

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

КОСМАЧЕВА АЛИНА ЮРЬЕВНА

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЕРМСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

Федорович М.О.

кандидат геол.-минерал. наук

Новосибирск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ..	16
1.1. История изучения нефтегазоносности.....	16
1.2. Стратиграфия и палеогеографические условия накопления нефтегазоносных отложений	23
1.2.1. Средний-верхний карбон и пермь.....	25
1.2.2. Триас.....	28
1.2.3. Юра.....	30
1.2.4. Мел	31
1.3. Структурно-тектоническое районирование	32
1.3.1. Внешняя и переходная зоны	36
1.3.2. Внутренняя зона.....	39
1.4. Нефтегазоносность.....	41
1.4.1. Залежи углеводородов.....	43
1.4.2. Нефтегазопроизводящие толщи	49
1.5. Геотемпературное поле	55
Глава 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ	61
2.1. История развития методики моделирования процессов нефтегазообразования в осадочных бассейнах.....	61
2.2. Современная методика моделирования генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в осадочных бассейнах	67
2.2.1. Структурно-литологическая модель	68
2.2.2. Геохимическая и температурная модели	70
Глава 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	76
3.1. История тектонического развития мезозойских отложений.....	76
3.2. История созревания органического вещества пермских газопроизводящих отложений	87
3.3. История генерации углеводородов и степень реализации газогенерационного потенциала органическим веществом пермских пород	94
3.4. История формирования месторождений углеводородов в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях.....	98

Глава 4 ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	107
4.1. Экранирующие свойства флюидопоров нижнего триаса	113
4.2. Дифференциация территории исследования по степени перспективности	118
4.2.1. Верхнепермский нефтегазоносный комплекс.....	120
4.2.2. Нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс	122
4.2.3. Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс.....	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	132
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	161
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	165

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования в настоящей диссертации являются пермские и мезозойские отложения Вилуйской гемисинеклизы, в административном отношении расположенной на территории Республики Саха (Якутия).

В Вилуйской гемисинеклизе залежи газа открыты в терригенных горизонтах тарагайской толщи верхней перми, таганджинской свиты нижнего триаса и кызылсырской свиты нижней юры [Лено-Вилуйская..., 1969; Геология..., 1981]. Флюидоупорами залежей являются глинистые образования неджелинской, момской и сунтарской свит соответственно. Основным генератором углеводородов (УВ) в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы, как было показано предшествующими исследованиями [Казаринов и др., 1967; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геология..., 1981; Конторович и др., 1988; Каширцев и др., 2009], является пермская угленосная толща, обогащенная терригенным органическим веществом (ОВ).

Цель исследования – реконструкция истории формирования месторождений УВ в пермских и мезозойских отложениях Вилуйской гемисинеклизы на базе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных и технологии бассейнового моделирования для оценки перспектив нефтегазоносности.

Степень разработанности темы. За многие десятилетия был получен большой объем информации по отложениям верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геология..., 1981; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017]. Территория исследования обладает крупным углеводородным потенциалом и характеризуется неравномерной геологической изученностью.

Начиная с 1950-60-х гг., по мере накопления новых фактических данных и открытия месторождений, изучались основные закономерности размещения залежей УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы. Научное обобщение и анализ геолого-геофизических материалов с обоснованием

отдельных аспектов нефтегазоносности описываемой территории проводились в ведущих геологических организациях СССР и России (ВНИГРИ, ВНИИГАЗ, ИГГ СО АН СССР, ИГ ЯНЦ СО РАН, ПГО «Ленанефтегазгеология», СНИИГГиМС, а позднее ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН, ИПНГ ЯНЦ СО РАН).

Над оценкой перспектив нефтегазоносности территории Лено-Виллюйской провинции работали Г.Д. Бабаян, В.Е. Бакин, В.Г. Васильев, В.С. Вышемирский, В.В. Гребенюк, В.В. Забалуев, В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, К.И. Микуленко, К.Б. Мокшанцев, А.И. Олли, А.Ф. Сафронов, В.В. Семенович, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, Н.В. Черский и др. [Геологическое строение..., 1968; Лено-Виллюйская..., 1969; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геология..., 1981; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994]. Научное руководство работами осуществляли А.А. Трофимук, Н.В. Черский, А.Э. Конторович, В.Е. Бакин.

Характер распространения и экранирующие свойства региональных флюидоупоров для залежей УВ в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Виллюйской гемисинеклизы изучали Н.Н. Алексеев, Р.В. Королева, Ю.Л. Сластенов [Сластенов и др., 1975], В.Е. Бакин [1979], Г.В. Ивенсен [1984], В.Д. Матвеев [Направления..., 1991 Ф] и др. Широко освещались проблемы геохимической характеристики нефтей, газов и конденсатов Якутии [Казаринов и др., 1967; Косолапов и др., 1968; Писахович, Габелия, 1969; Шабалин, Матвеев, 1969; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геология..., 1981; Изосимова и др., 1984 б; Полякова, Степаненко, 1991; Каширцев и др., 2009].

А.Э. Конторовичем, В.В. Казариновым, Р.Е. Мачинской и др. было установлено и впоследствии общепризнано, что основным генератором УВ в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Виллюйской гемисинеклизы являются угленосные отложения перми, обогащенные террагенным ОВ [Казаринов и др., 1967; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Конторович, Стасова, 1978; Геология..., 1981; Конторович и др., 1988; Бодунов и др., 1990; Полякова и др., 1991; Каширцев и др., 2009].

Для изучения разреза были особенно важны результаты бурения (1984-1986 гг.) Средневиллойской сверхглубокой скв. 27. Благодаря значительной глубине скважины впервые в практике отечественных и зарубежных геохимических исследований удалось сформировать уникальную коллекцию для изучения превращений однотипного террагенного ОВ в едином разрезе. Были опубликованы результаты исследования ОВ верхнепалеозойских отложений Виллойской гемисинеклизы на больших глубинах, в которых показаны содержание органического углерода в породах, границы катагенетических зон, генетическая природа ОВ и др. [Фролов и др., 1987; Конторович и др., 1988, 2020; Бодунов и др., 1990; Полякова и др., 1991; Фомин и др., 2016; Каширцев и др., 2017; Долженко и др., 2019].

На территории Виллойской гемисинеклизы и Предверхооянского краевого прогиба проводились исследования по восстановлению истории погружения осадочных комплексов, определению времени вхождения газоматеринской толщи перми в главные зоны нефте- и газообразования, реконструкции температурной истории отложений, количественным оценкам масштабов генерации и эмиграции УВ [Баженова и др., 1970; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геология..., 1981; Гребенюк и др., 1983; Луговцов, 1984; История..., 1986; Сафронов, 1992; Зуева и др., 2017].

Несмотря на многолетнее изучение территории Виллойской гемисинеклизы до сих пор остается ряд проблем, которые требуют доработки и детального исследования. Реконструкция истории генерации и аккумуляции, оценка масштабов генерации УВ для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы современными методами бассейнового моделирования выполнены впервые в настоящей работе.

Восстановление истории формирования предполагаемых скоплений УВ, связанных с куонамским комплексом нижнего и среднего кембрия, в рамках исследования не проводилось.

Актуальность исследования. Газодобывающая промышленность исследуемого района развивается с конца 50-х гг. прошлого столетия. Лено-Виллойский бассейн (прежде всего, Хапчагайский мегавал) по сей день остается

крупным объектом, добыча газа на открытых месторождениях которого ориентирована на обеспечение внутренних топливных потребностей г. Якутска и улусов вдоль трассы газопровода «Средневилюйское газоконденстаное месторождение – Мастах – Берге – Якутск».

