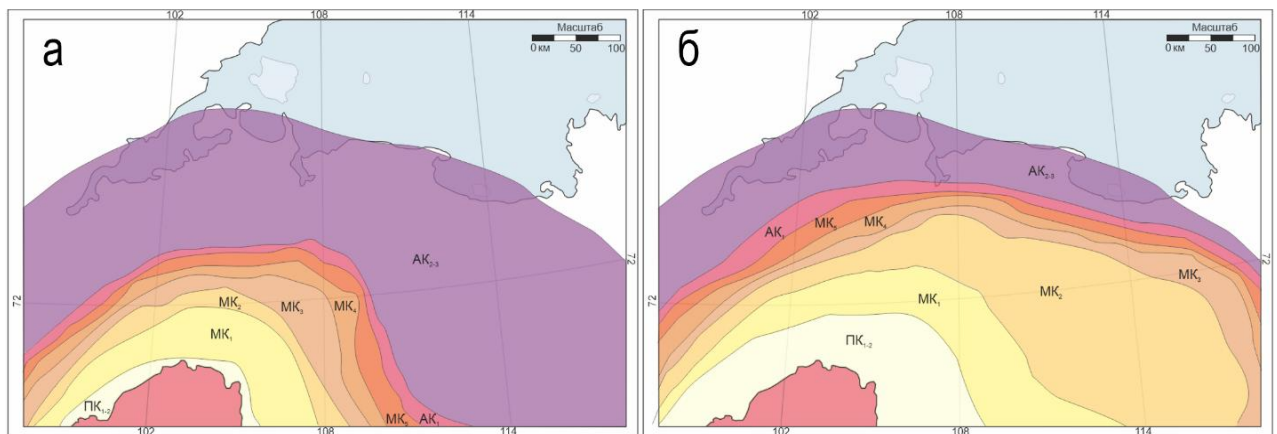


Рисунок 58 – Схемы катагенетической зональности (а – нижнерифейских отложений; б – верхнерифейских отложений) (составлено автором)

Потенциальные открытия месторождений нефти и газа в рифейских отложениях могут быть приурочены к выклиниванию рифейских горизонтов, а также к палеоподнятиям фундамента. В этой связи присутствует ряд принципиальных вопросов, требующих обсуждения. Например, сохранность сформированных залежей. Эрозионный срез в совокупности с отсутствием надежного флюидоупора и внутриплитные деформации негативно сказываются на закрытости углеводородной системы.

5.3. Системы ловушек и критерии нефтегазоносности

В строении КС по совокупности структурных, литологических и историко-геологических признаков можно выделить две системы ловушек углеводородов: верхнепротерозойскую и верхнепалеозойскую. Первая контролируется зонами регионального выклинивания песчаников БСФК и палеоподнятиями фундамента. Также на определенных этапах могли формироваться антиклинальные поднятия, которые впоследствии сохранялись в качестве литологически ограниченных тел. В свою очередь верхнепалеозойская система ловушек ассоциируется с антиклинальными поднятиями (Рисунок 59), которые сформировались на заключительных этапах, связанных с внутриплитными деформациями, инициированными влиянием сопредельных складчатых областей и последующим рифтогенезом на шельфе моря Лаптевых. Эти процессы привели к реорганизации предыдущей системы ловушек.

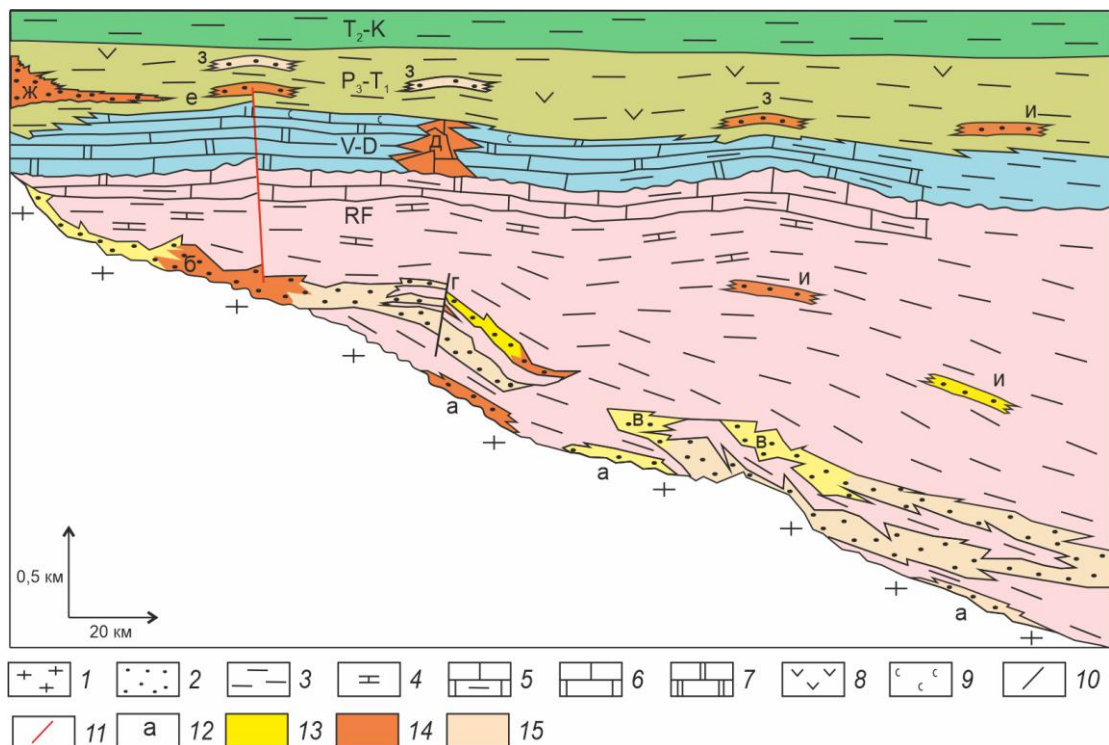


Рисунок 59 – Схема возможных ловушек нефти и газа, приуроченных к различным осадочным комплексам ([127] с дополнениями и уточнениями)

Условные обозначения: 1 – фундамент; 2 – песчаники; 3 – аргиллиты; 4 – известковистые аргиллиты; 5 – глинистые известняки; 6 – известняки; 7 – доломиты; 8 – вулканогенно-осадочные; 9 – галогенные; 10 – проводящий разлом; 11 – непроводящий разлом; 12 – предполагаемые типы ловушек углеводородов (а – ловушки над палеовыступами фундамента; б – ловушки; приуроченные к зоне выклинивания песчаного комплекса; в – литологически экранированные ловушки; г – тектонически экранированные ловушки; д – органические постройки; е – структурные ловушки; связанные с глубинными перетоками углеводородов; ж – ловушки приуроченные к деятельности палеорек; з – структурные ловушки; и – литологически ограниченные); 13 – природный газ; 14 – жидкие углеводороды; 15 – пустые ловушки.

Важными условиями нефтегазоносности являются концентрация ОВ в нефтегазоматеринских породах, его зрелость, время миграции сгенерированных углеводородов, наличие надежных флюидоупоров и проницаемых толщ – коллекторов. Породы, обогащенные ОВ, выявлены по всему разрезу осадочного чехла (Таблица 7). Как показано в разделе «5.2. Тепловая эволюция», результаты бассейнового моделирования указывают на то, что рифейские НГМП в значительной степени реализовали свой генерационный потенциал до формирования верхнепалеозойской системы структурных ловушек, что не позволяет надеяться на возможность значительной аккумуляции УВ в верхнепалеозойской системе ловушек, разделенной значительными несогласиями и региональными перерывами, приводящими к рассеиванию мигрирующих УВ древних толщ. При этом из докембрийских НГМП могло эмигрировать значительное количество углеводородов (Таблица 8), достаточное для формирования крупных скоплений.

В свою очередь низкая степень зрелости органического вещества пермских НГМП в восточной части краевой системы указывает на то, что генерационный потенциал либо еще не реализован, либо начало его реализации приходится на время формирования Верхояно-Колымской СО, что определяет локальный характер нефтегазонакопления. При этом на части территории (примыкающей к акватории моря Лаптевых), по всей видимости, генерация и миграция углеводородов пермскими НГМП пришлись до/во время формирования верхнепалеозойской системы ловушек. Схожие предположения о перспективах нефтегазоносности представлены в публикациях [30, 208].

В пределах западной части (АХП) существенное воздействие на нефтегазоносность мог оказать пермско-триасовый трапповый магматизм. Влияние траппового магматизма необходимо рассматривать с четырех позиций: привнесение глубинного тепла в верхние осадочные толщи; изменение геохимического равновесия и внедрение глубинных растворов в верхние слои; возникновение разрывных нарушений; формирование непроницаемых (плохопроницаемых) толщ, обладающих высокой хрупкостью.

Влияние траппов на миграцию неоднозначно. С одной стороны, внедрение расплава могло способствовать миграции углеводородов вверх по разрезу. С другой стороны, если раскалённое вещество распространялось вертикально по уже существующим дизъюнктивным нарушениям, то вполне вероятно, что углеводороды ранее мигрировали по этим каналам. В местах внедрения отмечается повышенная трещиноватость осадочных толщ. Траппы повлияли на объем отложений, уплотнив их до 1/5 от первоначальной мощности на расстоянии 2-3 толщин интрузии [72]. Влияние траппов негативно сказывается на коллекторских толщах. При внедрении происходит захват пластовых флюидов различных горизонтов осадочного чехла, происходит разложение карбонатных пород. В результате перетока глубинных вод в верхние горизонты

осадочного чехла возрастает минерализация, следствием чего является выпадение осадка (минералообразование) в проницаемых пластах, что ухудшает коллекторские свойства. Также магматические тела выступают ненадежными флюидоупорами. В результате высокого давления сильно повышается трещиноватость, что негативно сказывается на сохранности залежей, в которых вулканогенно-осадочные породы выступали флюидоупором.

Наибольшим количеством магматических тел характеризуются верхние части разреза (больше половины закартированных интрузий на северо-западе Сибирской платформы находятся на глубине менее 1 км [76]), что может указывать на возможность сохранности нижних нефтегазоносных комплексов.

Данные факторы существенно ограничивают нефтегазоносность пермско-нижнетриасового и мезозойского НГК, что подтверждается результатами бурения на структурные ловушки, в пределах которых отмечаются глубинные разломы, по которым возможны перетоки флюидов из нижних горизонтов в коллектор позднепалеозойско-мезозойского возраста. Например, на Южно-Тигянском месторождении (Рисунок 42) выявлены разломы, по которым возможны вторичные перетоки в пермский коллектор [150]. Близкая по структуре волновая картина наблюдается на Чайдахской площади (Рисунок 42 в), где в непосредственной близости фиксируются выходы окислившейся нефти на поверхность, что косвенно указывает на наличие проводящих разломов.

В отчете [232] в результате изучения нафтидов восточной части региона (Лено-Анабарский прогиб) из пермских песчаников получены образцы тяжелой нефти на Усть-Оленекской и Чарчыкской площадях. Геохимические исследования показали генетическое родство с нафтидами докембрийских отложений, не затронутыми окислительными процессами. В отчете [233] битумоид из керна пермских отложений Чарчыкской скважины свидетельствует о полигенетичном смешанном генезисе. Кроме того, сравнение биомаркеров хатыспытской свиты и битумов Оленекского поднятия выявило их сходство [233], что позволяет говорить об определённой генетической связи между ними.

В результате обозначенных признаков предложена модель, согласно которой перспективы открытия новых скоплений УВ связаны с неантиклинальными ловушками нижней части разреза верхнепротерозойской системы ловушек.

В древних осадочных отложениях рассматривалось два типа ловушек, учитывающих структуроформирующее значение палеоподнятий и углы регионального склона. Помимо морфологии склона на динамику движения УВ-флюидов могут оказывать зоны развития изохронных этому процессу тектонических нарушений. Последние создают участки понижения пластовых давлений и обуславливают направленную миграцию УВ. Вероятно, имеет место не

площадная, а струйная миграция УВ-флюидов вверх по региональному склону, обусловленная коллекторским потенциалом вмещающих отложений.

Потенциальные залежи УВ верхнепротерозойской системы ловушек приурочены к региональному выклиниванию песчаников БСФК и палеоподнятиям.

Палеоподнятия контролируются неоднородностями рельефа фундамента на момент осадконакопления, а также влиянием интрузивных тел. Поскольку формирование палеоподнятий происходило в том числе в результате внедрения интрузивных тел по зонам разрывных нарушений (**3.4. Методика картирования палеоподнятий фундамента**). Структуры, образованные непосредственно над рельефом фундамента, создавали ловушки, формирование которых происходило за счет выступов – барьеров, влияющих на динамику среды осадконакопления и сформировавших, по сути, литологически ограниченные барового типа тела, обуславливавшие относительно длительное и стабильное положение береговой линии. Это привело к формированию увеличенной мощности песчаников, на фоне сокращения пелитовой составляющей осадков. Последующая перестройка структурного плана отразилась на снижении истинных амплитуд локальных структур, а иногда и в изменении наклона на противоположное первоначальному направление.

Примером аналогичной ситуации может являться хорошо изученная южная часть Сибирской платформы, где выявленные залежи Ярактинско-Чонской зоны нефтегазонакопления соответствуют линейным вытянутым положительным аномалиям магнитного поля (Рисунок 17). На юге платформы прослеживается связь зон нефтегазонакопления с аномалиями магнитного поля. Это даёт основание использовать потенциальные поля как один из поисковых критериев и на менее изученных территориях со сходным геологическим строением.

Ловушки, приуроченные к линии выклинивания базальных горизонтов осадочного чехла, ограничены углеводородной системой, в основании которой расположен достаточно удаленный очаг генерации. Органическое вещество в условиях краевой системы последовательно достигает катагенетической зрелости, генерируя УВ, которые мигрируют вверх по краевому склону платформы, заполняя систему ловушек. О возможности открытия месторождений, связанных с выклиниванием горизонтов докембрийских отложений, также упоминается в публикации [78].

Переформирование структурного плана, связанное с проявлениями внутриплитных деформаций, и эрозионный срез в значительной мере разрушают залежи, приуроченные к региональному выклиниванию базальных песчаников. В то же время сохранность залежей углеводородов, приуроченных к палеоподнятиям фундамента, контролируется главным образом наличием проводящих разломов. При этом в результате внутриплитных деформаций формируются разрывные нарушения, приводящие к частичному расформированию залежей нефти и газа, обеспечивая перетоки в верхние структурные этажи. Часть залежей,

расположенных в наиболее отдаленных участках краевой системы, остается практически не затронутой дренированием, обеспечивая сохранность УВ.

На основе изложенного материала в данном и предыдущих разделах Анабаро-Ленская краевая система подразделена автором на четыре района (Рисунок 60). Районирование проводилось с учетом истории геологического развития, полноты стратиграфического разреза, наличия выявленных месторождений, характеристики НГМП и других параметров.

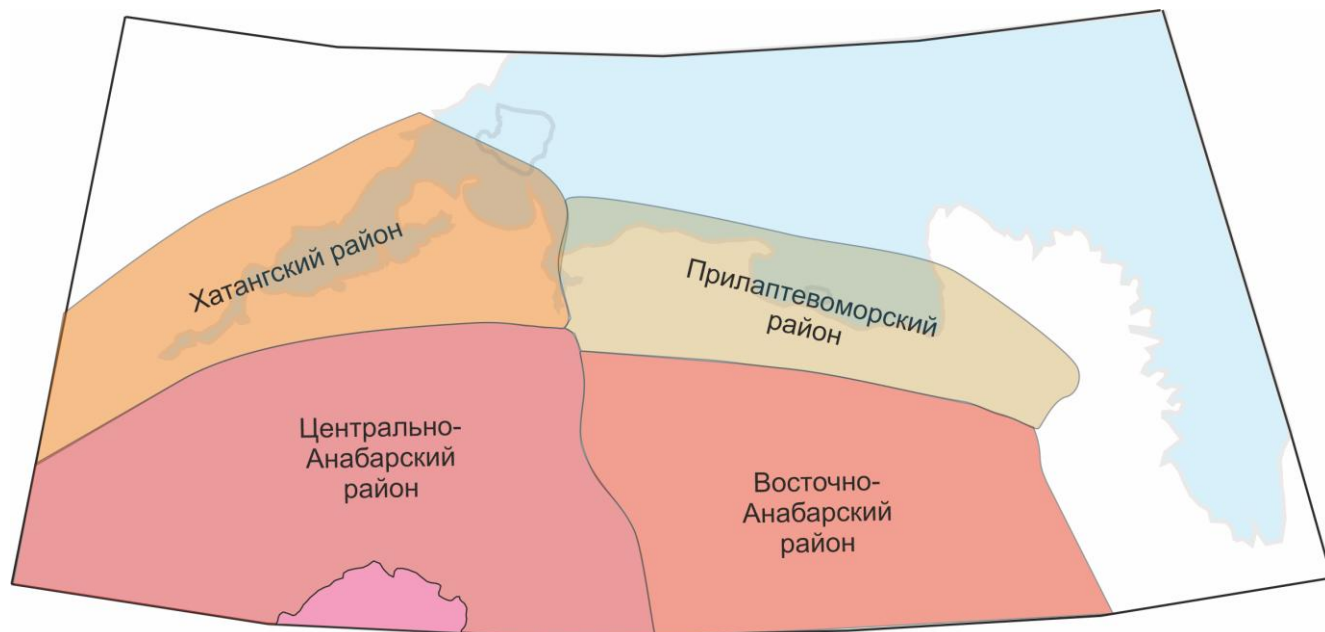


Рисунок 60 – Нефтегазогеологическое районирование Анабаро-Ленской КС
(составлено автором)

По каждому из выделенных районов, основываясь на ряде критериев (Таблица 12 – Таблица 15), проведена оценка возможности выявления месторождений углеводородов разновозрастных НГК (Таблица 17 – Таблица 20), а также определены предполагаемые типы ловушек. Каждый признак обладает своим весом, суммарно давая единицу. В том случае, если признак имеет положительную оценку, то он суммируется; если нейтральную, то не учитывается; в случае отрицательного влияния – вычитается.

Наибольшая вероятность выявления скоплений углеводородов приурочена к рифейскому комплексу Центральнo-Анабарского района и палеозойской (подсолевой) части разреза Хатангского района (Таблица 17), однако перспективность данных НГК требует дополнительной оценки и обоснования. В Центральнo-Анабарском (Таблица 18) и Восточно-Анабарском (Таблица 20) районах перспективы связаны преимущественно с неструктурными ловушками рифейского НГК. Для Прилаптевоморского НГР (Таблица 19) возможность формирования и последующая сохранность промышленно значимых залежей углеводородов по всем комплексам оценена как довольно низкая.

Таблица 12 – График геологических событий Хатангского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)



Таблица 13 – График геологических событий Центрально-Анабарского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

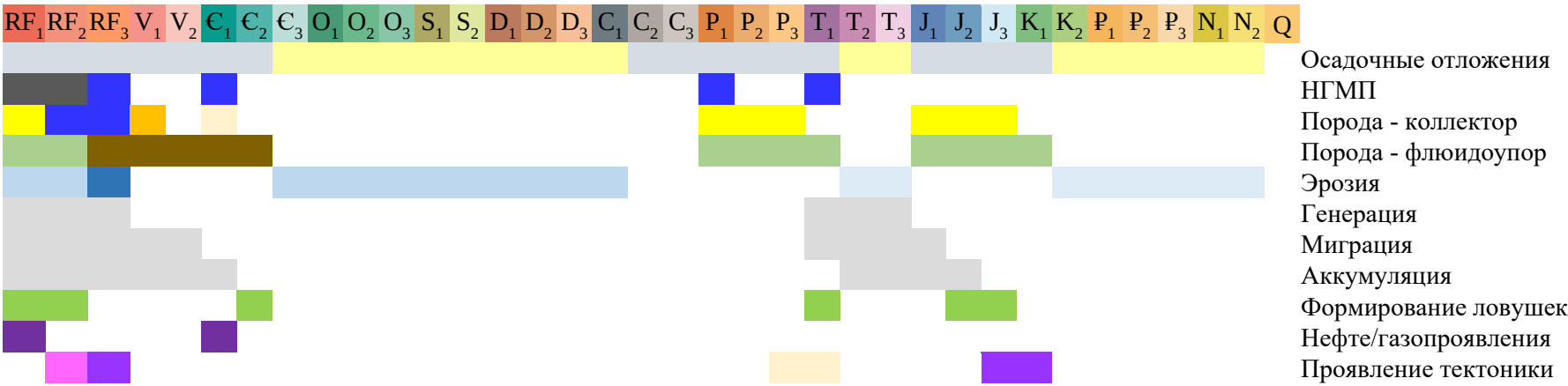


Таблица 14 – График геологических событий Прилаптевоморского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

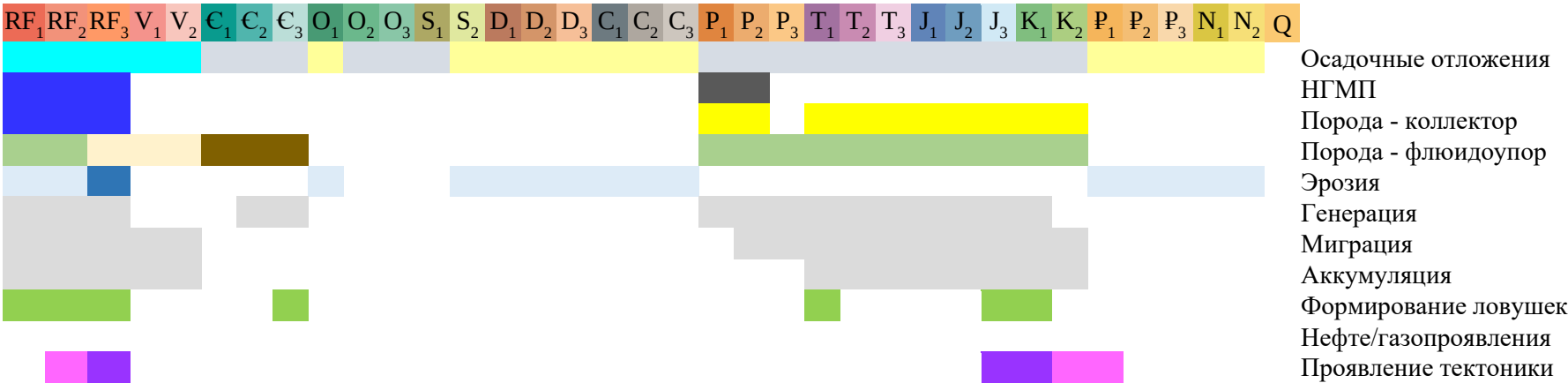


Таблица 15 – График геологических событий Восточно-Анабарского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

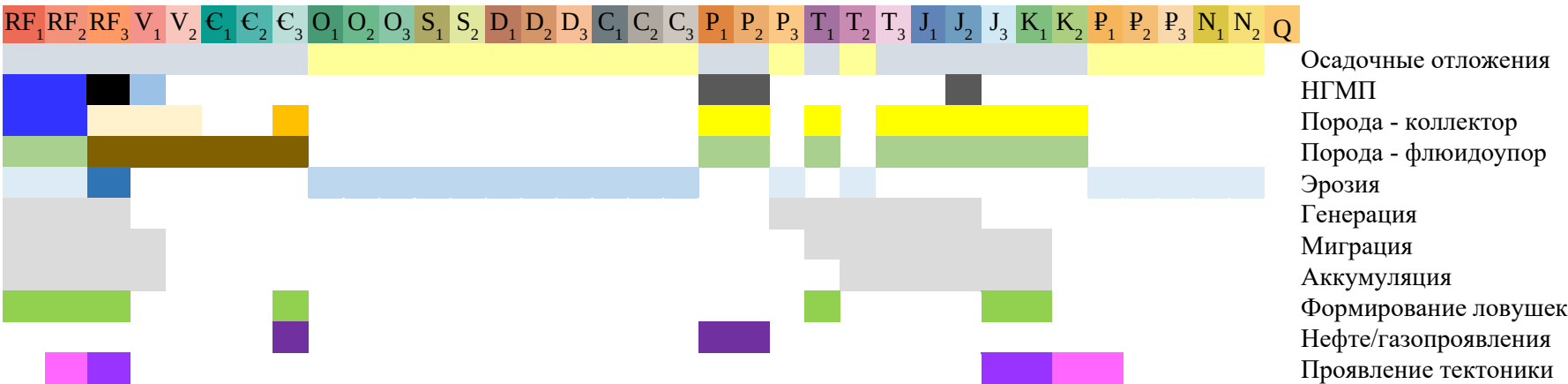


Таблица 16 – Условные обозначения для графика геологических событий и критерии нефтегазоносности (составлено автором)

Наличие осадочных отложений	установленные	предполагаемые	отсутствие отложений								
Нефтегазоматеринская порода	аргиллиты	алевролиты	мергели	карбонаты	смешанные	предполагаемые					
Порода - коллектор	песчаники	карбонаты	смешанный	предполагаемые							
Порода - флюидоупор	аргиллиты	карбонаты	соли								
Эрозия	до 0,5 км	до 1 км	более 1 км								
Генерация	Критерии нефтегазоносности (признаки)										
Миграция								Положительный			
Аккумуляция								Нейтральный			
Время формирования ловушек								Отрицательный			
Нефте/газопроявления	газ	нефть	нефть+газ	битум							
Проявление тектоники	трапповый магматизм	внутриплитный рифтогенез и рифтогенез прилегающих территорий	проявление внутриплитных деформаций								

Таблица 17 – Критерии нефтегазоносности Хатангского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

Критерий \ НГК	Вес	Рифейский	Палеозойский	Пермско-нижнетриасовый	Мезозойский
Одновозрастные НГМП	0,1	Да (преимущественно аргиллиты, в меньшей степени карбонатные породы)	Да (карбонатные породы)	Да (аргиллиты)	Да (аргиллиты)
Катагенетическая зрелость одновозрастных НГМП	0,1	Реализовали свой генерационный потенциал	Реализовали свой генерационный потенциал	Ограниченно реализовали генерационный потенциал, влияние траппов	Не достигли катагенетической зрелости
Время миграции углеводородов	0,2	Миграция до предвендской эрозии	Миграция в палеозое, до внутриплитных деформаций	Миграция во время внутриплитных деформаций	Не достигли катагенетической зрелости
Породы-коллекторы	0,1	Да (песчаники, известняки, доломиты)	Да (известняки, доломиты)	Да (песчаники)	Да (песчаники)
Породы-флюидоупоры	0,1	Да (аргиллиты, мергели, известняки)	Да (карбонаты и соли)	Да (аргиллиты)	Да (аргиллиты)
Эрозия	0,1	Да (верхний рифей более 1 км)	Да (менее 0,5 км)	Да (до 0,5 км)	Да (до 0,5 км)
Притоки нефти, газа, битумопроявления	0,2	Не выявлено	Не выявлено	Да	Да
Прочее	0,1	Большие глубины погружения; близость к краю платформы с формированием большого количества разрывных нарушений	Близость к краю платформы с формированием большого количества разрывных нарушений; наличие солей	Близость к краю платформы с формированием разрывных нарушений, по которым возможны в том числе перетоки из нижних этажей, трапповый магматизм	-
Тип нефтегазоносности		Первичная	Первичная и вторичная	Вторичная (по зонам разрывных нарушений), ограниченно первичная (в наиболее погруженных впадинах)	Вторичная
Тип потенциальных ловушек		Тектонически экранированные, литологические, стратиграфические, литолого-стратиграфические	Рифогенные, тектонически экранированные, стратиграфические, литолого-стратиграфические	Структурные, литологически ограниченные, тектонически экранированные	Структурные, тектонически экранированные
Возможность открытия месторождений		Средняя (0,4)	Средняя (0,5)	Высокая (0,7)	Средняя (0,4)

Таблица 18 – Критерии нефтегазоносности Центрально-Анабарского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

Критерий \ НГК	Вес	Рифейский	Палеозойский	Пермско-нижнетриасовый	Мезозойский
Одновозрастные НГМП	0,1	Да (преимущественно аргиллиты, в меньшей степени карбонатные породы)	не выявлено (предполагается распространение куонамской свиты и ее аналогов)	не выявлено (предполагаются аргиллиты)	не выявлено (предполагаются аргиллиты)
Катагенетическая зрелость одновозрастных НГМП	0,1	На большей части территории вошли в интенсивную зону нефтегенерации	Ограничено достигли условий нефтегазообразования в палеозое	Находятся на низких грациях катагенеза	Не достигли катагенетической зрелости
Время миграции углеводородов	0,2	Миграция до предвендской эрозии	Миграция в конце палеозоя-начале мезозоя	Находятся на низких грациях катагенеза	Не достигли катагенетической зрелости
Породы-коллекторы	0,1	Да (песчаники, известняки, доломиты)	Да (карбонаты, в меньшей степени песчаники)	Да (песчаники)	Да (песчаники)
Породы-флюидоупоры	0,1	Да (аргиллиты)	Да (карбонаты, аргиллиты)	Да(аргиллиты)	Да(аргиллиты)
Эрозия	0,1	Да (верхний рифей более 1 км)	Да (до 1 км)	Да (до 0,5 км)	Да (до 0,5 км)
Притоки нефти, газа, битумопроявления	0,2	Да (битумное поле)	Да (битумное поле)	Не выявлено	Не выявлено
Прочее	0,1	Слабое влияние внутриплитных деформаций, битумопроявления в рифейском комплексе свидетельствуют о латеральной миграции по базальным горизонтам рифейского возраста	Слабое влияние внутриплитных деформаций	Слабое влияние внутриплитных деформаций	-
Тип нефтегазоносности		Первичная	Первичная	Преимущественно вторичная	Преимущественно вторичная
Тип потенциальных ловушек		Литологические, стратиграфические, тектонически экранированные, литолого-стратиграфические	Рифогенные, тектонически экранированные, стратиграфические, литолого-стратиграфические	Тектонические	Тектонические
Возможность открытия месторождений		Высокая (0,8)	Средняя (0,5)	Низкая (0,3)	Низкая (0,2)

Таблица 19 – Критерии нефтегазоносности Прилаптевоморского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

Критерий \ НГК	Вес	Рифейский	Венд-кембрийский	Пермско-нижнетриасовый	Мезозойский
Одновозрастные НГМП	0,1	Не выявлено (аргиллиты)	Не выявлено (предполагаются карбонаты)	Да (аргиллиты)	Да (аргиллиты)
Катагенетическая зрелость одновозрастных НГМП	0,1	Реализовали свой генерационный потенциал	Реализовали свой генерационный потенциал	Реализовали свой генерационный потенциал до внутриплитных деформаций	Находятся на низких грациях катагенеза
Время миграции углеводородов	0,2	Миграция до предвендской эрозии	Миграция в палеозое, до внутриплитных деформаций	Миграция до/во время внутриплитных деформаций	Не достигли катагенетической зрелости
Породы-коллекторы	0,1	Не выявлено (предполагаются песчаники)	Не выявлено (предполагаются карбонаты, в меньшей степени песчаники)	Да (песчаники)	Да (песчаники)
Породы-флюидоупоры	0,1	Не выявлено (предполагаются аргиллиты)	Не выявлено (карбонаты)	Да (аргиллиты)	Да (аргиллиты)
Эрозия	0,1	Да (верхний рифей более 1 км)	Да (до 0,5 км)	Да (до 0,5 км)	Да (до 0,5 км)
Притоки нефти, газа, битумопроявления	0,2	Не выявлено	Не выявлено	Не выявлено	Не выявлено
Прочее	0,1	Большие глубины погружения, близость к краю платформы с формированием большого количества разрывных нарушений	Большие глубины погружения, близость к краю платформы с формированием большого количества разрывных нарушений, аккумуляция во время внутриплитных деформаций	Аккумуляция во время внутриплитных деформаций	-
Тип нефтегазоносности		Первичная	Первичная	Первичная, вторичная	Вторичная
Тип потенциальных ловушек		Тектонически экранированные, литологические, стратиграфические, литолого-стратиграфические	Рифогенные, тектонически экранированные, стратиграфические, литолого-стратиграфические	Структурные, литологически ограниченные, тектонически экранированные	Структурные, тектонически экранированные
Возможность открытия месторождений		Низкая (0,2)	Низкая (0,2)	Низкая (0,2)	Низкая (0,2)

Таблица 20 – Критерии нефтегазоносности Восточно-Анабарского района (условные см. Таблица 16) (составлено автором)

Критерий \ НКК	Вес	Рифейский	Венд-кембрийский	Пермско-нижнетриасовый	Мезозойский
Одновозрастные НГМП	0,1	Да (аргиллиты)	Да(карбонаты)	Да (аргиллиты)	Да (аргиллиты)
Катагенетическая зрелость одновозрастных НГМП	0,1	На большей части территории вошли в интенсивную зону нефтегенерации	Достигли процессов нефтегазообразования	Ограниченно реализовали генерационный потенциал	Не достигли катагенетической зрелости
Время миграции углеводородов	0,2	Достигли интенсивных процессов нефтегазообразования до предвендской эрозии	В мезозое, во время проявления внутриплитных деформаций	Миграция до/во время внутриплитных деформаций	Не достигли катагенетической зрелости
Породы-коллекторы	0,1	Да (доломиты, известняки, песчаники)	Да (карбонаты, в меньшей степени песчаники)	Да (песчаники)	Да (песчаники)
Породы-флюидоупоры	0,1	Да(аргиллиты, известняки)	Да (карбонаты, аргиллиты)	Да (аргиллиты)	Да (аргиллиты)
Эрозия	0,1	Да (верхний рифей более 1 км)	Да (до 1 км)	Да (до 0,5 км)	Да (до 0,5 км)
Притоки нефти, газа, битумопроявления	0,2	Не выявлено	Да (битумы)	Да	Да
Прочее	0,1	Слабое влияние внутриплитных деформаций	Слабое влияние внутриплитных деформаций	Слабое влияние внутриплитных деформаций	-
Тип нефтегазоносности		Первичная	Первичная	Первичная, вторичная	Вторичная
Тип потенциальных ловушек		Литологические, стратиграфические, тектонически экранированные, литолого-стратиграфические	Рифогенные, тектонически экранированные, стратиграфические, литолого-стратиграфические	Структурные, литологически ограниченные, тектонически экранированные	Структурные, тектонически экранированные
Возможность открытия месторождений		Высокая (0,6)	Средняя (0,4)	Низкая (0,3)	Низкая (0,3)

5.4. Выделение потенциальных ловушек углеводородов в рифейском НГК

В предыдущих разделах (3.4. Методика картирования палеоподнятий фундамента и 5.3. Системы ловушек и критерии нефтегазоносности) обоснована предполагаемая продуктивность и методика выявления ловушек нефти и газа, приуроченных к палеоподнятиям, сформированным в результате внедрения крупных интрузивных тел по ослабленным тектоническим зонам.