В настоящее время важной задачей для социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) является наращивание добычи газа, а также увеличение ресурсной базы углеводородного сырья для обеспечения устойчивой подачи газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Для понимания условий формирования месторождений УВ и подтверждения нефтегазового потенциала региона, поиска новых перспективных зон накопления УВ, а также снижения геологических рисков при проведении дальнейших геологоразведочных работ необходимы новые научные представления и применение современных методик на территории ранее выявленных газоконденсатных месторождений и анализ геолого-геофизических материалов по ранее малоизученным районам Вилюйской гемисинеклизы.

Научная задача исследования – построить модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы в рамках осадочно-миграционной теории нефтегенеза, уточнить модель геологического строения и прогноз нефтегазонасности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений Вилюйской гемисинеклизы.

Основные этапы исследования.

1. Анализ и обобщение опубликованных и фондовых материалов по истории геолого-геофизической изученности, стратиграфии и палеогеографическим условиям накопления отложений, структурно-тектоническому районированию, нефтегазонасности и геотермическому режиму недр территории и методике исследования.
2. Систематизация фактического материала, составление электронного банка геолого-геофизических и геохимических данных.
3. Восстановление истории тектонического развития мезозойских отложений.

4. Восстановление истории созревания ОБ газоматеринских пород перми и генерации УВ.
5. Определение времени уплотнения глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ. Определение времени заполнения ловушек УВ.
6. Количественная оценка масштабов генерации УВ органическим веществом угленосных отложений перми и оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров.
7. Прогноз распространения по площади глинистых пачек с высокими изолирующими свойствами в отложениях флюидоупоров нижнего триаса и анализ благоприятных факторов формирования верхнепалеозойских и мезозойских залежей УВ.
8. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности для верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского комплексов по результатам интерпретации геолого-геофизических и геохимических данных с применением технологии бассейнового моделирования.

Защищаемые положения и результаты.

1. **Модель генерации УВ и оценка времени реализации основных этапов газообразования в верхнепалеозойско-мезозойском осадочном чехле Вилюйской гемисинеклизы.**

Активные процессы генерации УВ в нижней части газопроизводящих отложений перми начались 270 млн лет назад в казанский век, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад в вятский век. На рубеже перми и триаса произошло резкое изменение катагенетической преобразованности ОБ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ. Основной вклад в формирование месторождений УВ в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилюйской гемисинеклизы внесла верхняя часть угленосной толщи перми.

2. **Количественная оценка масштабов генерации газообразных УВ органическим веществом угленосных отложений перми, оценка времени уплотнения глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ и оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров.**

Масштабы генерации для ОВ пермских газопроизводящих пород составляют около 800 трлн м³. Консолидация глинистых толщ нижнего триаса до способности удерживать УВ произошла около 210 млн лет назад в норийский век, нижней юры – 150 млн лет назад в титонский век. Из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса было утеряно 590 трлн м³ УВ до поздне триасовой эпохи. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основным этапом заполнения ловушек УВ связан с раннемеловой эпохой.

3. **Карты перспектив нефтегазоносности для верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского комплексов Вилюйской гемисинеклизы.**

Перспективные территории относятся к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ. Низкоперспективные земли относятся к наиболее погруженным районам, где песчаные пласты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Бесперспективные земли на склонах Вилюйской гемисинеклизы обусловлены отсутствием рассматриваемых нефтегазоносных комплексов.

Фактический материал. В основу работы положены данные по 255 опорным, параметрическим, поисковым и разведочным скважинам (Рисунок 1):

- комплекс геофизических исследований по 193 скважинам (электрический каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж);
- описание керна по 165 скважинам;
- результаты испытаний по 133 скважинам;

ностью глубоким бурением характеризуются территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала. В работе использованы материалы сейсморазведки 2D протяженностью 1665 км. Общая плотность сейсмических наблюдений составляет 0,0136 км/км².

Исследование проведено на базе фактического материала, предоставленного ИНГГ СО РАН.

Теоретические основы и методика исследований. Теоретические положения реконструкции процессов нефтегазообразования разрабатывались на принципах осадочно-миграционной теории нефтидогенеза [Вернадский, 1922; Губкин, 1932; Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев и др., 1973; Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1979].

Введение в 1967 г. понятий о главной фазе нефтеобразования Н.Б. Вассоевичем и главной зоне нефтеобразования А.Э. Конторовичем позволило сформулировать главные положения о вертикальной зональности нефте- и газообразования [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967]. В 1973 г. С.Г. Неручев ввел понятие о главной зоне газообразования, которая находится на глубинах ниже главной зоны нефтеобразования [Неручев и др., 1973]. Позднее А.Э. Конторович установил существование ранней зоны газообразования [Вышемирский и др., 1980; Конторович и др., 1981], где процессы нефтеобразования протекают слабо, а в продуктах газообразования значительна роль метана.

Наличие в разрезе зон интенсивного нефте- и газообразования с определенными термодинамическими условиями создает теоретическую основу для восстановления истории развития геологических процессов в осадочном бассейне. Соответствующий подход получил название – историко-геологические реконструкции процессов нефтегазообразования [Конторович, 1970; Вассоевич и др., 1971; Вышемирский и др., 1971; Конторович, Трофимук, 1973; Вассоевич, Соколов, 1980; Вассоевич и др., 1980; Бурштейн и др., 1997], который впоследствии стал широко распространен и в зарубежных исследованиях [Tissot, Welte, 1978; Welte, Yuekler, 1980; Welte, Yalcin, 1988] в качестве методики бассейнового моделирования [Конторович и др., 2013].

Количественное описание процессов нефтидогенеза основано на моделировании кинетики преобразования керогена. Кинетика химических реакций для нефтегазоматеринских свит объясняет динамику выделения различных компонентов УВ [Лопатин, 1971; Ungerer, 1990; Pepper, Corvi, 1995; Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999].

Историко-геологический подход, связанный с численным моделированием процессов нефтегазообразования в течение времени геологического развития осадочного бассейна, подразумевает восстановление истории погружения и уплотнения пород, реконструкцию катагенетической истории, оценку генерированных УВ органическим веществом нефтегазопроизводящих толщ. Моделирование нефтегазовых систем является стратегическим инструментом при оценке перспективности территорий, который позволяет сводить в единую геологическую модель все результаты предварительных исследований.

Моделирование верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы выполнено в программном пакете PetroMod Schlumberger.

Научная новизна исследования заключается в применении комплексного подхода, который учитывает результаты проведенного бассейнового моделирования и интерпретации геофизической, геологической и геохимической информации, при оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилюйской гемисинеклизы.

В рамках предложенной модели верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы детально восстановлена история генерации УВ. Установлено время консолидации глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ. Впервые выполнена оценка потерь УВ, генерированных ОВ пермской газопродуцирующей толщи, до формирования регионально выдержанных литифицированных флюидоупоров.

Впервые выполнен прогноз распространения по площади нефтегазоносных песчаных пластов-линз и залегающих над ними глинистых прослоев, способных удерживать УВ, в отложениях флюидоупоров нижнего триаса.

Личный вклад автора. В рамках бассейнового моделирования для создания основы структурно-литологической модели автором была выполнена переинтерпретация материалов сейсморазведки и построены структурные карты по отражающим горизонтам верхнего палеозоя и мезозоя. Для уточнения истории тектонического развития мезозойских отложений построены карты изопахит сейсмогеологических комплексов, выполнен палеотектонический анализ.

По результатам одномерного моделирования верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы в разрезе скважин Хапчагайского мегавала и Логлорского вала Вилюйской гемисинеклизы соискателем в соавторстве восстановлена история погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ. На базе одномерных моделей с корректными граничными условиями выполнено трехмерное моделирование верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы. Построены карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газоматеринских пород перми в различные моменты геологической истории и карты коэффициента трансформации керогена на современном этапе. Автором было определено время уплотнения глинистых толщ нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ. Выполнена количественная оценка масштабов генерации УВ и оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров.

В рамках уточнения геологической модели автор участвовал в построении корреляционных профилей верхнепалеозойских и мезозойских образований на начало формирования сунтарской свиты нижней и средней юры. Установлены закономерности распространения по площади нефтегазоносных песчаных пластов-линз и залегающих над ними глинистых прослоев в отложениях неджелинской и мономской покрывок нижнего триаса.

Для верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских нефтегазоносных отложений соискателем в соавторстве выполнена оценка перспектив нефтегазоносности на качественном уровне с учетом полученных результатов комплексной интерпретации данных и бассейнового моделирования. В зависимости от

комбинации факторов, влияющих на формирование скоплений УВ, территория Вилуйской гемисинеклизы была поделена на нефтегазоносные земли различной перспективности.

Теоретическое и практическое значение исследования. Результаты изучения верхнепалеозойско-мезозойской системы Вилуйской гемисинеклизы имеют фундаментальное значение в понимании процессов истории формирования месторождений УВ и дают научно-обоснованное представление о газоносности отложений верхней перми, нижнего триаса и нижней юры.

Построенная модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы дает возможность более детального и достоверного изучения глубокозалегающих отложений Вилуйской гемисинеклизы. Предложенный комплексный подход к интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных, а также методические приемы бассейнового моделирования с целью прогноза нефтегазоносности могут быть использованы при решении аналогичных задач в осадочных бассейнах.

Результаты проведенных исследований могут применяться в качестве основы для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных, оптимизации дальнейших геологоразведочных работ и проведения количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

Степень достоверности научных результатов основывается на:

- применении современной теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа к анализу условий формирования месторождений УВ и прогнозу нефтегазоносности региона;
- комплексном подходе к исследованию – совместной интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных с применением технологии бассейнового моделирования;
- согласованности представленных моделей с фактическим материалом;
- использовании современного программного обеспечения (PetroMod, Kingdom и др.).

Апробация результатов исследования. Основные научные результаты и положения, применяемые методики диссертационной работы опубликованы автором в четырех научных статьях, три из которых в рецензируемых журналах, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией: «Нефтегазовая геология. Теория и практика» и «Нефтяное хозяйство» (2) и двух материалов конференций.

Результаты исследования представлены на четырех международных и трех всероссийских научных конференциях и форумах: Международном молодежном научном форуме «ЛОМОНОСОВ» (г. Москва – 2021, 2020), Международной научной конференции «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» (г. Новосибирск – 2021, 2020), Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век» (г. Новосибирск – 2021), Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения» (г. Новосибирск – 2021), Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России» (г. Якутск – 2020).

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Объем работы включает 165 страниц, в том числе 44 рисунка и девять таблиц. Список литературы содержит 226 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность научному руководителю к.г.-м.н. М.О. Федорович за ценные консультации и помощь в подготовке работы.

Автор выражает благодарность за рекомендации, советы и предоставленные материалы академику РАН д.г.-м.н. А.Э. Конторовичу, а также чл.-корр. РАН д.г.-м.н. Л.М. Бурштейну, д.г.-м.н. В.В. Лапковскому, д.г.-м.н. Ю.Ф. Филиппову, д.г.-м.н. А.Н. Фомину, к.г.-м.н. И.А. Губину, к.г.-м.н. С.А. Моисееву и Н.В. Поспеевой.

Глава 1

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1. История изучения нефтегазоносности

Территория Вилюйской гемисинеклизы обладает крупным углеводородным потенциалом и характеризуется неравномерной геологической изученностью. За многие десятилетия был получен большой объем информации по отложениям верхнего палеозоя и мезозоя [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Геология..., 1981; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017].

Первые маршрутные геологические исследования на территории Лено-Вилюйского бассейна были проведены еще в конце XIX в. В.Г. Магницким, А.Л. Чекановским и др. Позднее в изучении геологии и нефтегазоносности этой территории принимали участие многие ученые и творческие коллективы. На раннем этапе преобладали маршрутные геологические исследования по р. Лена, р. Вилюй и их притокам. На отдельных участках проводились геофизические работы, а также различные виды картировочного и глубокого бурения.

В 1932 г. Н.С. Шатский в рамках региональных геологосъемочных и геофизических исследований выделил Лено-Вилюйскую впадину [Шатский, 1932] (в последующем были приняты названия Вилюйская гемисинеклиза по Н.С. Шатскому, Вилюйская гемисинеклиза по К.И. Микуленко и др.), где до начала 1950-х гг. перспективными на нефть и газ считались отложения кембрия [Геологическое строение..., 1960].

В результате геологосъемочных исследований в 1950-1951 гг. А.И. Олли подтвердил положительную оценку нефтегазоносности мезозойских отложений Предверхоянского краевого прогиба, а затем В.С. Вышемирский, Ю.М. Пушаровский и др. [Вышемирский, 1956; Пушаровский, 1960]. В 1951 г. А.К. Бобровым, Е.Ф. Фроловым и др. была составлена программа о приоритет-

ном изучении перспектив нефтегазоносности пермских и триасовых отложений Предверхоянского краевого прогиба.

В 1952 г. начались геологосъемочные и структурно-поисковые работы на территории Предверхоянского краевого прогиба и Вилюйской гемисинеклизы. Ключевую роль в обосновании модели геологического строения территории исследования сыграли Якутская структурно-поисковая скважина (1952 г.), а также Вилюйская (1954 г.), Бахынайская (1956 г.), Намская (1956 г.) и Сунтарская (1956 г.) опорные скважины (см. рисунок 1). Впервые была получена достоверная информация о реальной мощности и литологии мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы, что позволяло с новых позиций подойти к оценке перспектив их нефтегазоносности. Важнейшие материалы глубокого бурения научно обобщены в ряде работ В.Г. Васильева, А.А. Трофимука, Н.В. Черского и др. [Черский, 1959; Геологическое строение..., 1960; Трофимук, 1960; Васильев, Черский, 1964].

По результатам глубокого бурения на Усть-Вилюйской, Собо-Хаинской, Китчанской и Сангарской площадях были изучены как региональные, так и локальные особенности строения структур в зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба – уменьшение мощности и исчезновение экрана многолетнемерзлых пород, дизъюнктивная осложненность и др. Была подтверждена нефтегазоносность юрских отложений.

В 1956 г. было открыто Усть-Вилюйское газоконденсатное месторождение в центральной части Предверхоянского краевого прогиба. Из глубокой скважины на Таас-Тумусской площади ударил мощный фонтан с глубины 1800-2000 м. На базе Усть-Вилюйского месторождения был обустроен первый газовый промысел и проложен магистральный газопровод (292 км) от пос. Промышленный до г. Якутск. В 1961 г. севернее Усть-Вилюйского месторождения было выявлено Собо-Хаинское газовое месторождение.

Результаты бурения Вилюйской и Намской опорных скважин и гравиметрические исследования давали геологическую информацию о значительно более высоких перспективах нефтегазоносности мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. В

1961 г. поисково-разведочные работы сместились в центральные районы территории, где геофизическими методами в комплексе с глубоким бурением была выявлена крупная положительная структура в осевой части Вилюйской гемисинеклизы – Хапчагайский мегавал. Тектоническая позиция и благоприятные особенности строения (значительные размеры, высокая амплитуда, осложненность локальными поднятиями) позволили рекомендовать постановку поисково-разведочного бурения. Проведенные исследования привели к открытию нескольких газоконденсатных и газовых месторождений – Бадаранского (1962 г.), Неджелинского (1963 г.), Средневилюйского (1963 г.), Толонского (1966 г.), Мастахского (1967 г.), Соболохского (1972 г.) и Нижневилюйского (1976 г.). В дальнейшем было доказано единство Толонского и Мастахского, Неджелинского и Соболохского месторождений. В 1977 г. в контур Соболох-Неджелинского месторождения была включена Люксюгунская площадь.