В качестве полигона для выявления перспективных объектов выбрана восточная часть Анабаро-Ленской КС (Прилаптевоморский и Восточно-Анабарский районы (Рисунок 60)). На рисунках представлены фрагменты магнитного (Рисунок 61 а) и гравитационного (Рисунок 61 б) полей, а также их трехмерная визуализация (Рисунок 61 в,г). На картах прослеживаются субмеридиональные линейно ориентированные аномалии гравитационного и магнитного полей, на северо-востоке повышенные значения естественных геофизических полей имеют субширотную ориентировку.

Для наглядной визуализации выполнена классификация на основе порогов (Рисунок 62 а) совмещенных гравитационного и магнитного полей. На карте классов (Рисунок 62 б) отчетливо фиксируются зоны субширотной и субмеридиональной ориентировки.

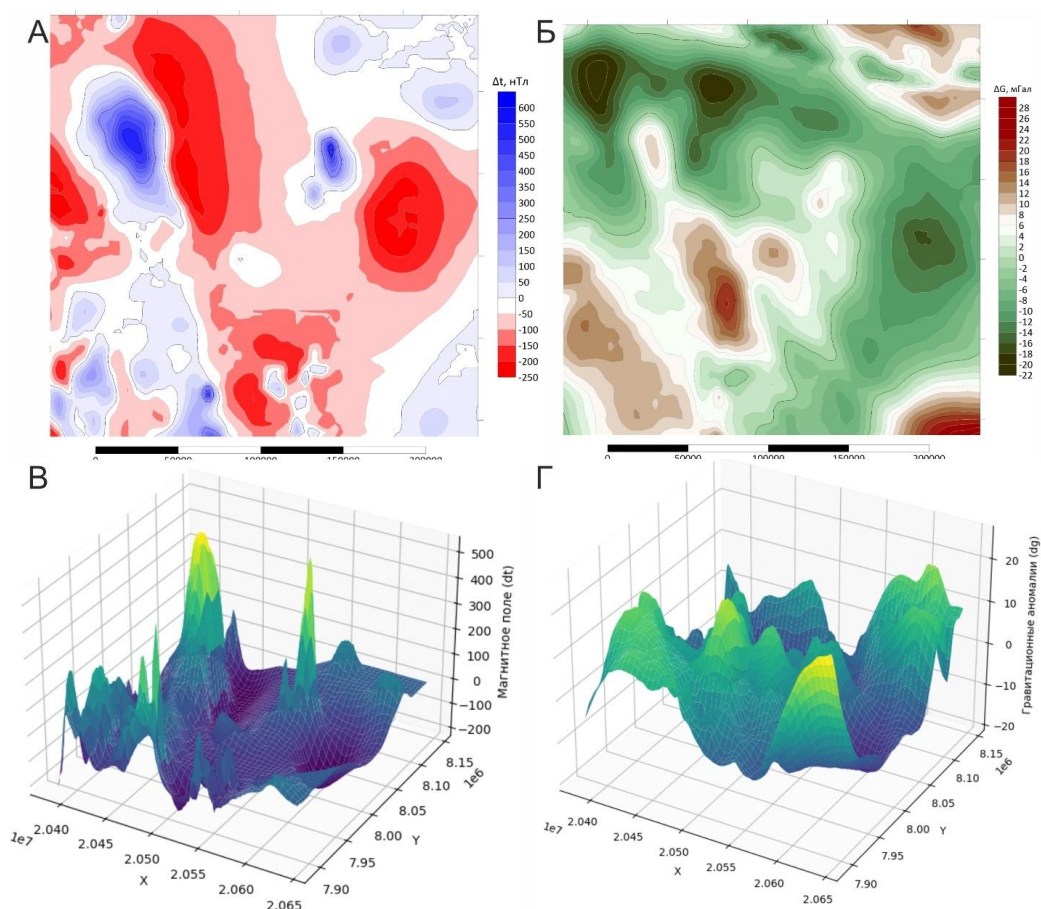


Рисунок 61 – Фрагмент естественных геофизических полей (а – магнитного; б – гравитационного; в – трехмерная визуализация магнитного поля; г – трехмерная визуализация гравитационного поля) (составлено по материалам [232])

Субширотные положительные аномалии естественных геофизических полей характерны для структур, образовавшихся в результате формирования Верхояно-Колымской СО, и приурочены к зоне пограничных поднятий. Формирование данных структур произошло после основного этапа миграции углеводородов, что не позволяет надеяться на формирование сколь-либо значимых скоплений УВ. В свою очередь субмеридиональные зоны могут быть приурочены к интрузивным телам, внедрившимся на начальных этапах формирования осадочного чехла.

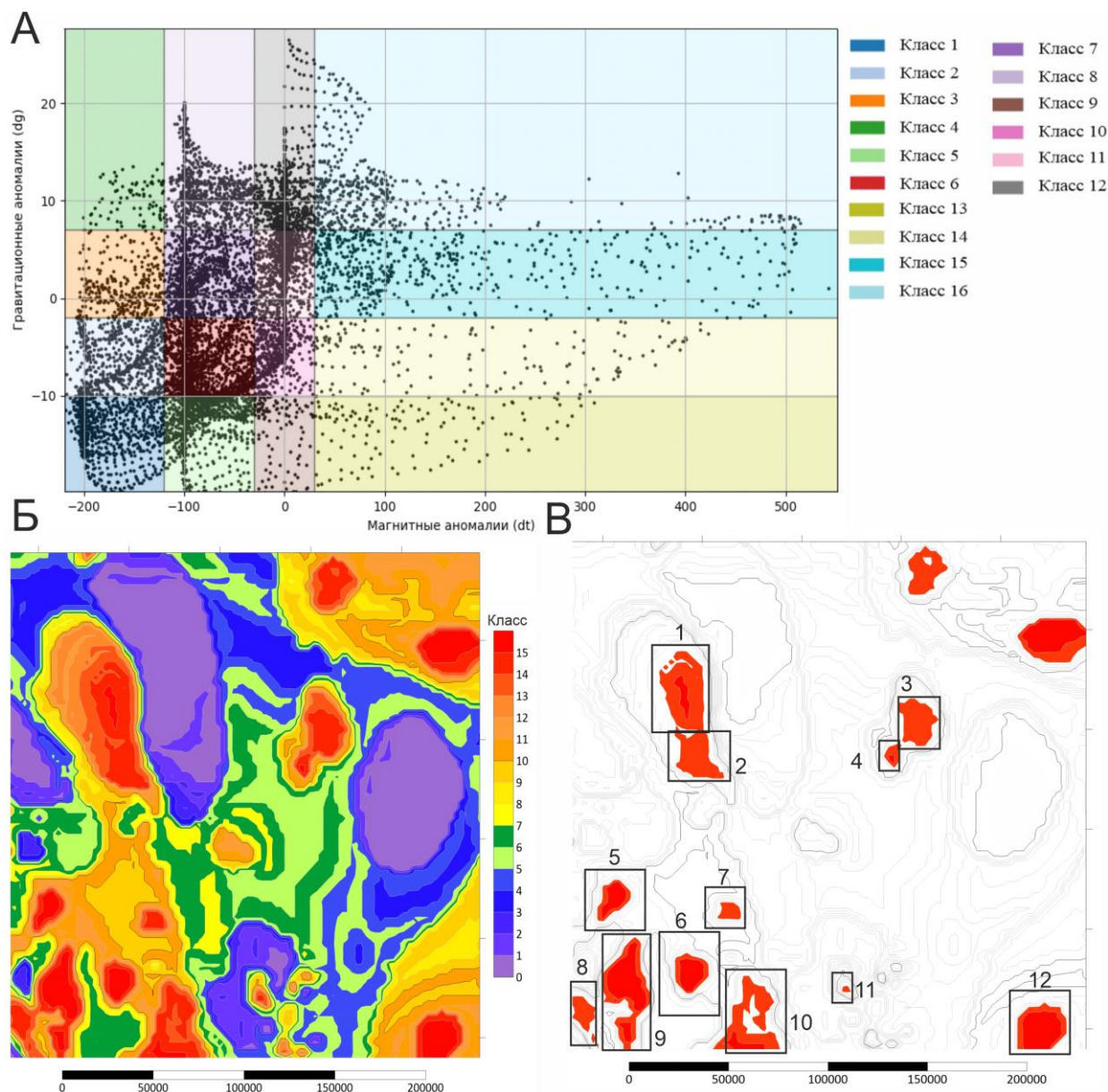


Рисунок 62 – Классификация на основе порогов (а – кроссплот гравитационных и магнитных аномалий; б – фрагменты классификации на основе порогов; в – потенциальные ловушки)
(составлено автором)

Сопоставление сейсмических разрезов с разрезами эффективной намагниченности и плотности (Рисунок 63) показывает, что аномалии потенциальных полей и современный рельеф фундамента пространственно не совпадают. На профиле П–П₁ (Рисунок 63 I) максимальные значения полей приурочены к центральной части разреза. В этой зоне сокращена мощность

нижней части рифейского разреза, заключённой между поверхностью фундамента и внутририфейской отражающей границей. Наиболее приподнятые блоки (правая часть разреза) не фиксируются аномально высокими значениями потенциальных полей.

На профиле Р–Р₁ (Рисунок 63 II) наиболее приподнятые блоки фундамента в южной части разреза не выражены повышенными значениями потенциальных полей, а крупная аномалия смещена к северу и в современном структурном плане не проявлена. При этом резкое возрастание мощности рифейских отложений за повышенными значениями потенциальных полей может свидетельствовать, что данный блок был более жестким и в рифейское время выступал устойчивым плечом, ограничивавшим область интенсивного прогибания.

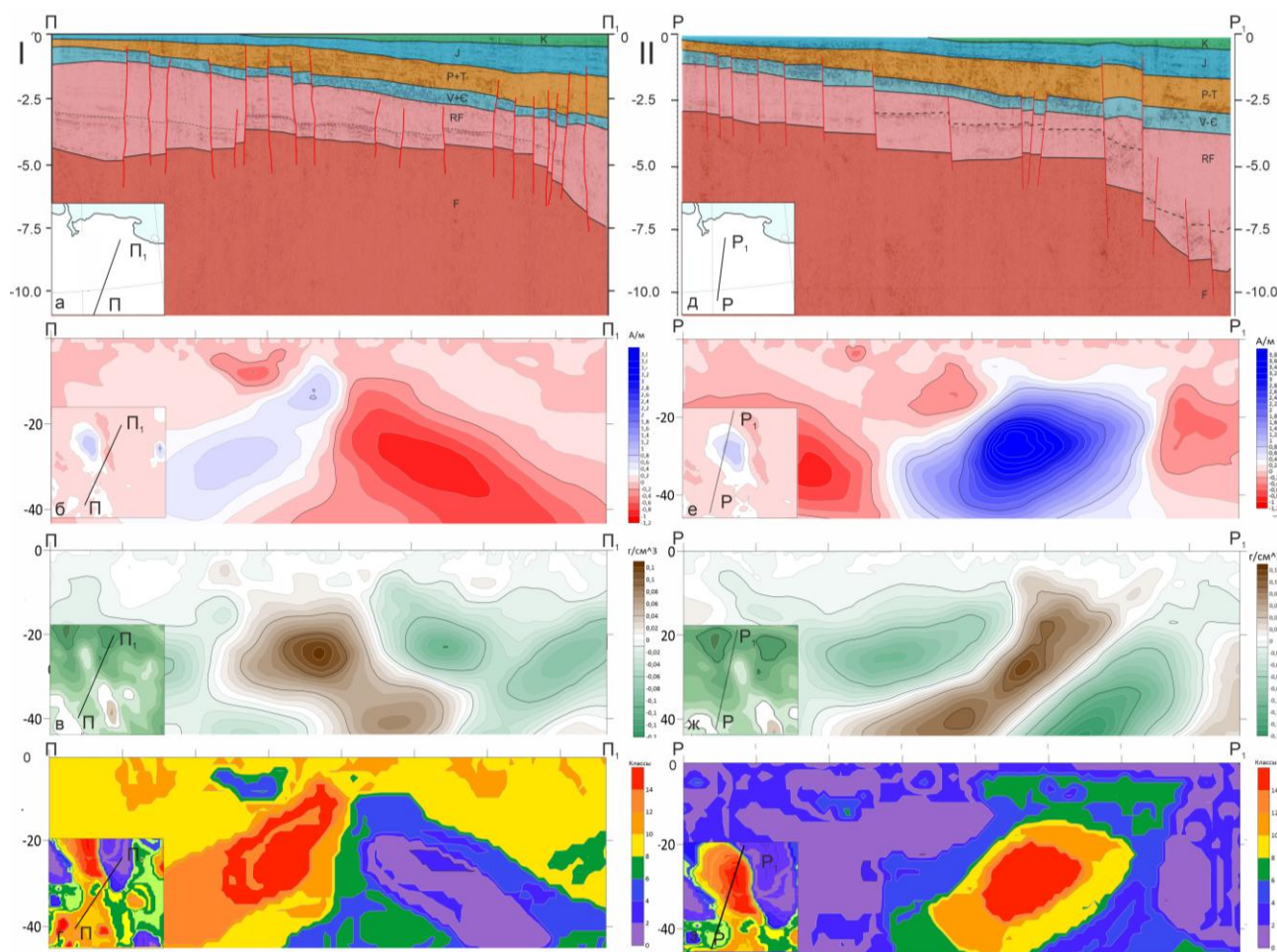


Рисунок 63 – Сравнение естественных геофизических полей палеоподнятий фундамента и современных выступов фундамента I – по профилю III-P₁, II – по профилю R-P₁ (а, д – интерпретированный сейсмический разрез; б, е – эффективная намагничённость; в, ж – эффективная плотность; г, з – классификация на основе автоматических порогов) (интерпретация сейсмических разрезов автора, материалы [232])

Таким образом, выделено 12 объектов, приуроченных к палеовыступам фундамента, сформированных в результате внедрения интрузивных тел. На схеме, совмещающей рельеф фундамента и контуры потенциальных ловушек (Рисунок 64), часть палеоподнятий попадает на глубины, превышающие 7 км, где температура может превышать 150-180⁰С, в этой связи стоит

вопрос о сохранности углеводородов. Поэтому в качестве первоочередных (более доступных поисковых объектов) выделено 9 потенциальных ловушек (залежей), сформированных над палеоподнятиями фундамента.