Уже при открытии Бадаранского месторождения было доказано, что в регионе наряду с юрой перспективными являются отложения триаса. Коренной переворот во взглядах произошел после открытия Средневилюйского месторождения, где была выявлена промышленная газоносность трех стратиграфических уровней – верхней перми, нижнего триаса и нижней юры. Было установлено, что основные запасы месторождения сосредоточены в залежах верхнепермского и нижнетриасового комплексов. Все последующие геологоразведочные работы позволили осуществить прирост запасов, но не изменили доказанный стратиграфический диапазон нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы и Предверхо-янского краевого прогиба.

В течение 1961-1970 гг. на территории Лено-Вилюйского осадочного бассейна было пробурено 137 скважин. В процессе изучения месторождений и освоения Вилюйской гемисинеклизы внедрялись современные методы сейсморазведки в связи со сложными сейсмогеологическими условиями [Бабаян и др., 1968]. Месторождения Хапчагайского района подтвердили целесообразность выделения самостоятельной Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции [Лено-

Вилуйская..., 1969], так как ее ресурсы представляли собой надежную основу для газодобывающей промышленности.

Приоритетными направлениями для последующих исследований являлись наиболее изученные сейсморазведкой, гравиметрической и аэромагнитной съемками центральные части Вилуйской гемисинеклизы. А именно, завершение разведки уже известных месторождений и подготовка к подсчету запасов газа по промышленным категориям, поиск новых залежей УВ на закартированных сейсморазведкой структурах, постановка геофизических работ с целью выявления и дальнейшей разведки еще не выявленных антиклинальных структур. Вторыми по перспективности и очередности постановки геолого-геофизических исследований на нефть и газ районами были северо-западный и южный участки гемисинеклизы.

В период дальнейшего развития поисковых исследований тенденция расширения площадей геологоразведочных работ сохранялась, и последовательно вовлекались в геологическое изучение новые стратиграфические уровни. В западной части гемисинеклизы началось выполнение сейсморазведки и глубокого параметрического бурения для выявления и картирования системы барьерных рифов северо-западного простираия в отложениях нижнего и среднего кембрия и оценки их вероятной нефтегазоносности.

На территории исследования образования нижнего и среднего кембрия залегают на значительных глубинах и перекрыты мощным чехлом верхнепалеозойских и мезозойских отложений, условия для сохранения скоплений УВ были весьма благоприятными. Были пробурены параметрические скважины – Байская, Андреевская, Баппагайская (см. рисунок 1), которые вскрыли доверхнепалеозойские отложения (в основном кембрийского возраста).

На территории Линденской впадины, северо-западного и южного склонов гемисинеклизы в сравнительно небольших объемах осуществлялось запланированное параметрическое и поисковое бурение. В 1975 г. на юго-западе выявлено Нижнетюкянское газоконденсатное месторождение. Открытие в 1977 г. Среднетюнгского газоконденсатного месторождения на Логлорском вале, ознаменовало

собой новый этап в проведении геологоразведочных работ. Открытие Андылахского газоконденсатного месторождения в 1985 г. явилось подтверждением высоких перспектив этой крупной зоны нефтегазонакопления.

К 1979 г. на территории Вилюйской гемисинеклизы и прилегающей к ней части Предверхоянского краевого прогиба было пробурено 180 опорно-параметрических и поисково-разведочных скважин. В этот период завершалась оценка запасов УВ в пермских и триасовых залежах Хапчагайского мегавала, и была начата оценка глубокозалегающих карбонового и пермского горизонтов. Результаты бурения на Северо-Линденской, Хоргочумской, Западно-Тюнградской и Южно-Сагытайской площадях (см. рисунок 1) позволяли уточнить положение зоны регионального выклинивания нижнетриасовой нефтегазоносной толщи в северо-западной части территории.

В 1984-1986 гг. в сводовой части Средневилюйской антиклинальной структуры Хапчагайского мегавала была пробурена самая глубокая вертикальная скважина в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (6519 м) Средневилюйская 27, в которой отложения перми вскрыты на полную мощность. По состоянию на 1990 г. на территории Лено-Вилюйского осадочного бассейна пробурено свыше 280 опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин. В нижнетриасовых залежах Средневилюйского и Среднетюнградского месторождений на глубинах 2400-2600 м сконцентрировано более половины разведанных запасов газа всех месторождений Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции [Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017].

Неоценимый вклад в изучение проблемы нефтегазоносности Лено-Вилюйского бассейна внесли геологи, геофизики и нефтегазоразведчики производственных организаций Республики Саха (Якутия). Наряду с разведкой и освоением открытых месторождений М.И. Алексеев, В.Е. Бакин, М.К. Вейнберг, А.М. Зотеев, В.Д. Матвеев и др. вели региональное изучение геологического строения бассейна с целью выявления и подготовки новых крупных объектов нефтегазодобычи [Горшенин, Филимонов, 1968; Матвеев, Шабалин, 1968; Писа-

хович, Габелия, 1969; Геология..., 1981; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994].

Научное обобщение и анализ геолого-геофизических материалов с обоснованием отдельных аспектов нефтегазоносности описываемой территории проводились в различных геологических организациях, таких как ВНИГРИ, ВНИИГАЗ, ИГГ СО АН СССР, ИГ ЯНЦ СО РАН, ПГО «Ленанефтегазгеология», СНИИГГиМС, а позднее ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН, ИПНГ ЯНЦ СО РАН.

В начале 1990-х гг. геологоразведочные работы на территории исследования фактически были приостановлены в связи с общим снижением их эффективности и отсутствием новых открытий. Фонд подготовленных антиклинальных структур к этому времени практически был исчерпан [Прогноз..., 2020 Ф] (Рисунок 2). Последовательное сокращение финансирования предопределило резкое снижение объемов глубокого бурения и ликвидацию многих предприятий и экспедиций.

С 2004 г. происходит новый этап геологоразведочных работ на нефть и газ, отмечается возобновление практического интереса к недрам Вилюйской гемисинеклизы. Специалистами СНИИГГиМС, АО «Якутскгеофизика» и др. выполнена переработка сейсморазведочных материалов по региональным маршрутам Западной Якутии, также за счёт средств Федерального бюджета была выполнена сейсморазведка 2D [Губин, 2020].

К настоящему времени на территории Вилюйской гемисинеклизы и прилегающей к ней части Предверхоянского краевого прогиба пробурено более 300 скважин, в большинстве из которых проведен комплекс геолого-геофизических исследований. В распределенный фонд недр переведены все крупные месторождения УВ, для доизучения которых в контурах соответствующих лицензионных участков за счет средств недропользователей было начато выполнение сейсморазведки 3D. Часть открытых месторождений находится в нераспределенном фонде недр [Прогноз..., 2020 Ф]. Необходимо отметить, что в 2021 г. было открыто Хайлахское газоконденсатное месторождение на территории Тангнарынской впадины [Портал NEDRADV, 2021].



Рисунок 2 – Динамика объемов глубокого бурения и открытия месторождений в Лено-Вилуйском бассейне [Нефтегазоносные..., 1994, с дополнениями и изменениями автора] Условные обозначения: 1 – параметрическое, 2 – поисковое, 3 – разведочное бурение; 4 – количество открытых месторождений.

Добычу газа на месторождениях осуществляет ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания». Всего извлечено около 15 млрд м³ газа [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых]. Сформированный Лено-Вилуйский газовый комплекс ориентирован на обеспечение г. Якутска и улусов вдоль трассы газопровода «Средневилуйское газоконденстаное месторождение – Мастах – Берге – Якутск» [Нефтегазоносные..., 1994; Погодаев, 2019].