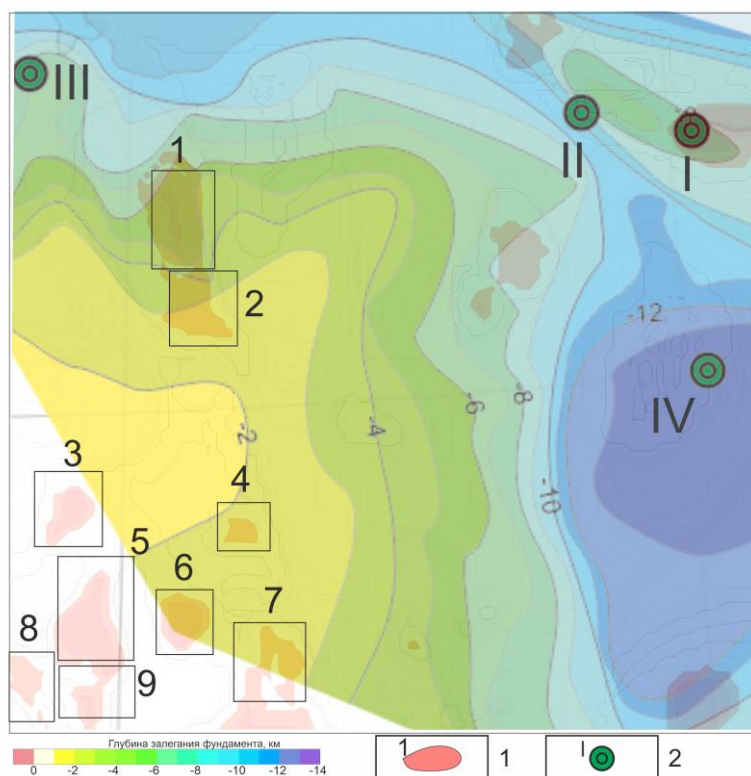


Рисунок 64 – Расположение поисковых объектов (составлено автором)

Условные обозначения: 1 – положение потенциальных залежей углеводородов; 2 – пробуренные скважины (I – Усть - Оленекская - 2370; II – Улахан-Юряхская; III – Восточная - 1,4; IV – Хастахская - 930).

Фазовый состав прогнозируется по аналогии с месторождениями Непско-Ботуобинской антеклизы с увеличением количества нефтяных залежей к центральному полю платформы. Из-за слабой изученности нижней части разреза соотношение жидких и газообразных УВ принято примерно в одинаковых пропорциях.

Подсчетные параметры жидких углеводородов приняты по аналогии с месторождениями НБА в вендских терригенных коллекторах (Таблица 21). Так, например, нижнее граничное значение пористости принято равным 5% по аналогии с ботуобинским горизонтом (4,4% [42]).

Таблица 21 – Подсчетные параметры для жидких УВ (составлено автором)

Параметр	Единицы измерения	P90	P50	P10
Эффективная мощность	м	5	7	10
Пористость	доли ед.	0,05	0,1	0,15
Нефтенасыщенность	доли ед.	0,5	0,6	0,8
Коэффициент заполнения	доли ед.	0,2	0,4	0,6
Пересчетный коэффициент	доли ед.	0,88		
Плотность	т/м ³	0,85		

Расчет ресурсов нефти выполнялся по следующей формуле (11):

$$Q_n = F \cdot h_{\text{эф.н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \delta_{\text{н}} \cdot K_{\text{заполн}}, \quad (11)$$

где

Q_n – ресурсы нефти, тыс т;

F – площадь структуры, тыс м²;

$h_{\text{эф.н}}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность, м;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, доли ед.;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

θ – пересчетный коэффициент, доли ед.;

$\delta_{\text{н}}$ – плотность нефти, т/м³;

$K_{\text{заполн}}$ – коэффициент заполнения ловушки.

Подсчетные параметры газа приняты по аналогии с Непско-Ботуобинской антеклизой (Таблица 22).

Таблица 22 – Подсчетные параметры для газообразных УВ (составлено автором)

Параметр	Единицы измерения	P90	P50	P10
Эффективная мощность	м	5	7	10
Пористость	доли ед.	0,05	0,1	0,15
Газонасыщенность	доли ед.	0,5	0,6	0,8
Коэффициент заполнения	доли ед.	0,3	0,5	0,7

Для расчета ресурсов газа использовалась упрощенная формула (формула 12):

$$Q_g = F \cdot h_{\text{эф.г}} \cdot K_{\text{п}} \cdot f \cdot P \cdot \alpha \cdot \beta \cdot \eta \cdot K_{\text{заполн}}, \quad (12)$$

где

Q_g – ресурсы газа, м³;

$h_{\text{эф.г}}$ – эффективная газонасыщенная мощность пласта, м;

f – температурная поправка;

P – среднее абсолютное давление в залежи, атм;

α – поправка на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта;

β – коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.

Подбор параметров давления и температуры выполнялся на основе уравнений линейной регрессии (формулы 13, 14).

Расчет пластовой температуры выполнялся по следующей формуле (13):

$$T_{\text{пл}} = 0,0233 \cdot h - 8,5, \quad (13)$$

где

$T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С;

h – глубина, м.

Расчет пластового давления выполнялся по следующей формуле (14):

$$P_{пл} = 0,0095 \cdot h + 0,2, \quad (14)$$

где

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

В случае предполагаемой двухфазной залежи (нефть+свободный газ) вычисление объемов нефти осуществлялось по формуле (15):

$$V_{нефть} = F \cdot h_{эф.н} \cdot K_{заполн} \cdot K_{нефть/газ}, \quad (15)$$

где

$V_{нефть}$ – объем, занятый нефтью, тыс м³;

$K_{нефть/газ}$ – коэффициент отношения нефти к газу, доли ед.

Расчет объемов газа производится по следующей формуле (16):

$$V_{газ} = F \cdot h_{эф.н} \cdot K_{заполн} - V_{нефть}, \quad (16)$$

где

$V_{газ}$ – объем, занятый газом, тыс м³.

Для упрощения оценки ресурсов методом Монте-Карло был реализован алгоритм на языке программирования Python. В качестве входных данных использовались основные подсчетные параметры (Таблица 21, Таблица 22, Таблица 23). В результате расчетов алгоритм выводит величину возможных ресурсов УВ: P10, P50, P90 (Рисунок 65).

```

Выберите тип расчета: 1 - нефть, 2 - газ, 3 - нефть + газ
Ваш выбор: 2
Введите количество итераций: 1000

Расчет извлекаемых ресурсов газа
Площадь газонасыщенности, тыс. м²: 648531
Эффективная газонасыщенная толщина (P90 P50 P10), м: 5 7 10
Коэффициент пористости (P90 P50 P10), доли ед.: 0.05 0.1 0.15
Коэффициент газонасыщенности (P90 P50 P10), доли ед.: 0.5 0.6 0.8
Коэффициент заполнения (P90 P50 P10), доли ед.: 0.3 0.5 0.7
Выберите способ ввода пластовой температуры и давления:
1 - Ввести напрямую
2 - Рассчитать по глубине
Ваш выбор: 2
Глубина, м: 4000
Рассчитанная пластовая температура: 84.70 °C
Рассчитанное пластовое давление: 38.20 МПа
Извлекаемые ресурсы газа P10: 72.09 млн. м³
Извлекаемые ресурсы газа P50: 34.95 млн. м³
Извлекаемые ресурсы газа P90: 12.18 млн. м³
0.948314322583284 отклонение от идеального газа
1.054502685645325 Сжимаемость
0.8191221694157115 Температурная поправка

```

Рисунок 65 – Пример вероятностной оценки ресурсов в пределах палеоподнятий фундамента (составлено автором)

Необходимо отметить, что существуют и другие механизмы формирования палеоподнятий, а картирование таких структур сопряжено со сложностями. Например, для выявления источников сноса и распространения зоны с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами возможно создание палеофациальных карт, требующих бурения скважин, вскрывающих нижние горизонты осадочного чехла. Локализация подобных структур возможна по результатам палеореконструкций, что требует высококачественной сейсморазведки. В результате одним из наименее затратных методов локализации ловушек УВ выступает комплексный анализ материалов грави- и магниторазведки.

Таким образом, выделено 9 перспективных объектов в пределах восточной части Анабаро-Ленской краевой системы. Глубина залегания объектов в диапазоне от 1000 до 4500 м. При отсутствии проводящих разломов и наличии надежных покрышек существует высокая вероятность открытия залежей УВ в отложениях рифейского возраста.

Таким образом, могло аккумулироваться в пределах выбранного полигона в ловушках нефти от 42 до 238 млн т, с медианными значениями около 114 млн т; и газа от 39 до 220 млрд м³, с наиболее медианными значениями около 106 млрд м³ (Таблица 23).

Таблица 23 – Параметры ловушек и оценка ресурсов (составлено автором)

№	Тип насыщения	Соотношение объема нефть/газ	Площадь	Глубина	Ресурсы (вероятность)		
					P90	P50	P10
		%	тыс м ²	м	млн т/ млрд м ³		
1	газ	0/100	648531,7	4500	0/13,1	0/36,4	0/76,9
2	газ	0/100	367878	3000	0/6,7	0/17,4	0/37,9
3	нефть/газ	50/50	198426,5	1500	4,8/1,1	13,1/3,1	28,8/6,1
4	нефть/газ	30/70	74131,3	2500	1,2/0,8	3,1/2,4	6,3/4,7
5	нефть/газ	30/70	530546,7	2000	8,8/5,7	23,6/15,1	45,9/30,1
6	нефть/газ	30/70	239961,3	2500	3,3/2,4	9,8/7,1	20,2/14,5
7	нефть/газ	30/70	739076	2800	11,2/8,8	30,8/24,1	65,2/49,6
8	нефть	100/0	136034,7	1000	6,7/0	18,8/0	38,3/0
9	нефть	100/0	113461,5	1500	5,8/0	14,9/0	33,1/0
				Итого	41,8/38,6	114,1/105,6	237,8/219,8

5.5. Выводы по главе 5

В результате историко-эволюционного анализа установлено минимум две системы ловушек. Заполнение углеводородами верхнепротерозойской происходило начиная с рифейского времени, которая в последующем в значительной степени была реорганизована. В свою очередь верхнепалеозойская система структурных ловушек сформировалась на заключительных этапах геологического развития.

С учетом истории геологического развития и выделенных критериев нефтегазоносности для разновозрастных НГК в пределах Анабаро-Ленской КС определено четыре нефтегазоносных района. В большинстве случаев нефтегазоносность пермско-нижнетриасового и мезозойского комплексов носит вторичный характер. При этом нельзя исключать возможность реализации генерационного потенциала и последующую миграцию и аккумуляцию УВ из одновозрастных отложений, продолжающихся в северном направлении (южная часть шельфа моря Лаптевых).

Для рифейского и венд-кембрийского комплексов преобладает латеральный тип миграции углеводородов (Рисунок 66), для палеозойского (АХП), пермско-нижнетриасового и мезозойского НГК – вертикальный тип миграции.

Суммарно в рамках выбранного полигона (района) в ловушках, сформированных над палеоподнятиями, могло аккумулироваться от 42 до 238 млн т нефти и от 39 до 220 млрд м³ газа (Таблица 23).

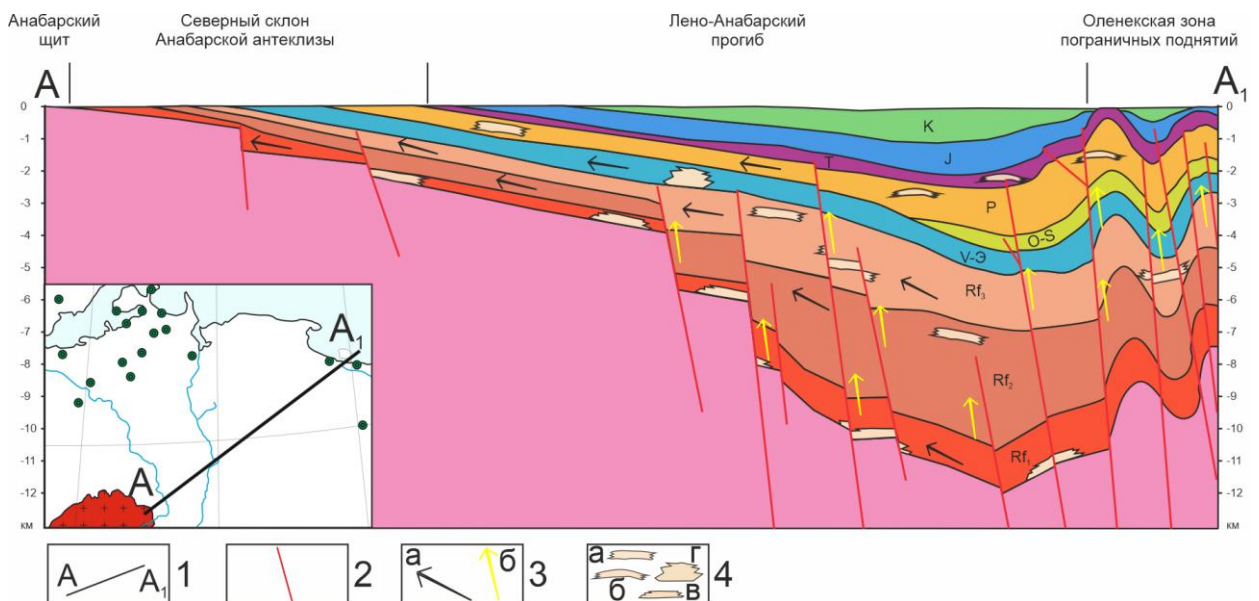


Рисунок 66 – Принципиальная схема строения Анабаро-Ленской краевой системы

(составлено автором)

Условные обозначения: 1 – положение профиля; 2 – разрывные нарушения; 3 – миграция (а – латеральная; б – вертикальная); 4 – типы ловушек (а – неструктурные; б – структурные; в – палеоподнятия фундамента; г – органические постройки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена решению актуальной научной задачи нефтегазовой геологии – установлению закономерностей размещения скоплений углеводородов в докембрийских осадочных отложениях Анабаро-Ленской краевой системы. По результатам выполнения диссертации сделаны следующие выводы:

- в пределах Анабаро-Ленской КС выделены две системы ловушек. Заполнение УВ верхнепротерозойской происходило начиная с рифейского времени. В последующем данная система ловушек в значительной степени была реорганизована. В свою очередь верхнепалеозойская система структурных ловушек сформировалась на заключительных этапах геологического развития.

- история погружения и палеотемпературное моделирование показали, что основные фазы интенсивной генерации в рифейских НГМП приходятся на позднепротерозойское время, тогда как верхнепалеозойские отложения на большей части территории не достигли условий для крупномасштабной генерации и характеризуются низкими грациями катагенеза или ОВ является перезрелым в местах активного проявления траппового магматизма.

- суммарно выявленные докембрийские осадочные толщи могли генерировать по медианным значениям 58,5 млрд т нефти и 110,1 трлн м³ газа.

- предполагаемые скопления УВ верхнепротерозойской системы ловушек приурочены к деструктуризированным палеоподнятиям фундамента рифейского возраста, формирующим в базальном структурно-формационном комплексе линзы песчаников, и к региональному выклиниванию базальных песчаников в наиболее отдаленных участках КС при условии наличия надежного флюидоупора.

- по результатам комплексирования потенциальных полей выделено 9 перспективных объектов, сформированных над палеоподнятиями, в восточной части Анабаро-Ленской КС. Суммарно ловушки (залежи) могли аккумулировать от 42 до 238 млн т нефти и от 39 до 220 млрд м³ газа.