В настоящее время важной задачей для социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) является наращивание добычи газа, а также увеличение ресурсной базы углеводородного сырья для обеспечения устойчивой подачи газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Возврат с новыми научными представлениями и современными методиками на территории ранее выявленных газоконденсатных месторождений и анализ геолого-геофизических материалов по ранее малоизученным районам Вилуйской гемисинеклизы является

необходимым для понимания условий формирования месторождений УВ и подтверждения нефтегазового потенциала региона, поиска новых перспективных зон накопления УВ, а также снижения геологических рисков при проведении дальнейших геологоразведочных работ.

1.2. Стратиграфия и палеогеографические условия накопления нефтегазоносных отложений

Представления о палеогеографии и стратиграфии верхнего палеозоя и мезозоя Виллюйской гемисинеклизы начали формироваться с 1960-х гг. по мере изучения района глубоким бурением. Научное обобщение информации о литостратиграфическом расчленении разреза и условиям накопления нефтегазоносных отложений представлено в следующих работах [Тучков и др., 1968; Чепиков и др., 1969; Голубева и др., 1980; Граусман, Мейен, 1987; Рукович, 2001; Девятков и др., 2012; Карнюшина, Жукова, 2013; Фролов и др., 2019].

На протяжении многих лет дискуссионным оставался вопрос о разработке стратиграфической схемы перми Виллюйской гемисинеклизы. Пермский возраст отложений территории был установлен на основании растительных остатков С.Г. Гореловой, С.В. Мейеном, А.Н. Толстых и спорово-пыльцевых данных Е.К. Петровой [1971]. Недостаточная литологическая характеристика из-за малого выхода керна, монотонность разреза, слабая обоснованность флористическими и спорово-пыльцевыми комплексами создавали серьезные затруднения [Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982].

На первом этапе исследований в разрезе выделялись аналоги пермских свит Верхоянья, что было не совсем верно. Прежде всего потому, что как структурные, так и фациальные условия пермского осадконакопления регионов существенно различаются. В.А. Андрианова и Е.К. Петрова [1972] выделили в скв. 7 Средневиллюйской площади в 600-м интервале три горизонта без собственных названий по петрографическим, минералогическим и палинологическим особенностям. И.И. Голубевой [1979] отложения перми Виллюйской гемисине-

клизы были расчленены на семь крупных циклов осадконакопления, близких по своему строению и составу западной части Тунгусской синеклизы. Возраст циклов определялся на основании флористических и спорово-пыльцевых комплексов. В.В. Граусман [Граусман и др., 1982] выделила в разрезе перми пять толщ с местными географическими названиями, отличающихся литологическими и геофизическими характеристиками.

Впоследствии благодаря глубокому бурению существенно пополнились представления о стратиграфии верхнего палеозоя Вилюйской гемисинеклизы [Граусман, Мейен, 1987]. Наибольшее внимание до сих пор уделялось верхнепермским отложениям, выделенным в ряд толщ с географическими названиями. Данных о более древних отложениях нижней перми и карбона несравненно меньше отчасти из-за того, что они вскрыты лишь отдельными скважинами. Ненадежная датировка обусловлена как дефектами материала – малый выход керна, плохая сохранность и бедный систематический состав макрофоссилий растений и миоспор, редкость находок растений в некоторых интервалах разреза, так и неясностью разделения карбона и перми в Вилюйской гемисинеклизе и смежных регионах – восток Тунгусской синеклизы, Верхоянье.

Для изучения доверхнепермской части разреза были особенно важны результаты бурения (1984-1986 гг.) Средневилюйской скв. 27 на территории Хапчагайского мегавала [Граусман, Мейен, 1987; Будников и др., 1991]. Скважина впервые вскрыла мощный (3597 м) разрез верхнего палеозоя, представленный угленосными сероцветными породами с растительными остатками верхнего карбона, нижней и верхней перми. В.В. Граусман впервые была предложена последовательность толщ с местными географическими названиями. Стратоны не получили ранга свит из-за недостаточного выхода керна – до 15-20 %, что не позволило обстоятельно охарактеризовать границы между ними.

Кроме того, выделенные стратоны были установлены не по всему региону, а лишь по некоторым группам геологоразведочных площадей. В.В. Граусман [1994] также рассмотрен и расчленен на толщи разрез перми на северо-западном

и южном склонах Виллойской гемисинеклизы – Логлорском валу, Тюкян-Чыбыдинской и Бес-Кюельской моноклиналях.

Корреляция и стратиграфическое расчленение разрезов мезозоя производилось по керновому материалу, геофизическим данным и др. Поскольку споры и пыльца являются в большинстве случаев единственными палеонтологическими остатками в регионе, изучение палинологических комплексов имело важное значение для определения возраста отложений [Ковальская, 1980; Скрипина, 1980]. В.В. Граусман, Б.Н. Ростовцевым, Ю.Л. Сластеновым, Л.Я. Трушковой и др. была принята единая схема расчленения разрезов мезозоя, проведены работы по дальнейшему усовершенствованию применяемой схемы – уточнены границы, строение и палеонтологические характеристики местных стратонов и др. [Бобров и др., 1968; Решения..., 1981; Князев и др., 1983; Граусман, 1994; Сластенов, 1994 б; Девятов и др., 2012; Построить..., 2012 Ф].

1.2.1. Средний-верхний карбон и пермь

В средне- и позднекаменноугольную эпохи территория Виллойской гемисинеклизы представляла собой изредка заливавшуюся морем прибрежную низменную равнину, на которой накапливались аллювиально-озерные и дельтовые песчано-алевритовые и глинистые осадки, нередко угленосные, с линзами гравелитов и конгломератов. Пермский период начался сакмарской трансгрессией, которая достигла своего максимума в артинский век. В связи с неоднократной сменой нормально морских и прибрежных условий седиментации образовывались четко ритмичные флишоидные толщи. Удаленность областей сноса и относительная глубоководность бассейна обусловили накопление на территории глинисто-алевритовых осадков. В конце ранней перми прогибание бассейна седиментации замедлилось, море мелело, накапливались все более мелководные морские, прибрежно-морские и лагунно-континентальные осадки.

Отложения карбона и нижней перми насыщены органическим материалом. Накопление осадков происходило в палеогеографических и фациальных условиях, благоприятных для нефтегазообразования.

Позднепермская эпоха являлась временем интенсивных тектонических движений, в результате которых на территорию гемисинеклизы поставлялся более грубый гравийно-галечный материал. Усиление тектонических напряжений во второй половине позднепермской эпохи вызвало в Тунгусской синеклизе интенсивный вулканизм. Магматические события сопровождались излиянием трапповой магмы и выбросом пирокластического материала [Тучков, 1973; Геология..., 1981]. На территории Вилюйской гемисинеклизы продолжали формироваться аллювиальные, аллювиально-дельтовые угленосные алеврито-песчаные отложения в результате деятельности речной системы Палеовиллюя. Основными источниками сноса являлись Анабаро-Оленекское и Алданское поднятия [Рукович, 2001; Фролов и др., 2019].

Пермский комплекс Вилюйской гемисинеклизы с перерывом залегает на породах карбона и девона и несогласно перекрывается триасовыми отложениями. В настоящей работе используется стратиграфическое разделение комплекса в соответствии с двучленным строением пермской системы (Рисунок 3). Среднекаменноугольно-нижнепермская часть разреза объединена И.И. Голубевой, В.В. Граусман и др. в мохсоголохскую, а верхнепермская – в хапчагайскую серию [Граусман и др., 1982; Граусман, Мейен, 1987; Граусман, 1994].