Перспективы дальнейшей разработки темы связаны с изучением особенностей строения и эволюции краевых систем древних платформ, их типизацией и обоснованием критериев прогноза нефтегазоносности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акулов, Н. И. Особенности геологического строения Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н. И. Акулов, Р. Р. Валеев // Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле. – 2016. – Т. 18. – С. 3–13.
2. Андиева, Т. А. Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых / Т. А. Андиева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 1. – С. 6.
3. Арчegov, В. Б. Блоковая делимость земной коры и нефтегазоносность: теория и методика исследований / В. Б. Арчegov // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 2. – С. 17.
4. Арчegov, В. Б. Доманикоидные формации Сибирской платформы – куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / В. Б. Арчegov // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 53–59.
5. Арчegov, В. Б. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур / В. Б. Арчegov, В. А. Степанов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – С. 1–11.
6. Асминг В. Э. Строение и динамика литосферы Беломорья : монография / В.Э. Асминг, Н.Ю. Афонин, Л.И. Бакунович, А.С. Балувев, Б.З. Белашев, И.В. Бугаенко, Н.В. Ваганова, А.Н. Виноградов, К.Б. Данилов, В.А. Журавлев, Л.Н. Заец, С.Ю. Колодяжный, Н.Б. Кузнецов, А.Н. Морозов, С.Б. Николаева, М.Ю. Нилов, Т.В. Романюк, Е.Н. Терехов, А.В. Федоров, Т.А. Цветкова, Н.В. Шаров, С.В. Шварев, Е.Ю. Яковлев ; ответственный редактор Н.В. Шаров ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Институт геологии Карельского научного центра Российской академии наук. – Петрозаводск : КарНЦ РАН, 2022. – 239 с.
7. Афанасенков, А. П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы: дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А. П. Афанасенков. – Москва: МГУ, 2019.
8. Афанасенков, А. П. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена / А. П. Афанасенков, А. М. Никишин, А. В. Унгер, С. И. Бордунов, О. В. Луговая, А. А. Чикишев, Е. В. Яковишина // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42. – DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
9. Афанасенков, А. П. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных / А. П. Афанасенков, А. Н. Обухов, А. А. Чикишев, В. А. Шайдаков, А. В. Бордюг, С. Л. Каламкаров // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.
10. Баженова Т. К., Макаров К. К. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. – Л.: Недра, 1981. – 210 с.

11. Баженова, Т. К. Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, С. В. Можегова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 2.
12. Баженова, Т. К. Исследование онтогенеза углеводородных систем как основа реального прогноза нефте- и газоносности осадочных бассейнов / Т. К. Баженова, В. К. Шиманский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 8.
13. Баженова, Т. К. Масштабы нефтегазообразования и нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы / Т. К. Баженова, А. И. Шапиро, В. Ф. Васильева, Н. Б. Вишневская, Л. И. Климова, Н. Т. Кунаева, Г. В. Туренкова, С. А. Богословский, Н. А. Рогозина // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 10. – С. 12–17.
14. Баженова, Т. К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность / Т. К. Баженова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 4. – С. 1–45. – DOI: 10.17353/2070-5379/45_2016.
15. Баженова, Т. К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России / Т. К. Баженова // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 37–50.
16. Баженова, Т. К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции / Т. К. Баженова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 3. – С. 11.
17. Бакай, Е. А. Литолого-геохимическая характеристика Пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) / Е. А. Бакай, М. Е. Смирнова, Н. И. Коробова, Д. В. Надежкин // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2016. – № 1. – С. 71–81.
18. Бакай, Е. А. Оценка перспектив нефтегазоносности Туруханского поднятия Восточной Сибири / Е. А. Бакай // Нефтяное хозяйство. – 2011. – Т. 8. – С. 91.
19. Балдин, В. А. История нефтегазопроисловых работ и перспективы нефтегазоносности краевых прогибов северного и северо-восточного обрамления Сибирской платформы / В. А. Балдин // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2025. – № 1(192). – С. 4–25.
20. Балдин, В. А. Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра / В. А. Балдин, Н. З. Мунасыпов // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 76–88.
21. Балдин, В. А. Нефтегазогеологическое районирование краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы / В. А. Балдин, Н. З. Мунасыпов // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 37–56. – DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-37-56.
22. Балугев, А. С. Тектоника Белого моря и прилегающих территорий (Объяснительная записка к «Тектонической карте Белого моря и прилегающих территорий» масштаба 1:1 500 000)

/ А. С. Балусев, В. А. Журавлев, Е. Н. Терехов, Е. С. Пржиялговский // Труды Геологического института. – 2012. – Т. 597. – С. 1–104.

23. Барышев, Л. А. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения / Л. А. Барышев // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 46–54.

24. Белоконь Т. В., Горбачев В. И., Балашова М. М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. – Пермь: ИПК «Звезда», 2001. – 108 с.

25. Берзин, А. Г. Некоторые особенности природы и строения залежей ботубинского и хамакинского горизонтов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в преддверии его разработки / А. Г. Берзин, С. А. Берзин, Т. А. Архипова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 30–38.

26. Берзин, А. Г. Новые данные по геологии Алдано-Майского прогиба / А. Г. Берзин, А. П. Оболкин, С. Ю. Севостьянов, А. А. Егшин, В. А. Дьяконова // Отечественная геология. – 2011. – № 6. – С. 21–26.

27. Берзин, А. Г. Подфундаментная нефть (в условиях Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботубинской антеклизы) / А. Г. Берзин, Э. Р. Туги, В. С. Ситников, С. А. Берзин // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 12. – С. 27–32.

28. Большакова, М. А. О классификации нефтегазоматеринских пород / М. А. Большакова, А. В. Ступакова, Р. С. Сауткин, К. А. Ситар, А. Г. Калмыков, Е. А. Краснова, Н. В. Пронина, А. П. Вайтехович // Георесурсы. – 2025. – Т. 27. – № 2. – С. 54–63. – DOI: 10.18599/grs.2025.2.5.

29. Боталов, А. Н. Реконструкция палеогеохимических данных рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А. Н. Боталов, С. Н. Кривошеков // Недропользование. – 2023. – Т. 23. – № 3. – С. 102–110. – DOI: 10.15593/2712-8008/2023.3.1.

30. Ботнева, Т. А. Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов / Т. А. Ботнева, С. В. Фролов // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 32–38.

31. Брахфогель Ф. Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. – Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1984. – 128 с.

32. Булгаков, М. А. Строматолитовые формации Анабарского плато / М. А. Булгаков, В. А. Колесников, В. В. Терешкин, С. К. Квачко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 4 (340). – С. 30–37. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-30-37.

33. Булин, И. К. Новые сейсмические метки литосферы районов размещения крупных углеводородных скоплений / И. К. Булин, А. Д. Щеглов, А. В. Егоркин, Л. Н. Солодилов // Доклады Академии наук. – 1999. – Т. 364. – № 6. – С. 792–795.
34. Бурова, И. А. Распространение основных соленосных толщ в верхневендско-нижнекембрийском осадочном комплексе Западной Якутии / И. А. Бурова, Н. Л. Кубетова, К. В. Шостак // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 4. – С. 8.
35. Вараксина, И. В. Литология и коллекторские свойства докембрийских отложений Лено-Анабарской нефтегазоносной области / И. В. Вараксина, Р. Д. Шаваров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 159–169.
36. Варламов, А. И. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. И. Варламов, П. Н. Мельников, А. С. Ефимов, В. А. Кринин, Ф. А. Мигурский, В. И. Пороскун, М. Н. Кравченко, М. Ю. Смирнов, Г. Д. Ухлова, Г. Н. Гогоненков, В. С. Парасына // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 21–67. – DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67.
37. Варламов, А. И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А. И. Варламов, А. П. Афанасенков, М. Ю. Виценовский, Б. И. Давыденко, М. М. Иутина, М. Н. Кравченко, П. Н. Мельников, В. И. Пороскун, М. Б. Скворцов, Н. К. Фортунатова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25. – DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25.
38. Вассоевич, Н. Б., Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа / Н. Б. Вассоевич, Б.А. Соколов // Известия вузов. Геология и разведка. – 1976. – № 5. – С. 26–37.
39. Веселовский, Р. В. Новые палеомагнитные и изотопные данные по позднепротерозойскому магматическому комплексу северного склона Анабарского поднятия / Р. В. Веселовский, П. Ю. Петров, С. Ф. Карпенко, Ю. А. Костицын, В. Э. Павлов // Доклады Российской академии наук. – 2006. – Т. 410, № 6. – С. 775–779.
40. Воробьев, В. Н. Месторождение нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы / В. Н. Воробьев, С. А. Моисеев, В. А. Топешко, В. С. Ситников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: НТЖ. – 2006. – № 7. – С. 4–17.
41. Воробьев, В. С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) / В. С. Воробьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 27–32.

42. Воробьев, С. В. Граничные значения геофизических параметров пород-коллекторов ботуобинского горизонта северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы / С. В. Воробьев // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 57–60.
43. Гарецкий, Р. Г. Особенности тектоники и геодинамики Восточно-Европейской платформы / Р. Г. Гарецкий // Литосфера. – 2007. – № 2. – С. 3–13.
44. Гатиятуллин, Н. С. Геология и нефтегазоносность докембрийских комплексов Восточно-Европейской платформы: дис. д-ра геол.-минерал. наук / Н. С. Гатиятуллин. – Всерос. нефтяной науч.-исслед. геол. ин-т, 2004.
45. Гладкочуб, Д. П. Базитовый магматизм Сибирского кратона в протерозое: обзор основных этапов и их геодинамическая интерпретация / Д. П. Гладкочуб, Т. В. Донская, Р. Эрнст, А. М. Мазукабзов, Е. В. Скляр, С. А. Писаревский, М. Вингейт, У. Седерлунд // Геотектоника. – 2012. – № 4. – С. 28.
46. Гладкочуб, Д. П. Удзинский мезопротерозойский палеорифт (север Сибирского кратона): новые данные о возрасте базитов, стратиграфии и микрофитографии / Д. П. Гладкочуб, А. М. Станевич, А. В. Травин, А. М. Мазукабзов, К. М. Константинов, Д. С. Юдин, Т. А. Корнилова // Доклады Академии наук. – 2009. – Т. 425, № 5. – С. 642–648.
47. Горлов, Д. А. Прогноз зон раздельного нефтегазонакопления в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего-среднего кембрия Восточной Сибири / Д. А. Горлов, С. П. Левшунова // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 67–77. – DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77.
48. Горохов, И. М. Rb-Sr геохронология вендских аргиллитов старореченской свиты (Анабарский массив, Северная Сибирь) / И. М. Горохов, М. А. Семихатов, Т. Л. Турченко, П. Ю. Петров, Н. Н. Мельников, Г. В. Константинова, Э. П. Кутявин // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2010. – Т. 18. – № 5. – С. 16–27.
49. Горохов, И. М. Раннерифейская билляхская серия Анабарского поднятия, Северная Сибирь: изотопная Sr геохимия и Pb-Pb возраст доломитов / И. М. Горохов, А. Б. Кузнецов, М. А. Семихатов, И. М. Васильева, Н. Г. Ризванова, Г. В. Липенков, Е. О. Дубинина // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2019. – Т. 27. – № 5. – С. 19–35. – DOI: 10.31857/S0869-592X27519-35.
50. Грунис, Е. Б. Состояние ресурсной базы углеводородного сырья России и актуальные проблемы нефтегазогеологической науки / Е. Б. Грунис, С. Л. Барков, А. А. Епифанов, И. Е. Мишина // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 32–44.
51. Грушевская, О. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности недр акватории моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы: дис. ... канд. геол.-мин. наук / О. В. Грушевская. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021.

52. Губин И. А. Структурно-тектоническая характеристика Алдано-Майской перспективной нефтегазоносной области по результатам интерпретации региональных сейморазведочных работ / И. А. Губин, А. Э. Конторович, Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев, А. М. Фомин // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65, № 1. – С. 43–60. – DOI 10.15372/GiG2023159.
53. Губин, И. А. К сейсмологической модели строения Анабаро-Оленекской зоны / И. А. Губин, В. А. Конторович // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 70–77. – DOI: 10.18599/grs.2021.1.7.
54. Губин, И. А. Присяно-Енисейская перспективная нефтегазоносная область и ее ресурсный потенциал / И. А. Губин, А. Э. Конторович, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова, С. А. Моисеев, П. И. Сафронов // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 4. – С. 568–583. – DOI: 10.15372/GiG2023151.
55. Губин, И. А. Сейсмогеологическая и структурная характеристика рифейских отложений Алдано-Майской НГО / И. А. Губин, А. Э. Конторович, С. А. Моисеев // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2022. – Т. 2. – № 1. – С. 120–129.
56. Данилов, В. Н. Геологическое строение краевых прогибов. Общие черты и отличия / В. Н. Данилов // Вести газовой науки. – 2010. – Т. 5. – № 2. – С. 269–279.
57. Данилов, В. Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба / В. Н. Данилов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 57–72. – DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72.
58. Дахнова, М. В. Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы / М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова, С. В. Можегова // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 953–961.
59. Девятов, В. П. Новые данные к переоценке ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области / В. П. Девятов, В. И. Савченко // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2012. – № 1. – С. 55–61.
60. Дзюбло, А. Д. Об особенностях строения и возможной нефтегазоносности нижнего структурного этажа шельфа Северо-Востока России / А. Д. Дзюбло, О. А. Шнип, В. В. Сидоров, И. Г. Агаджанянц // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 3. – С. 20–31.
61. Дмитриевский, А. Н. Бассейновый анализ (системный подход) / А. Н. Дмитриевский // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 18–26.
62. Дмитриевский, А. Н. Углеводородный потенциал Арктической зоны Сибирской платформы / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, Н. А. Шабалин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 4–10.

63. Драчев, С. С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых / С. С. Драчев // Геотектоника. – 2000. – № 6. – С. 43–58.
64. Дучков, А. Д. Теплопроводность пород и оценки теплового потока в Лено-Анабарском междуречье (Сибирская платформа) / А. Д. Дучков, Д. Е. Аюнов, П. А. Ян, А. И. Сивцев, Л. С. Соколова // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64, № 6. – С. 858–869. – DOI: 10.15372/GiG2022143.
65. Еремин, Н. А. Нефтегазовый потенциал северной части Сибирской платформы / Н. А. Еремин, Н. А. Шабалин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – № 4 (19). – С. 8.
66. Еремин, Н. А. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России / Н. А. Еремин, А. Т. Кондратюк, А. Н. Еремин // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – № 1 (1). – С. 23.
67. Жарков А. М. Особенности поисков УВ скоплений в отложениях базальных комплексов осадочного чехла древних платформ России. – СПб.: Недра, 2004. – 168 с.
68. Жарков, А. М. Закономерности строения осадочного чехла древних платформ / А. М. Жарков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 2-3. – С. 4–6.
69. Жарков, А. М. Краевые системы древних платформ – основные центры генерации углеводородов / А. М. Жарков, **Д. В. Песков**, А. В. Мартынов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19. – № 3. – С. 15.
70. Жарков, А. М. Платформенный анализ перспектив нефтегазоносности древних континентальных плит России / А. М. Жарков, А. Ю. Комаров, **Д. В. Песков**, Р. Ф. Севостьянова, К. А. Павлова, М. И. Слепцова. // Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2023: Материалы LIV Тектонического совещания, Москва, 31 января – 04 февраля 2023 года. Том 1. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство ГЕОС", 2023. – С. 163-167.
71. Жарков, А. М. Строение и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы / А. М. Жарков // Геология нефти и газа. – 2005. №1. – С. 20–9.
72. Ивченко, О. В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) / О. В. Ивченко, Е. Е. Поляков, М. В. Ивченко // Вести газовой науки. – 2016. – № 1 (25). – С. 40–62.
73. Исаев, Е. С. Стадийность формирования залежи ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения / Е. С. Исаев, Р. С. Сауткин, М. Е. Воронин, А. А. Верещагин // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2025. – № 2. – С. 80–86.

74. Казаков, А. М. Литостратиграфические подразделения триаса севера Средней Сибири / А. М. Казаков, А. С. Дагис, Ю. Н. Карагодин // Био- и литостратиграфия триаса Сибири. Труды Института геологии и геофизики СО АН СССР. – 1982–Вып. 462. – С. 5–36.
75. Калабин, В. В. Нефтегазовые информационные системы Анабаро-Хатангской седловины / В. В. Калабин, Н. В. Лопатин, А. С. Горшков, И. В. Тихонов // Геоинформатика. – 2013. – № 1. – С. 21–27.
76. Карнюшина, Е. Е. Обстановки седиментации формаций позднего венда–раннего кембрия на северо-западе Сибирской платформы / Е. Е. Карнюшина, Н. И. Коробова, С. В. Фролов, Г. Г. Ахманов, О. В. Крылов, Н. П. Фадеева, Э. Р. Лукина // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2010. – № 6. – С. 36–48.
77. Каширцев, В. А. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) / В. А. Каширцев, Н. С. Ким, Е. А. Фурсенко, О. С. Дзюба, А. Н. Фомин, О. Н. Чалая // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – Т. 13. – № 1. – С. 54.
78. Каширцев, В. А. Генетические семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы / В. А. Каширцев // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 895–900.
79. Каширцев, В. А. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В. А. Каширцев, В. А. Конторович, В. Л. Иванов, А. Ф. Сафронов // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 93–105.
80. Ким, Н. С. Органическая геохимия мезозойских пород из скважины Говоровская-1 / Н. С. Ким // Химия нефти и газа. – 2015. – С. 75–80.
81. Кожанов, Д. Д. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования / Д. Д. Кожанов, М. А. Большакова // Записки Горного института. – 2024. – № 266. – С. 199–217.
82. Кожанов, Д. Д. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) / Д. Д. Кожанов, М. А. Большакова, И. С. Хопта // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 2. – С. 113–128. – DOI: 10.18599/grs.2022.2.12.
83. Константинов, А. Г. Стратиграфия триаса восточной части побережья моря Лаптевых и Новосибирских островов / А. Г. Константинов, Е. С. Соболев, А. В. Ядренкин // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1028–1046.
84. Конторович, А. Э. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли / А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, А. К. Башарин, С. Ю. Беляев, Г. С. Фрадкин // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 6–42.