Мохсоголохская серия на территории Хапчагайского мегавала подразделена на юрэнскую (446 м), юнкюрскую (410 м), чочосскую (520 м), харбалахскую (447 м) и кубалангдинскую (392 м) толщи. Отложения не подразделяются на толщи в разрезах Логлорского вала (164-326 м) и южной части Вилюйской гемисинеклизы (153-296 м). Мохсоголохская серия сложена светло-серыми и серыми песчаниками, темно-серыми и серыми алевролитами и темно-серыми, почти черными, аргиллитами, иногда образующими пачки переслаивания, и пластами углей. Песчаники могут включать прослой и гальку темно-серого углистого аргиллита. Каждая толща серии содержит до 11 пластов угля мощностью 0,5-2,0 м.

Система	Отдел	северо-западный борт	Логлорский вал	Хапчагайский мегавал	юго-западный борт	южный борт
ПЕРМСКАЯ	верхний	ЛОГЛОРСКО-КАЯ ТОЛЩА (52-234 м)	ДЮЛЮНСКАЯ ТОЛЩА (162-242 м)	ТАРАГАЙСКАЯ ТОЛЩА (126-312 м)	ОНХОЙДОХСКАЯ ТОЛЩА (200-239 м)	ТОГОЙ-ДОХСКАЯ ТОЛЩА (264-285 м)
	нижний		МОХСОГОЛОХСКАЯ СЕРИЯ (164-326 м)	ХАРЫЙАССКАЯ ТОЛЩА (398-418 м)		
КАМЕННО-УГОЛЬНАЯ	средний-верхний			КУБАЛАНГДИНСКАЯ ТОЛЩА (392 м)	ХАРБАЛАХСКАЯ ТОЛЩА (447 м)	
			ЧОЧОСКАЯ ТОЛЩА (520 м)	ЮНКЮРСКАЯ ТОЛЩА (410 м)		
			ЮРЭНСКАЯ ТОЛЩА (446 м)			

Рисунок 3 – Стратиграфическая схема верхнепалеозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы [Граусман, Мейен, 1987, с дополнениями и изменениями автора]

Выделяемая выше по разрезу хапчагайская серия на территории одноименного мегавала объединяет хомустахскую (391-418 м), харыйасскую (398-418 м), кюндейскую (238-271 м) и тарагайскую (250-312 м) толщи.

Хомустахская толща сложена чередованием или частым переслаиванием серых и темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. В скв. Средневиллюйская-22 в кровле залегает пласт измененного пеплового туфа. В верхней части толщи отмечаются маломощные прослои алевроитового мергеля и

глинистого известняка. Зафиксированы 8-20 пластов угля мощностью 0,5-4,0 м. Хомустанские отложения установлены также в разрезах Логлорского вала (200-416 м) и южного склона Вилюйской гемисинеклизы (276-356 м).

Хомустанская толща перекрывается практически безугольными образованиями. Харыйасская толща представлена переслаиванием алеврито-глинистых пород с серыми и темно-серыми песчаниками. Кюндейская толща в кровле сложена глинисто-алевритовыми отложениями с редкими прослоями туффитов, туфоалевролитов, мергелей и известняков, тогда как в основании развиты серые и темно-серые песчаники. На юге Вилюйской гемисинеклизы средняя безугольная часть хапчагайской серии выделяется в онхойдохскую толщу (200-239 м), а в разрезах Логлорского вала – в дюлюнскую (162-242 м). Дюлюнская и онхойдохская толщи сложены серыми и темно-серыми песчаниками с подчиненными прослоями алеврито-глинистых пород. В песчаниках присутствуют скопления мелких зерен пирита.

Тарагайская толща представлена переслаиванием глинисто-алевролитовых и песчаных пачек с многочисленными прослоями углей, прослоями туфов и известняков. Зафиксировано 15 пластов угля мощностью 2-6 м. Верхняя угленосная часть перми, выделенная на Хапчагайском мегавале в тарагайскую толщу, установлена в разрезах Логлорского вала (149-296 м) и южной части территории (126-227 м). На северо-западном склоне Вилюйской гемисинеклизы выделяется логлорская толща (52-234 м), на южном склоне – тогойдохская (264-285 м). Логлорская и тогойдохская толщи сложены серыми и темно-серыми песчаниками с прослоями алеврито-глинистых пород, туффитов и пластами угля мощностью 0,3-2,6 м.

1.2.2. Триас

Резкое изменение обстановки осадконакопления в позднепермскую и раннетриасовую эпохи, связанное с крупной перестройкой Палеовилюйского проги-

ба и впоследствии проявлением траппового вулканизма, обусловило образование вулканогенно-терригенной толщи [Геология..., 1981; Томилова, Юрова, 2012].

Раннетриасовая эпоха характеризовалась развитием трансгрессий, усилившихся в оленекский век. На территории Вилюйской гемисинеклизы в прибрежно-морских и лагунных условиях формировались пестроцветные глины, алевроиты и пески. Среднетриасовая эпоха знаменовалась частичной регрессией моря. На месте раннетриасового морского бассейна образовалась обширная прибрежная равнина. Формирование анизийских и ладинских отложений происходило в активной гидродинамической обстановке, что выразилось в широком распространении грубообломочных осадков.

Позднетриасовая эпоха связана с обширной карнийской трансгрессией. В норийский и рэтский века усилилась регрессия моря, при этом большая часть Вилюйской гемисинеклизы была вовлечена в погружение. Накапливались пески, гравийный, галечный материал, алевроиты и глины. Основными источниками сноса, поставлявшие терригенный материал, были Анабаро-Оленекское поднятие и Анабарский свод.

Триасовый комплекс Вилюйской гемисинеклизы с перерывом залегает на породах перми и несогласно перекрывается юрскими отложениями. В разрезе рассматриваемых образований выделены неджелинская (24-122 м), таганджинская (16-585 м), мономская (12-268 м) свиты нижнего триаса и тулурская (9-784 м) свита нижнего-верхнего триаса [Граусман, 1994].

Неджелинская свита (T_{1in}) сложена пестроцветными терригенными и вулканогенно-осадочными, глинистыми, отложениями и в отдельных разрезах содержит пласты эффузивных диабазов.

Таганджинская свита (T_{1in}) состоит из пестроцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями туфогенных пород. Таганджинская свита разделяется на песчаниковую нижнюю подсвиту и более глинистую верхнюю, к северо-западу и югу от центра Вилюйской гемисинеклизы подсвиты не выделяются.

Мономская свита (T_{10}) представлена маркирующей толщей красноцветных аргиллитов и алевролитов местами с прослоями песчаников и туфогенных образований, а также линзами известковых пород.

Тулурская свита ($T_{10}-T_{3n}$) сложена серыми и зеленовато-серыми песчаниками с прослоями и пачками светло-серых и зеленовато-серых алевролитов и аргиллитов, гравелитов, конгломератов и глинистых брекчий.

1.2.3. Юра

В результате тектонических движений на рубеже триаса и юры в геттанг-раннем аалене на территории Вилюйской гемисинеклизы происходила трансгрессия. Сформировались морские, лагунные и прибрежно-континентальные толщи, на западном и южном склонах нормально-морские осадки были замещены лагунными и дельтовыми фациями. В позднем аалене началась регрессия, которая завершилась в оксфорд-титонское время. Вилюйская гемисинеклиза в келловее вышла из-под уровня моря и в течение всей поздней юры оставалась погружающимся участком суши, где накапливались угленосные толщи. Основным источником обломочного материала по-прежнему были магматические, метаморфические и полифациальные осадочные комплексы Сибирского кратона.

Юрский комплекс с перерывом залегает на породах триаса и повсеместно перекрыт образованиями мелового возраста без следов размыва. В разрезе отложений выделены кызылсырская (107-370 м) свита нижней юры, сунтарская (30-64 м) свита нижней и средней юры, якутская (68-288 м), нижневилюйская (74-322 м) свиты средней юры, марыкчанская (65-175 м) и бергеинская (190-568 м) свиты верхней юры [Граусман, 1994].