85. Конторович, А. Э. Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геолого-геофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, И. А. Губин, Т. М. Парфенова, П. И. Сафронов // Записки Горного института. – 2024. – Т. 269. – С. 721–737. – EDN: WDBEOS.

86. Конторович, А. Э. Лено-Тунгусская провинция – перспективный регион для создания новой базы добычи нефти и газа на востоке СССР / А. Э. Конторович, М. М. Мандельбаум, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Н. В. Черский // Геология и геофизика. – 1986. – Т. 1. – С. 3–14.

87. Конторович, А. Э. Нефтегазгеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. И. Вальчак, И. А. Губин, А. О. Гордеева, Е. Н. Кузнецова, В. А. Конторович, С. А. Моисеев, М. Ю. Скузоватов, А. М. Фомин // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. – Т. 2. – № 1. – С. 57–64.

88. Конторович, В. А. Геолого-геофизическая характеристика Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области; численное моделирование процессов формирования соляных куполов (Сибирский сектор Российской Арктики) / В. А. Конторович, Б. В. Лунёв, В. В. Лапковский // Геодинамика и тектонофизика. – 2019. – Т. 10. – № 2. – С. 459–470. – DOI: 10.5800/GT-2019-10-2-0421.

89. Конторович, В. А. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) / В. А. Конторович, А. Э. Конторович, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина, В. В. Лапковский, Б. В. Лунев, С. А. Моисеев, М. В. Соловьев // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1153–1171. – DOI: 10.15372/GiG2021122.

90. Конторович, В. А. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойскофанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны / В. А. Конторович, А. Э. Конторович, И. А. Губин, А. М. Зотеев, В. В. Лапковский, Н. А. Малышев, М. В. Соловьев, Г. С. Фрадкин // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1253–1274.

91. Конторович, В. А. Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин, М. В. Соловьев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. – С. 24. – DOI: 10.17353/2070-5379/24_2019.

92. Кочнев, Б. Б. Об Арктической границе Сибирской платформы в кембрии / Б. Б. Кочнев, В. И. Паверман, Г. А. Карлова // Тектоника и геодинамика континентальной и океанической литосферы: общие и региональные аспекты: материалы XLII Тектонического совещания. – 2015. – Т. 1. – С. 226–230.

93. Кринин, В. А. Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов Сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины / В. А. Кринин, И. И. Порозов // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 25–38. – DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38.

94. Крылов, Н. А. Краевые прогибы – классическая модель и ее возможная ревизия / Н. А. Крылов // Вести газовой науки. – 2010. – Т. 5. – № 2. – С. 260–268.

95. Куватов, В. И. Потенциал Северного морского пути Арктической зоны России. Факторы и стратегия развития / В. И. Куватов, Д. В. Козьмовский, Н. В. Шаталова // Вестник евразийской науки. – 2014. – № 6 (25). – С. 20.

96. Кузнецова, Е. Н. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Е. Н. Кузнецова, И. А. Губин, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев, А. Э. Конторович // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 602–613. – DOI: 10.15372/GiG20170322.

97. Кусов, А. В. Коллекторские толщи Анабаро-Хатангской седловины: условия формирования и фильтрационно-емкостные свойства / А. В. Кусов, А. В. Ступакова // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2013. – № 3. – С. 47–52.

98. Лаверов, Н. П. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы / Н. П. Лаверов, В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Арктика: экология и экономика. – 2016. – Т. 2. – № 22. – С. 4–13.

99. Лазуркин, Д. В. Геологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в Балахнинском и Анабаро-Хатангском районах // Ленинград, 1978 – 371 с.

100. Ларичев, А. И. Перспективы нефтегазоносности Западного Прианабарья (Сибирская платформа) / А. И. Ларичев, И. В. Бигун, А. И. Кудряшова // Региональная геология и металлогения. – 2018. – № 76. – С. 42–53.

101. Лежнин Д. С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья / Д. С. Лежнин, А. П. Афанасенков, П. Н. Соболев, Л. Ф. Найденов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7-28. – DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.

102. Летникова, Е. Ф. Вендская пассивная континентальная окраина юга Сибирской платформы: геохимические, Sm-Nd- и Sr-изотопные свидетельства / Е. Ф. Летникова, А. Б. Кузнецов, С. В. Вещева, В. П. Ковач // Доклады Академии наук. – 2006. – Т. 409. – № 2. – С. 235–240.

103. Магомедова, А. Ш. Отражение разломных зон и трубок взрыва Среднего Тимана в геофизических полях / А. Ш. Магомедова, В. В. Удоратин, Ю. Е. Езимова // Вестник института

геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2015. – № 10. – С. 28–34. – DOI: 10.19110/2221-1381-2015-10-28-34.

104. Мазитов, М. Р. Геологические результаты поисковых работ на Восточно-Таймырском участке / М. Р. Мазитов, А. И. Ларичев, А. Н. Хабаров, Ж. Л. Мельникова, С. Л. Кузнецов, В. Е. Касаткин, Д. А. Стрельников, П. А. Боронин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 77–85. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-77-85.

105. Малов, А. И. Взаимодействие вода-порода в песчано-глинистых отложениях венда Мезенской синеклизы / А. И. Малов // Литология и полезные ископаемые. – 2004. – № 4. – С. 401–413.

106. Малов, А. И. Об исходном составе отложений венда Мезенской синеклизы / А. И. Малов // Доклады Академии наук. – 2003. – Т. 392, № 4. – С. 512–516.

107. Марсанова, М. Р. Геолого-геофизические модели глубинного строения Непско-Пеледуйского свода и зоны его сочленения с Байкало-Патомским складчатым поясом (в связи с нефтегазоносностью) : дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Якутск, 2020.

108. Мельник, Д. С. Геохимия насыщенных углеводородов-биомаркеров рассеянного органического вещества хатыспытской свиты неопротерозоя (северо-восток Сибирской платформы) / Д. С. Мельник, Т. М. Парфенова, В. И. Рогов // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири. – 2019. – С. 96–99.

109. Мельников, Н. В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, А. А. Вымятин, П. Н. Мельников, Е. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 701–720. – DOI: 10.15372/GiG20140502.

110. Мельников, Н. В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, П. Н. Мельников, Е. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1151–1163.

111. Мигурский, А. В. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы / А. В. Мигурский, Е. С. Носкова // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 13–18.

112. Мигурский, А. В. Новые направления нефтегазописковых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) / А. В. Мигурский, А. С. Ефимов, В. С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 21–29.

113. Мигурский, Ф. А. Обоснование региональных исследований нефтегазоносности Предверхоянского перикратонного прогиба / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 18–25.

114. Мигурский, Ф. А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии / Ф. А. Мигурский // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 7–16.

115. Мисюркеева, Н. В. Детализация надвиговых структур осадочного чехла в Ковыктинско-Хандинской зоне отраженной складчатости / Н. В. Мисюркеева, А. Г. Вахромеев, А. С. Смирнов, И. В. Буддо, И. В. Горлов, Г. Г. Шемин // Геодинамика и тектонофизика. – 2022. – Т. 13. – № S2. – DOI: 10.5800/GT-2022-13-2s-0607.

116. Муленкова, А. Ю. Углеводородный потенциал отложений карбонатного девона Волго-Уральского бассейна на разных этапах катагенеза / А. Ю. Муленкова, Е. А. Бакай, Е. Н. Полудеткина, Н. П. Фадеева // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. – 2018. – С. 111–113.

117. Нафиков, И. Ф. Оценка нефтегазового потенциала Алдано-Майской впадины на основе бассейнового моделирования / И. Ф. Нафиков // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3–7 апреля 2017 г. Т. 1. – Томск, 2017.

118. Нафиков, И. Ф. Оценка углеводородного потенциала Алдано-Майской впадины на основе технологии бассейнового моделирования / И. Ф. Нафиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 7. – С. 33–40.

119. Неручев С. Г., Баженова Т. К., Смирнов С. В., Андреева О. А., Климова Л. И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.

120. Неручев, С. Г. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / С. Г. Неручев, Н. Б. Вассоевич, Н. В. Лопатин // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нефтяных и битуминозных пород / ред. Н. Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1976. – С. 47–62.

121. Никитенко, Б. Л. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев, С. В. Меледина, О. С. Дзюба, Н. К. Лебедева, Е. Б. Пещевицкая, Л. А. Глинских, А. А. Горячева, С. Н. Хафаева // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.

122. Новиков, Д. А. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, Л. М. Житова // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 6. – С. 861–881. – DOI: 10.15372/GiG2020160.

123. Павелкина, Д. А. Оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Сибирской платформы и смежных тектонических структур южной части моря Лаптевых на основе численного моделирования / Д. А. Павелкина, Е. А. Лавренова // Научный журнал Российского газового общества. – 2025. – № 3 (49). – С. 50–63. – EDN BNZCON.

124. Павёлкина, Д. А. Результаты изучения очагов нефтегазогенерации зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых / Д. А. Павёлкина, Е. А. Лавренова, А. М. Высоколян // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 3. – С. 151–167. – DOI: 10.18599/grs.2025.3.24.

125. Песков, Д. В. Перспективы нефтегазоносности древних рифейских отложений Мезенской синеклизы Восточно-Европейской платформы по результатам бассейнового анализа / Д. В. Песков, О. М. Прищепа, А. М. Жарков // Горный журнал. – 2024. – № 9. – С. 12–19. – DOI: 10.17580/gzh.2024.09.02.

126. Песков, Д. В. Ресурсный потенциал северной части Сибирской платформы / Д. В. Песков // XVI Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле» (к 105-летию МГРИ). Международный, 6 - 7 апреля 2023 года, Москва – 2023. С. 367-370

127. Песков, Д. В. Углеводородный потенциал древних ловушек Лено-Анабарского региона и условия его реализации / Д. В. Песков, А. М. Жарков, М. А. Антонова, А. В. Мартынов // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 4. – С. 28–35.

128. Поляков, А. А. Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории / А. А. Поляков, В. Н. Блинова, В. А. Каширцев, М. Е. Смирнова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – С. 12.

129. Полянский, О. П. Реконструкция динамики погружения и палеотемпературного режима северной окраины Сибирской платформы / О. П. Полянский, Ю. Ф. Филиппов, А. Н. Фомин, М. О. Федорович, В. В. Ревердатто // Геология и геофизика. – 2025. – Т. 66, № 1. – С. 90–108. – DOI: 10.15372/GiG2024145.

130. Поспеев, А. В. Южное Прибайкалье – полигон для изучения нефтегазоносности краевых прогибов юга Сибирской платформы / А. В. Поспеев, А. М. Станевич, А. М. Мазукабзов, А. Г. Вахромеев // География и природные ресурсы. – 2016. – № S6. – С. 22–26. – DOI: 10.21782/GIPR0206-1619-2016-6(22-26).

131. Прищепа, О. М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления / О. М. Прищепа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 4. – С. 14.

132. Прокопьев, А. В. Раннекембрийский бимодальный магматизм на северо-востоке Сибирского кратона / А. В. Прокопьев, А. К. Худoley, О. В. Королева, Г. Г. Казакова, Д. К. Лохов,

С. В. Малышев, А. И. Зайцев, С. П. Роев, С. А. Сергеев, Н. Г. Бережная, Д. А. Васильев // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 1. – С. 199–224. – DOI: 10.15372/GiG20160111.

133. Пушкарева, М. М. Литологическая характеристика парфеновского и ботуобинского продуктивных горизонтов венда Ангара-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы / М. М. Пушкарева, Е. М. Хабаров, И. В. Вараксина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 78–83.

134. Развозжаева, Э. А. Изотопный состав углерода отложений юга Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Э. А. Развозжаева, В. К. Немеров, В. А. Макрыгина // Геохимия. – 2007. – № 3. – С. 297–306. – DOI: 10.15372/GiG20160908.

135. Рапацкая, Л. А. Перспективы нефтегазоносности и флюидодинамическая система Предплатомского прогиба / Л. А. Рапацкая // Науки о Земле и недропользование. – 2025. – Т. 48. – № 1 (90). – С. 101–111. – DOI: 10.21285/2686-9993-2025-48-1-101-111.

136. Резников, А. Н. Геотермические условия осадочно-породных бассейнов земного шара / А. Н. Резников, С. М. Астахов, С. А. Резников, Д. А. Маллак // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 49–56.

137. Рогов, В. И. Время формирования первой биостратиграфической зоны венда в сибирском гипостратотипе / В. И. Рогов, Г. А. Карлова, В. В. Марусин, Б. Б. Кочнев, К. Е. Наговицин, Д. В. Гражданкин // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 4. – С. 735–747. – DOI: 10.15372/GiG20150408.

138. Розен, О. М. Анабарская коллизионная система: 600 млн лет сжатия в составе суперконтинента Колумбия (2.0–1.3 млрд лет) / О. М. Розен, Л. К. Левский, Д. З. Журавлев, З. В. Специус, А. Я. Ротман, Н. Н. Зинчук, А. В. Манаков, В. П. Серенко // Доклады Академии наук. – 2007. – Т. 417, № 6. – С. 806–809.

139. Розен, О. М. Сибирский кратон: тектоническое районирование, этапы эволюции / О. М. Розен // Геотектоника. – 2003. – № 3. – С. 3–21.

140. Розен, О. М. Состав и возраст нижней коры северо-востока Сибирской платформы: изучение ксенолитов в кимберлитах и кернов глубоких скважин / О. М. Розен, Л. К. Левский, Д. З. Журавлев, З. В. Специус, А. Ф. Макеев, Н. Н. Зинчук, А. В. Манаков, В. П. Серенко // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2006. – № 4. – С. 18–28.

141. Савченко, В. И. О перспективах наличия крупных месторождений нефти и газа на Восточном Таймыре / В. И. Савченко, А. В. Ступакова, К. А. Перетолчин // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск, ч. 1. – С. 186–193. – DOI: 10.18599/grs.19.19.

142. Самыгин, С. Г. Особенности строения и геодинамической эволюции Таймыра в неопротерозое / С. Г. Самыгин // Литосфера. – 2018. – Т. 18, № 1. – С. 5–19. – DOI: 10.24930/1681-9004-2018-18-1-005-019.

143. Санникова, И. А. Анализ палеозойских и мезо-кайнозойских углеводородных систем бассейнов Арктической окраины Восточно-Сибирской платформы / И. А. Санникова, А. В. Ступакова, Р. С. Сауткин // Новые идеи в геологии нефти и газа–2017. – 2017. – С. 300–304.
144. Сапьяник, В. В. Анализ региональных закономерностей нефтегазоносности палеозойских комплексов на севере Сибири / В. В. Сапьяник, В. П. Девятов, Т. Н. Торопова // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021. – 2021. – С. 506–510.
145. Сауткин, Р. С. Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь) / Р. С. Сауткин, А. В. Ступакова, Е. А. Краснова, А. А. Суслова, М. Е. Воронин, Д. О. Смирнова, А. В. Мордасова // Георесурсы. – 2025. – Т. 27. – № 2. – С. 161–173. – DOI: 10.18599/grs.2025.2.13.
146. Сафронов, А. Ф. Зоны нефтегазонакопления на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы / А. Ф. Сафронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 7. – С. 18–24.
147. Сафронов, А. Ф. История формирования Оленекского месторождения природных битумов / А. Ф. Сафронов, А. И. Сивцев // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 115–120.
148. Севостьянова, Р. Ф. Некоторые особенности строения и нефтегазоносности вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / Р. Ф. Севостьянова, В. С. Ситников // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – № 3 (18). – С. 12.
149. Сергеев, В. Н., Новые местонахождения рифейских микробиот в билляхской серии Северного Прианабарья (бассейн р. Фомич): к вопросу о биостратиграфии рифея Сибирской платформы / В. Н. Сергеев, Н. Г. Воробьева, П. Ю. Петров // Стратигр. Геол. корреляция. – 2007 – Т. 15. – № 1. – С. 3–14.
150. Сивцев, А. И. Модель Южно-Тигянского месторождения тяжелой нефти / А. И. Сивцев, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 3. – С. 279–283. – DOI: 10.18599/grs.19.3.20.
151. Сидорчук, Е. А. Особенности геодинамики Анабаро-Хатангской седловины / Е. А. Сидорчук, С. А. Добрынина // Экспозиция Нефть Газ. – 2025. – № 4. – С. 31–34. – DOI: 10.24412/2076-6785-2025-4-31-34.
152. Сим, Л. А. Новейшая геодинамика восточной окраины Сибирской платформы / Л. А. Сим // Геосистемы переходных зон. – 2018. – Т. 2, № 4. – С. 280–289. – DOI: 10.30730/2541-8912.2018.2.4.280-289.
153. Ситар, К. А. Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя / К. А. Ситар, Б. В. Георгиевский, М. А. Большакова, Р. С. Сауткин // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 2. – С. 47–59. – DOI: 10.18599/grs.2022.2.8.

154. Ситников, В. С. Новые представления о крупном нефтеносном потенциале центральных районов Западной Якутии / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, К. А. Павлова // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2016. – № 4 (84). – С. 57–63.
155. Скворцов, М. Б. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых / М. Б. Скворцов, А. Д. Дзюбло, О. В. Грушевская, М. Н. Кравченко, И. В. Уварова // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 5–19. – DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19.
156. Смирнов, В. Н. О времени раскрытия Уральского палеоокеана (биостратиграфические и геохимические данные) / В. Н. Смирнов, Г. Н. Бороздина, Л. И. Десятниченко, К. С. Иванов, Т. Ю. Медведева, И. Ф. Фадеичева // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47, № 6. – С. 755–761.
157. Соболев, П. Н. Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий / П. Н. Соболев, Д. С. Лежнин, И. А. Панарин, Е. Н. Гаврилова, А. М. Пименова. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 62–74. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74.
158. Соборнов, К. О. Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья / К. О. Соборнов // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 2. – С. 187–202. – DOI: 10.18599/grs.2023.2.13.
159. Соборнов, К. О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазонакопления платформ Северной Евразии / К. О. Соборнов // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 9–24. – DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24.
160. Соборнов, К. О. Рифейские депоцентры и происхождение залежей нефти Ромашкинского и Ярегского месторождений / К. О. Соборнов // Георесурсы. – 2025. – Т. 27. – № 1. – С. 35–50. – DOI: 10.18599/grs.2025.1.10.
161. Соборнов, К. О. Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность / К. О. Соборнов // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 45–66. – DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-45-66.
162. Соборнов, К. О. Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне / К. О. Соборнов // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 7–25. – DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25.
163. Соколов, Б. А. Новые идеи в геологии нефти и газа (избранные труды): Сборник научных трудов. – Москва : МГУ, 2001. – С. 233–310.

164. Старосельцев, В. С. Геолого-геофизические предпосылки юго-восточного продолжения Сибирской платформы / В. С. Старосельцев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – Т. 24. – № 4. – С. 3.
165. Старосельцев, В. С. Проблема выявления рифтогенных впадин – перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразования / В. С. Старосельцев // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 55. – № 5–6. – С. 787–796.
166. Старосельцев, В. С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых / В. С. Старосельцев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – Т. 11, № 3. – С. 32.
167. Старосельцев, В. С. Углеводородное сырье битуминозных пород Сибирской платформы / В. С. Старосельцев, А. С. Ефимов, П. Н. Соболев // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 73–80.
168. Ступакова, А. В. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности / А. В. Ступакова, Г. А. Калмыков, Н. И. Коробова, Н. П. Фадеева, Ю. А. Гатовский, А. А. Суслова, Р. С. Сауткин, Н. В. Пронина, М. А. Большакова, А. П. Завьялова, В. В. Чупахина, Н. Н. Петракова, А. А. Мифтахова // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск, ч. 1. – С. 112–124. – DOI: 10.18599/grs.19.12.
169. Ступакова, А. В. Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов / А. В. Ступакова, А. А. Пашали, В. В. Волянская, А. А. Суслова, А. П. Завьялова // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 2. – С. 4–12. – DOI: 10.18599/grs.2019.2.4-12.
170. Ступакова, А. В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна / А. В. Ступакова, Н. П. Фадеева, Г. А. Калмыков, А. Х. Богомолов, Т. А. Кирюхина, Н. И. Коробова, Т. А. Шарданова, А. А. Суслова, Р. С. Сауткин, Е. Н. Полудеткина, Е. В. Козлова // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61). – С. 77–86.
171. Ткачев, А. В. Глобальные тенденции в эволюции металлогенических процессов как отражение суперконтинентальной цикличности / А. В. Ткачев, Д. В. Рундквист // Геология рудных месторождений. – 2016. – Т. 58, № 4. – С. 295–318. – DOI: 10.7868/S0016777016040079.
172. Удоратин, В. В. Результаты геофизических исследований Западно-Тиманского разлома / В. В. Удоратин, А. Ш. Магомедова, Ю. Е. Езимова // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2020. – № 1 (41). – С. 55–68. – DOI: 10.19110/1994-5655-2020-1-55-68.
173. Удоратин, В. В. Тектоническое районирование кристаллического фундамента Кировско-Кажимского авлакогена и прилегающих территорий / В. В. Удоратин // Литосфера. – 2014. – № 3. – С. 32–40.

174. Федеральный фонд ядерного материала [Электронный ресурс]. – URL: <https://kern.vnigni.ru/> (дата обращения: 12.10.2025).
175. Филатова, Н. И. Развитие Верхояно-Колымской орогенной системы как результат взаимодействия смежных континентальных и океанических плит / Н. И. Филатова, В. Е. Хаин // Геотектоника. – 2008. – № 4. – С. 18–48.
176. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских и фанерозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины / А. Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 11. – С. 1600–1608. – DOI: 10.15372/GiG2024136.
177. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья / А. Н. Фомин, В. Н. Меленевский // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 31–39. – DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39.
178. Фомин, М. А. Очаги возможной генерации природных битумов Оленекского месторождения / М. А. Фомин, С. А. Моисеев, А. М. Фомин // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – С. 192–196.
179. Фролов, С. В. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба / С. В. Фролов, Н. И. Коробова, Е. А. Бакай, Н. С. Курдина // Георесурсы. – 2017. – № Спецвыпуск ч. 1. – С. 173–185. – DOI: 10.18599/grs.19.18.
180. Хабаров, Е. М. Седиментология и изотопная геохимия рифейских карбонатных отложений Хараулахского поднятия севера Восточной Сибири / Е. М. Хабаров, О. П. Изох // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 797–820. DOI: 10.15372/GiG20140507.
181. Хаин, В. Е. Нефтегазоносность и тектоника / В. Е. Хаин // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 5–7.
182. Хераскова, Т. Н. Корреляция позднедокембрийских и палеозойских событий на Восточно-Европейской платформе и в смежных палеоокеанических областях / Т. Н. Хераскова, Ю. А. Волож, М. П. Антипов, В. А. Быкадоров, Р. Б. Сапожников // Геотектоника. – 2015. – № 1. – С. 31. – DOI: 10.7868/S0016853X15010026.
183. Цыганов, В. А. Новые данные о геологическом строении территории Мезенской синеклизы и ее перспективах на углеводороды (по результатам высокоточной аэромагнитной съемки) / В. А. Цыганов // Георесурсы. – 2006. – № 1. – С. 2–8.
184. Чамов, Н. П. Строение докембрийского осадочного чехла и верхней части фундамента Среднерусского авлакогена и Оршанской впадины (Восточно-Европейская платформа) / Н. П. Чамов, В. В. Костылева, А. Ф. Вейс // Литология и полезные ископаемые. – 2010. – № 1. – С. 63–98.

185. Черных, А. В. Гидрогеология Анабаро-Хатангского междуречья: дис. ... канд. геол.-мин. наук: спец. 1.6.6 / А. В. Черных. – 2024.
186. Шаров, Н. В. Геолого-геофизические модели земной коры Беломорья / Н. В. Шаров, Л. И. Бакунович, Б. З. Белашев, В. А. Журавлев, М. Ю. Нилов // Геодинамика и тектонофизика. – 2020. – Т. 11, № 3. – С. 566–582.
187. Швец, Н. Н. Нефтегазовые ресурсы Арктики: правовой статус, оценка запасов / Н. Н. Швец, П. В. Береснева // Вестник МГИМО университета. – 2014. – № 4 (37). – С. 60–67.
188. Шеин, В. С. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента / В. С. Шеин, А. В. Алференок, И. В. Долматова, Н. А. Мельникова // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 35–55. – DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55.
189. Шпильман, А. В. Возможности использования бассейнового моделирования для перспектив нефтегазоносности / А. В. Шпильман, О. А. Севостьянов, О. А. Баймухаметова // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 4 (22).
190. Элерт, А. Х. По следам академического отряда Великой Северной экспедиции / А. Х. Элерт // Наука из первых рук. – 2007. – № 6 (18). – С. 6–11.
191. Allen P. A., Allen J. R. Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment. – Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.
192. Anbar, A. D. Proterozoic ocean chemistry and evolution: a bioinorganic bridge? / A. D. Anbar, A. H. Knoll // Science. – 2002. – Vol. 297. – No. 5584. – P. 1137–1142. – DOI: 10.1126/science.1069651.
193. Beaumont, C. Foreland basins / C. Beaumont // Geophysical Journal International. – 1981. – Vol. 65. – No. 2. – P. 291–329.
194. Bhat, G. M. Geology and hydrocarbon potential of Neoproterozoic–Cambrian basins in Asia / G. M. Bhat, J. Craig, M. Hafiz, N. Hakhoo, J. W. Thurow, B. Thusu, A. Cozzi // Geological Society, London, Special Publications. – 2012. – Vol. 366. – P. 1–17. – DOI: 10.1144/SP366.15.
195. Bishop, A. Petroleum potential of the Arctic: Challenges and solutions / A. Bishop, C. Bremner, A. Laake, C. Strobbia, P. Parno, G. Utskot // Oilfield Review. – 2010. – Vol. 22. – No. 4. – P. 36–49.
196. Bradley, D. C. Passive margins through earth history / D. C. Bradley // Earth-Science Reviews. – 2008. – Vol. 91. – No. 1–4. – P. 1–26. – DOI: 10.1016/j.earscirev.2008.08.001.
197. Claes, D. H. Arctic petroleum resources in a regional and global perspective / D. H. Claes, A. Moe // Geopolitics and Security in the Arctic. – Routledge, 2014. – P. 97–120.

198. Craig, J. Global Neoproterozoic petroleum systems: The emerging potential in North Africa / J. Craig, J. Thurow, B. Thusu, A. Whitham, Y. Abutarruma // Geological Society, London, Special Publications. – 2009. – Vol. 326. – No. 1. – P. 1–48. – DOI: 10.1144/SP326.1.
199. Craig, J. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks / J. Craig, U. Biffi, R. F. Galimberti, K. A. R. Ghorri, J. D. Gorter, N. Hakhoo, D. P. Le Heron, J. Thurow, M. Vecoli // Marine and Petroleum Geology. – 2013. – Vol. 40. – P. 1–47. – DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.
200. DeCelles, P. G. Foreland basin systems / P. G. DeCelles, K. A. Giles // Basin Research. – 1996. – Vol. 8. – No. 2. – P. 105–123. – DOI: 10.1046/j.1365-2117.1996.01491.x.
201. DeCelles, P. G. Foreland basin systems revisited: Variations in response to tectonic setting / P. G. DeCelles // Tectonics of sedimentary basins: Recent advances. – 2011. – P. 405–426. – DOI: 10.1002/9781444347166.ch20.
202. Drachev, S. S. Tectonics of the laptev shelf, Siberian Arctic / S. S. Drachev, S. I. Shkarubo // Geological Society Special Publication. – 2018. – Vol. 460, No. 1. – P. 263–283. – DOI: 10.1144/SP460.15.
203. Frolov, S. V. Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins / S. V. Frolov, G. G. Akhmanov, E. A. Bakay, N. V. Lubnina, N. I. Korobova, E. E. Karnyushina, E. V. Kozlova // Precambrian Research. – 2015. – Vol. 259. – P. 95–113. – DOI: 10.1016/j.precamres.2014.11.018.
204. Gautier, D. L. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic / D. L. Gautier, K. J. Bird, R. R. Charpentier, A. Grantz, D. W. Houseknecht, T. R. Klett, T. E. Moore, J. K. Pitman, C. J. Schenk, J. H. Schuenemeyer, K. Sørensen // Science. – 2009. – Vol. 324. – No. 5931. – P. 1175–1179. – DOI: 10.1126/science.1169467.
205. Gladkochub, D. The Siberian Craton and its evolution in terms of the Rodinia hypothesis / D. Gladkochub, S. Pisarevsky, T. Donskaya, L. Natapov, A. Mazukabzov, A. Stanevich, E. Sklyarov // Episodes Journal of International Geoscience. – 2006. – Vol. 29, No. 3. – P. 169–174.
206. Grosjean, E. Origin of petroleum in the Neoproterozoic–Cambrian South Oman salt basin / E. Grosjean, G. D. Love, C. Stalvies, D. A. Fike, R. E. Summons. // Organic Geochemistry. – 2009. – Vol. 40. – No. 1. – P. 87–110. – DOI: 10.1016/j.orggeochem.2008.09.011.
207. Guo, Z. Characteristics, evolution, and formation of pressure in the Sinian–Cambrian gas reservoirs of the Anyue gas field, Sichuan Basin, China / Z. Guo, W. Zhao, G. Wei, L. Wen, W. Xie, Z. Xie, C. Yang, X. Wang // AAPG Bulletin. – 2022. – Vol. 106. – No. 10. – P. 1939–1973. – DOI: 10.1306/02072220030.
208. Khudoley, A. K. Anabar–Lena composite tectono-sedimentary element, northern East Siberia / A. K. Khudoley, S. V. Frolov, G. G. Akhmanov, E. A. Bakay, S. S. Drachev, A. Yu. Egorov,

V. B. Ershova, N. I. Korobova, N. S. Shevchuk, M. A. Rogov // Geological Society, London, Memoirs. – 2025. – Vol. 57. – No. 1. – P. M57-2021-29. – DOI: 10.1144/M57-2023-4.

209. Khudoley, A. K. Mesoproterozoic to Neoproterozoic evolution of the Siberian craton and adjacent microcontinents: an overview with constraints for a Laurentian connection / A. K. Khudoley, A. P. Kropachev, V. I. Tkachenko, A. G. Rublev, S. A. Sergeev, D. I. Matukov, O. Yu. Lyahnitskaya – 2007. – DOI: 10.2110/pec.07.86.0209.

210. Khudoley, A. Proterozoic supercontinental restorations: Constraints from provenance studies of Mesoproterozoic to Cambrian clastic rocks, eastern Siberian Craton / A. Khudoley, K. Chamberlain, V. Ershova, J. Sears, A. Prokopiev, J. MacLean, G. Kazakova, S. Malyshev, A. Molchanov, K. Kullerud, J. Toro // Precambrian Research. – 2015. – Vol. 259. – P. 78–94. – DOI: 10.1016/j.precamres.2014.10.003.

211. Kontorovich, A. E. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development / A. E. Kontorovich, M. I. Epov, L. M. Burshtein, V. D. Kaminskii, A. R. Kurchikov, N. A. Malyshev, O. M. Prischepa, A. F. Safronov, A. V. Stupakova, O. I. Suprunenko // Russian Geology and Geophysics. – 2010. – Vol. 51. – No. 1. – P. 3–11. – DOI: 10.1016/j.rgg.2009.12.003.

212. Magoon, L. B. The Petroleum System - From Source to Trap/ ed. L. B. Magoon, W. G. Dow. – Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994. – (AAPG Memoir; Vol. 60). – P. 3–24.

213. McKirdy, D. M. Hydrocarbon generation in the Amadeus Basin, central Australia / D. M. McKirdy, K. S. J. Deckelman, J. A. Deckelman // The APPEA Journal. – 1984. – Vol. 24. – No. 1. – P. 42–65. – DOI: 10.1071/AJ83003.

214. Meyer, H. J. Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region / H. J. Meyer, H. W. McGee // AAPG Bulletin. – 1985. – Vol. 69. – No. 6. – P. 933–945. – DOI: 10.1306/AD462B28-16F7-11D7-8645000102C1865D.