Кызылсырская свита ($J_{1h}-J_{1p}$) представлена серыми и темно-серыми песчаниками с прослоями и пачками алевролитов и аргиллитов, линзами мелкогалечных конгломератов. В основании залегает глинисто-алевритовая пачка. Отложения разделяются на 2 подсвиты.

Сунтарская свита ($J_{1t}-J_{2a}$) подразделяется на три пачки [Князев и др., 1983]. Нижняя состоит из темно-серых и черных глин, содержащих тонкие прослой, линзы и конкреции песчаных, алевролитовых и глинистых известняков. Средняя пачка представлена зеленоватыми и темно-серыми алевролитовыми глинами и желтовато-серыми глинами, присутствуют линзы песков. Верхняя пачка сложена темно-серыми и желтоватыми алевролитовыми и песчаными глинами, с овальными конкрециями известняков и сидеритов.

Якутская ($J_{2a}-J_{2bt}$), нижневиллюйская ($J_{2bt}-J_{2c}$), марыкчанская (J_{3o}) и бергеинская ($J_{3k}-K_{1b}$) свиты представлены переслаиванием светло-серых аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями и линзами угля.

1.2.4. Мел

Позднеюрская тектоническая активизация и структурная перестройка Вилюйской гемисинеклизы продолжались в раннемеловую эпоху. В связи с этим произошла резкая смена условий осадконакопления. Изменение относительного уровня моря привело к осушению территории, и в раннемеловую эпоху район исследования представлял собой бассейн континентальной угленосной седиментации. В позднемеловой – кайнозойский этап осадконакопление практически прекратилось, происходили эрозионные процессы.

Меловой комплекс Вилюйской гемисинеклизы согласно перекрывает образования юры. В разрезе рассматриваемых отложений в центральной части территории исследования выделены батылыхская (74-1000 м), эксеняхская (40-1097 м), хатырыкская (24-1220 м) свиты нижнего мела, аграфеновская (191-667 м) и чиримыйская (200-500 м) свиты верхнего мела [Граусман, 1994].

Батылыхская ($K_{1b}-K_{1br}$) и эксеняхская ($K_{1ap}-K_{1ab}$) свиты сложены светлыми зеленоватыми песчаниками, аргиллитами, алевролитами и пластами угля. Хатырыкская свита (K_{1ab}) представлена светло-серыми белесыми песчаниками, с прослоями песков, аргиллитов, алевролитов и угля.

Аграфеновская свита ($K_{1ab}-K_{2s}$) сложена светло-серыми и зеленовато-серыми песчаниками, зеленовато-серыми песками с редкими прослоями грязно-зеленых песчаных глин и серых, зеленовато-серых алевролитов. Песчаники на поверхности имеют темно-бурый окрас из-за сильного ожелезнения пород.

Чиримыйская свита ($K_{2s}-K_{2m}$) представлена песчаниками, светло-серыми и белесыми песками, содержащими пачки, прослой и линзы песчанистых светло-бурых глин, алевролитов и глинистых песчаников, галечников и конгломератов.

На северо-западе и юге Вилюйской гемисинеклизы аграфеновские и чиримыйские отложения альб-маастрихтского возраста выделяются в нижнюю и верхнюю подсвиты тимердыхской свиты (150-600 м) соответственно. Тимердыхская свита ($K_{1ab}-K_{2m}$) сложена серыми и светло-серыми песками с галькой, гравием, редкими сидеритовыми конкрециями, маломощными прослоями и линзами песчанистых глин.

1.3. Структурно-тектоническое районирование

Изучение структурно-тектонического районирования и геологического строения Вилюйской гемисинеклизы началось в первой половине XX в. В 1932 г. Н.С. Шатский в рамках региональных геологосъемочных и геофизических исследований выделил Лено-Вилюйскую впадину [Шатский, 1932; Нефтегазоносные..., 1994]. Весомый вклад в решение проблем тектонического строения и истории тектонического развития Западной Якутии внесли М.К. Вейнберг, В.В. Гребенюк, А.А. Гудков, М.И. Дорман, А.В. Мигурский, К.И. Микуленко, К.Б. Мокшанцев, В.С. Старосельцев, Г.С. Фрадкин, К.Р. Чепиков, Г.И. Штех и др. [Гудков, 1968; Дорман, 1968; Вейнберг и др., 1969; Мокшанцев и др., 1968, 1969; Чепиков и др., 1970; Фрадкин и др., 1984, 2014; Мегакомплексы..., 1987; Микуленко, 1983, 1989; Прогноз..., 2020 Ф; Геологическая оценка..., 2021Ф]. Разработкой тектонических схем и карт мезозойских депрессий востока Сибирской платформы занимались специалисты ВНИГРИ, ИПНГ СО РАН,

ПГО «Аэрогеология», ПГО «Ленанефтегазгеология», СНИИГГиМС, АО «Якутскгеофизика» и др.

Вопрос о границах Вилюйской гемисинеклизы является одним из наиболее дискуссионных, так как Лено-Вилюйский бассейн на Сибирской платформе не имеет четкого структурного выражения. В настоящей работе принято [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015], что Вилюйская гемисинеклиза в тектоническом отношении на севере граничит с Анабарской антеклизой, на северо-западе – с Сюгджерской седловиной, на западе – с Непско-Ботубинской антеклизой, на юго-западе – с Предпатомским региональным прогибом, на юге – с Алданской антеклизой, на востоке сливается с Предверхоянским краевым прогибом (Рисунок 4).

Т.Н. Спижарский [1958] использовал для оконтуривания Вилюйской гемисинеклизы естественные тектонические границы – разломы и флексуры. Однако крупные разрывные нарушения и связанные с ними флексуорообразные перегибы слоев практически не находят отражения в верхних частях чехла, они определяют структуру древнего Палеовилюйского авлакогена [Мокшанцев и др., 1969].

Внешние границы Лено-Вилюйского бассейна проводятся рядом исследователей по контуру распространения среднеюрских отложений, что пространственно соответствует положению границ по Н.С. Шатскому [Шатский, 1932; Забалуев, 1959; Мокшанцев и др., 1968, 1969; Геология..., 1981; Микуленко, 1983; Нефтегазоносные..., 1994; Тектоническая..., 2001; Обзорная структурно-тектоническая..., 2015]. Некоторые исследователи западную часть (Ыгыаттинская впадина, Сунтарский свод, Кемпендяйская впадина, Арбайско-Синский мегавал, Сарсанский прогиб) в контур гемисинеклизы не включают [Дорман, 1968; Вейнберг и др., 1969; Тектоническая..., 2018].

Долгое время отсутствовал единый взгляд на трактовку границы между Вилюйской гемисинеклизой и Предверхоянским краевым прогибом, поскольку центральная часть прогиба и гемисинеклиза сливаются, образуя единую структуру. Если с морфоструктурных и формационных позиций Вилюйская