215. Nagovitsin, K. E. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform / K. E. Nagovitsin, V. I. Rogov, V. V. Marusin, G. A. Karlova, A. V. Kolesnikov, N. V. Bykova, D. V. Grazhdankin // Precambrian Research. – 2015. – Vol. 270. – P. 226–245. – DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012.

216. Naylor, M. Pro- vs. retro-foreland basins / M. Naylor, H. D. Sinclair // Basin Research. – 2008. – Vol. 20. – No. 3. – P. 285–303. – DOI: 10.1111/j.1365-2117.2008.00366.x.

217. Paul, L. H. Two-phase stratigraphic model of foreland-basin sequences / L. H. Paul, L. A. Charles, S. W. Nancy, P. Christopher // Geology. – 1988. – Vol. 16. – No. 6. – P. 501–504. – DOI: 10.1130/0091-7613(1988)016<0501:TPSMOF>2.3.CO;2.

218. Peskov, D. Detection of potential reservoirs of the Mezen syncline of the Eastern European platform / **D. Peskov**, I. Dovgan, V. Kravchenko // E3S Web of Conferences. – 2024. – Vol. 515. – No. 01022. – DOI: 10.1051/e3sconf/202451501022.

219. Peskov, D.V. Criteria for Predicting the Hydrocarbon Potential of Riphean-Vendian Deposits in the Mezen syncline / **D.V. Peskov**, A.M. Zharkov, D.F. Kalinin // Russian Journal of Earth Sciences – 2025. – Vol. 25, № 5. – P. 14 DOI: 10.2205/2025es0001033.

220. Prischepa, O. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) / O. Prischepa, Y. Nefedov, V. Nikiforova, X. Ruiming // Frontiers in Earth Science. – 2022. – Vol. 10. – P. 958315. – DOI: 10.3389/feart.2022.958315.

221. Ren, R. Evolution of the Neoproterozoic rift basins and its implication for oil and gas exploration in the Tarim Basin / R. Ren, S. Guan, L. Wu, G. Zhu // Petroleum Research. – 2018. – Vol. 3. – No. 1. – P. 66–76. – DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.03.003.

222. Roberts, D. Timanian orogenic deformation along the northeastern margin of Baltica, Northwest Russia and Northeast Norway, and Avalonian–Cadomian connections / D. Roberts, A. Siedlecka // Tectonophysics. – 2002. – Vol. 352, No. 1-2. – P. 169–184. – DOI: 10.1016/S0040-1951(02)00195-6.

223. Sinclair, H. D. Tectonostratigraphic model for underfilled peripheral foreland basins: An Alpine perspective / H. D. Sinclair // Geological Society of America Bulletin. – 1997. – Vol. 109. – No. 3. – P. 324–346. – DOI: 10.1130/0016-7606(1997)109<0324:TMFUPF>2.3.CO;2.

224. Stern, R. J. The evolution of plate tectonics / R. J. Stern // Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. – 2018. – Vol. 376, No. 2132. – DOI: 10.1098/rsta.2017.0406.

225. Vernikovskiy, V. Geodynamics and oil and gas potential of the Yenisey-Khatanga basin (Polar Siberia) / V. Vernikovskiy, G. Shemin, E. Deev, D. Metelkin, N. Matushkin, N. Pervukhina // Minerals. – 2018. – Vol. 8, No. 11. – P. 27. – DOI: 10.3390/min8110510.

226. Yan, Q. Geochemical characteristics of mercury in oil and gas / Q. Yan, Z. Han, S. Wang // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 63. – No. 1. – P. 012024. – DOI: 10.1088/1755-1315/63/1/012024.

227. Zhang, Y. Influence of the Moho surface distribution on the oil and gas basins in China seas and adjacent areas / Y. Zhang, W. Wang, L. Li, X. Luo, D. Wang, T. He, F. Zhang, J. Ma // Acta Oceanologica Sinica. – 2023. – Vol. 42. – No. 3. – P. 167–188. – DOI: 10.1007/s13131-022-2136-8.

228. Zhao, W. Hydrocarbon generation characteristics and exploration prospects of Proterozoic source rocks in China / W. Zhao, X. Wang, S. Hu, S. Zhang, H. Wang, S. Guan, Y. Ye, R. Ren, T. Wang // Science China Earth Sciences. – 2019. – Vol. 62. – No. 6. – P. 909–934. – DOI: 10.1007/s11430-018-9312-4.

229. Zharkov, A. M. Identification of Hydrocarbon Accumulation Zones on Ancient Platforms in the Northern Part of Eurasian Lithospheric Plate / A.M. Zharkov, **D.V. Peskov**, A.V. Martynov // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. – 2025. – Vol. 38, № 11. – P. 2713–2727 DOI: 10.5829/ije.2025.38.11b.19

Фондовая литература

230. Прокопцева С. В., Савченко В. И., Цехмейстрюк А. К. и др. Комплексные геолого-геофизические работы в области сочленения Лено-Тунгусской НПП и Лаптевской ПНГО. – ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2014.

231. Матвеев А. И. и др. Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д на Западно-Анабарском участке. – ООО «Анабарнефтегаз», 2015.

232. Корчагин О. А., Лежнин Д. С., Котова С. В. и др. Обработка и комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, полученных при проведении ГРП на нефть и газ за счет средств федерального бюджета в 2014–2016 гг. на территории Сибирского, Приволжского ФО и шельфа РФ с целью уточнения геологического строения и выявления новых перспективных объектов УВ. – АО «Росгео», 2019.

233. Горшков А. С., Савченко В. И., Захаров Н. В. и др. Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков лицензирования. – ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2012.

234. Савченко В. И., Амашукели Т. А., Веснина И. И. Комплексные геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности. – ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2014.

235. Алексеев Е. П., Попов Б. Л., Семин Ю. А. и др. Создание опережающих геофизических основ для ГК-1000/3 с составлением прогнозно-геофизических карт на стратегические виды полезных ископаемых. – ФГУ НПП Геологоразведка, 2009.

Госгеолкарты

236. Проскурнин, В. Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-50 – Усть-Оленек. Объяснительная записка / В. Ф. Проскурнин, С. И. Шкарубо, Г. А. Заварзина, Н. Н. Нагайцева и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2017.

237. Проскурнин, В. Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-51,52 – Оленекский залив – дельта р. Лены. Объяснительная записка / В. Ф. Проскурнин, С. И. Шкарубо, Г. А. Заварзина, Д. Ю. Большианов, Б. С. Васильев и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2014.

238. Проскурнин, В. Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-48 – оз.

Таймыр (восточная часть). Объяснительная записка / В. Ф. Проскурнин, А. В. Гавриш, В. В. Межубовский, В. Р. Трофимов и др. – СПб., 2009.

239. Проскурнин, В. Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-49 – Хатангский залив. Объяснительная записка / В. Ф. Проскурнин, А. В. Гавриш, В. В. Межубовский, В. Р. Трофимов и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2013.

240. Гусев, Н. И. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Анабаро-Вилуйская серия. Лист R-49 – Оленёк / Н. И. Гусев, М. Г. Пушкин, А. А. Круглова и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016.

241. Герасимова, М. В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Анабаро-Вилуйская серия. Лист R-50 – Саскылах / М. В. Герасимова, В. Г. Черенков, Н. С. Посошкова и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2022.

242. Сметанникова, Л. И. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Анабаро-Вилуйская серия. Лист R-51 – Джарджан / Л. И. Сметанникова, В. С. Гриненко, Ю. А. Маланин и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2013.

243. Герцева, М. В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Верхояно-Колымская серия. Лист R-52 – Тикси / М. В. Герцева, Т. П. Борисова, Е. Д. Чибисова и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Н_И – водородный индекс, мг УВ/г с_{орг}

S₁ – выход углеводородов пиролиза при прогреве пробы до 300°C, мг УВ/г породы

S₂ – выход углеводородов пиролиза при прогреве пробы от 300 до 600°C, мг

УВ/г породы

АК – апокатагенез

АХП – Анабаро-Хатангский прогиб

БСФК – базальный структурно-формационный комплекс

ВЕП – Восточно-Европейская платформа

ВНИГНИ – Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт

ВНИГРИ – Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный

институт

ГРР – геологоразведочные работы

ИНГГ СО РАН – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука

Сибирского отделения Российской Академии Наук

КС – краевая система

КСФК – карбонатный структурно-формационный комплекс

МАГЭ – морская арктическая геологоразведочная экспедиция

МК – мезокатагенез

МОГТ – метод общей глубинной точки

НБА – Непско-Ботуобинская антеклиза

НГК – нефтегазоносный комплекс

НГМГ – нефтегазоматеринский горизонт

НГМП – нефтегазоматеринские породы

НГМТ – нефтегазоматеринская толща

НГО – нефтегазоносная область

НГП – нефтегазоносная провинция

НГР – нефтегазоносный район

НИИГА – научно-исследовательский институт геологии Арктики

ОВ – органическое вещество

ОМТ – осадочно-миграционная теория

ПАО – публичное акционерное общество

ПК – протокатагенез

ПО – программное обеспечение

СНИИГГиМС – Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья

СО – складчатая область

C_{орг} – органический углерод, %

СФЗ – структурно-фациальная зона

СФК – структурно-формационный комплекс

т.н.э. – тонн нефтяного эквивалента

ТСФК – терригенный структурно-формационный комплекс

УВ – углеводороды

ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие

ЭВМ – электронно-вычислительная машина

Q – четвертичный

N – неоген

N₂ – плиоцен

N₁ – миоцен

P – палеоген

P₃ – олигоцен

P₂ – эоцен

P₁ – палеоцен

K₂ – верхний мел

K₁ – нижний мел

J₃ – верхняя юра

J₂ – средняя юра

J₁ – нижняя юра

T₃ – верхний триас

T₂ – средний триас

T₁ – нижний триас

P₃ – верхняя пермь (татарский отдел)

P₂ – средняя пермь (биармийский отдел)

P₁ – нижняя пермь (приуральский отдел)

C₃ – верхний карбон

C₂ – средний карбон

C₁ – нижний карбон

D₃ – верхний девон

D₂ – средний девон

D₁ – нижний девон

S₂ – верхний силур

S₁ – нижний силур

O₃ – верхний ордовик

O₂ – средний ордовик

O₁ – нижний ордовик

Є₃ – верхний кембрий

Є₂ – средний кембрий

Є₁ – нижний кембрий

PZ – палеозой

V₂ – верхний венд

V₁ – нижний венд

R₃/RF₃ – верхний рифей

R₂/RF₂ – средний рифей

R₁/RF₁ – нижний рифей

R/RF – рифей

PR₂ – верхний протерозой

PR₁ – нижний протерозой

PR – протерозой

AR – архей

F – фундамент

ΔG – гравитационное поле, мГал

Δt – магнитное поле, нТл

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения

Утверждаю

Директор СПб филиала ФГБУ ВНИГНИ

В.В. Шиманский



Дата « 10 » июля 2025 г.

АКТ (СПРАВКА)

о внедрении результатов
кандидатской диссертации

Пескова Дмитрия Владимировича

фамилия, имя, отчество соискателя ученой степени

по научной специальности 1.6.11. Геология поиски разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Комиссия (секция НТС СПб филиала ФГБУ ВНИГНИ) в составе:

Председатель В.В. Шиманский ;Члены комиссии: А.А. Федорова, Т.В. Дмитриева.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Предпосылки нефтегазоносности докембрийских осадочных отложений Анабаро-Ленской краевой системы», представленной на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, а именно методика прогнозирования залежей углеводородов в пределах краевых систем древних платформ учитывались при выполнении геологоразведочных и тематических работ специалистами филиала.

Использование указанных результатов, разработанных в рамках написания диссертации на соискание ученой степени кандидата наук, позволяет повысить точность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ осадочных комплексов в пределах краевых систем древних платформ.

Председатель комиссии

Директор СПб филиала ФГБУ ВНИГНИ

В.В. Шиманский

Члены комиссии:

вед.н.с.

А.А. Федорова,

вед.н.с.

Т.В. Дмитриева

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расположение профилей и месторождений

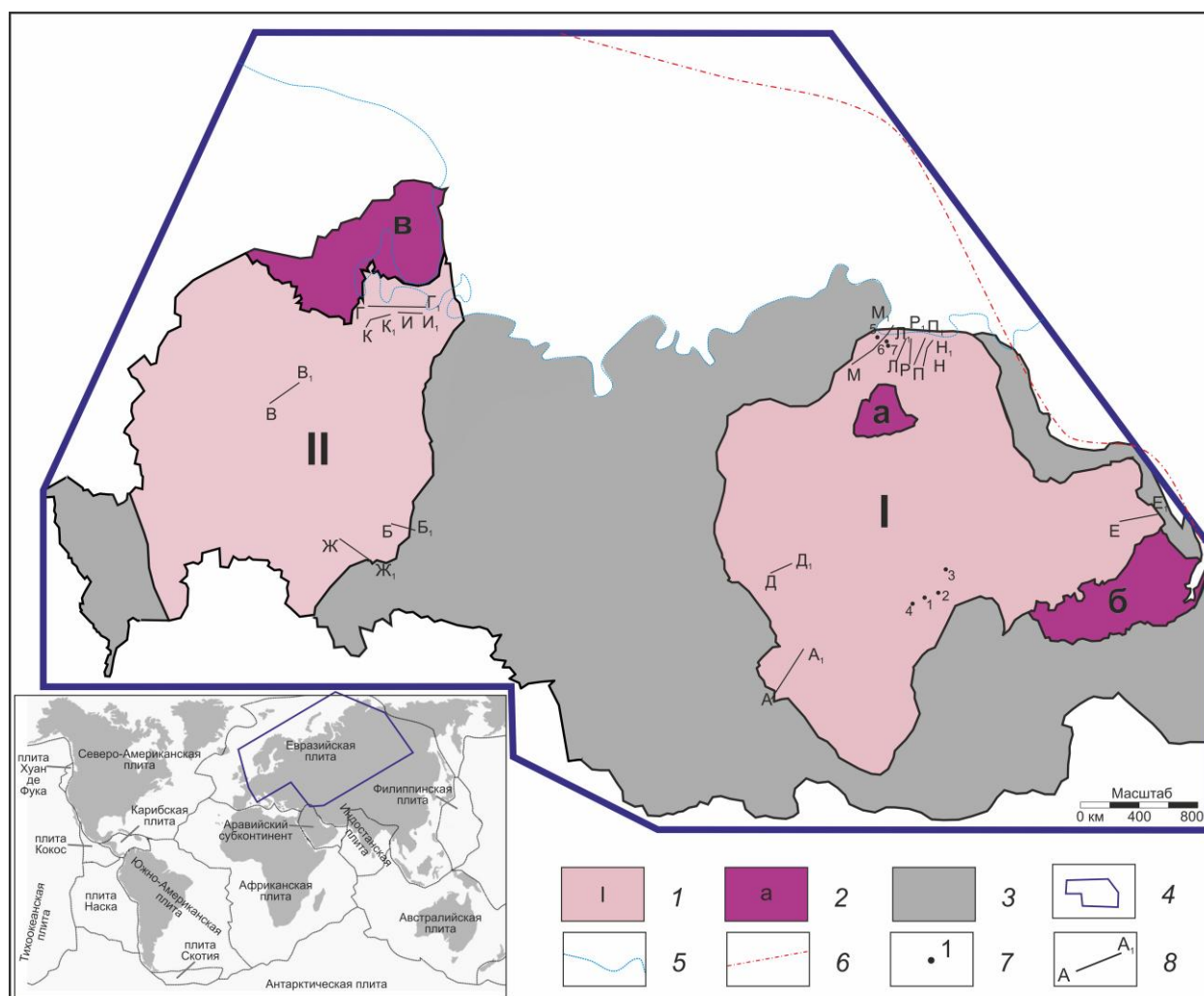


Рисунок Б.1 - Схема расположения профилей и месторождений

Условные обозначения: 1 – древние платформы (I – Сибирская, II – Восточно-Европейская); 2 – кристаллические щиты (а – Анабарский, б – Алданский, в – Балтийский); 3 – прочие тектонические элементы; 4 – контур изучаемой территории; 5 – контур береговой линии северных морей; 6 – контур Евразийской литосферной плиты; 7 – месторождения (1 – Тымпучиканское, 2 – Чаяндинское, 3 – Среднеботуобинское, 4 – Верхнечонское, 5 – Центрально-Ольгинское, 6 – Чайдахское, 7 – Южно-Тигянское); 8 – положение профилей.