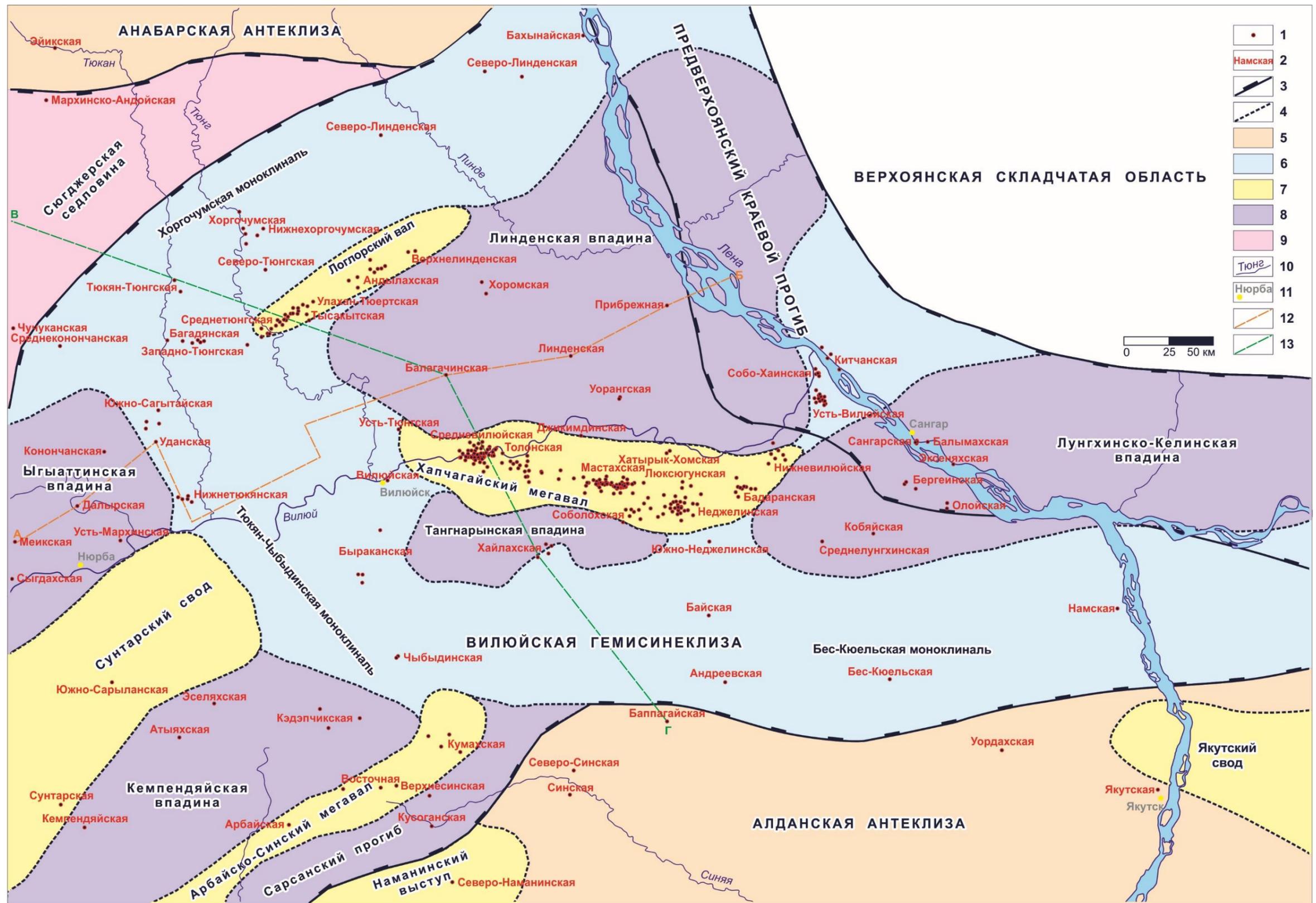


Рисунок 4 – Карта структурно-тектонического районирования Вилуйской гемисинеклизы [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – местоположение скважины глубокого бурения; 2 – название площади бурения; границы: 3 – надпорядковых структур, 4 – структур I-II порядка; надпорядковые структуры: 5 – положительные, 6 – отрицательные; структуры I-II порядка: 7 – положительные, 8 – отрицательные; 9 – промежуточные структуры; 10 – гидросеть; 11 – населенный пункт; линии профилей: 12 – I-I, 13 – II-II.

гемисинеклиза не имеет четкой границы с Предверхоянским прогибом, то различная генетическая природа этих структур не вызывает сомнения [Пушаровский, 1960; Тектоника Якутии, 1975; Гайдук, 1988]. Виллюйская гемисинеклиза является крупнейшей платформенной структурой, сформировавшейся над девон-каменноугольной рифтовой системой. Предверхоянский краевой прогиб представляет собой структуру зоны сочленения Сибирской платформы и Верхоянской складчатой области.

Некоторыми исследователями [Пушаровский, 1960; Штех, 1965] граница между Виллюйской гемисинеклизой и Предверхоянским краевым прогибом проводилась вдоль восточных контуров Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин или к платформенному крылу прогиба относили всю территорию соответствующих структур. Коллектив геологов ВНИГРИ [Забалуев, 1959; Геология и нефтегазоносность..., 1980] практически полностью включал Виллюйскую гемисинеклизу в состав Предверхоянского краевого прогиба.

Позднее научными коллективами сибирских геологов [Геология..., 1981; Микуленко, 1983; История..., 1986] эта граница была принята с учетом типов и характера ориентировок структур меньшего масштаба. Платформенные структуры являются изометричными малоамплитудными, структуры краевого прогиба отличаются большими величинами амплитуд, удлинённостью, и они чаще осложнены разрывными нарушениями.

В настоящее время Виллюйская гемисинеклиза рассматривается как крупная и самая глубокая (наряду с Присаяно-Енисейской синеклизой) депрессия Сибирской платформы, бассейн древних пассивных окраин. Фундамент гемисинеклизы сложен образованиями раннего архея. В осадочном чехле целесообразно различать отложения комплекса основания (венд – нижний карбон) и синхронные развитию бассейна породы (средний карбон – неоген) [Вахрамеев, Пушаровский, 1952; Будников и др., 1987; Граусман, 1994; Нефтегазоносные..., 1994]. В результате девонского континентального рифтогенеза произошло заложение Виллюйской системы грабенов, над которыми впоследствии развивался обширный осадочный бассейн [Гайдук, 1988].

Существование Виллойской среднепалеозойской рифтовой системы установлено лишь в Ыгыаттинско-Сунтарско-Кемпендяйской зоне, где в девоне широко развиты отложения солей. Вопрос о продолжении рифтовой системы далее на северо-восток под мезозойский чехол Виллойской гемисинеклизы является дискуссионным [Прогноз..., 2020 Ф].

В наиболее прогнутых частях Виллойской гемисинеклизы – зоне сопряжения с Предверхоянским краевым прогибом, общая мощность осадочного чехла достигает 14 км, на склонах сокращается до 3 км. В современном структурном плане в составе гемисинеклизы выделяются пологая внешняя, флексуорообразная переходная и погруженная внутренняя зоны [Микуленко, 1983]. Общая площадь гемисинеклизы около 310 тыс. км². Площади внешней, переходной и внутренней зон составляют 120, 115 и 75 тыс. км² соответственно.

Виллойскую гемисинеклизу осложняют положительные и отрицательные структуры I и II-го порядка. Выделены незамкнутые структуры – мысы, заливы и др. Сейсморазведочными работами выявлено более 100 локальных поднятий с амплитудами до 100 м, большинство из которых сосредоточены в рамках внутренней зоны.

1.3.1. Внешняя и переходная зоны

Для внешней зоны (Ыгыаттинская впадина, Сунтарский свод, Кемпендяйская впадина, Арбайско-Синский мегавал, Сарсанский прогиб) характерно отсутствие или значительное сокращение пермских, триасовых и меловых отложений. Уменьшается также мощность юрских образований, которые залегают резко несогласно на породах палеозойского возраста (Рисунок 5).

Ыгыаттинская впадина является структурой I-го порядка северо-восточного простирания, которая отделяет Сунтарский свод от северного склона Виллойской гемисинеклизы. На северо-западе впадина сочленяется с Непско-Ботуобинской антеклизой, а на юге – с Предпатомским региональным прогибом. Наиболее погруженная часть структуры примыкает к Сунтарскому своду. Мощ-

ность осадочного чехла изменяется от 3 до 6 км, при этом толщина осадков палеозоя достигает 4 км. Мезозойский комплекс представлен маломощными отложениями юры. Бортовые части структуры осложнены глубинными разломами. Ыгыаттинская впадина сформировалась к концу среднего палеозоя.

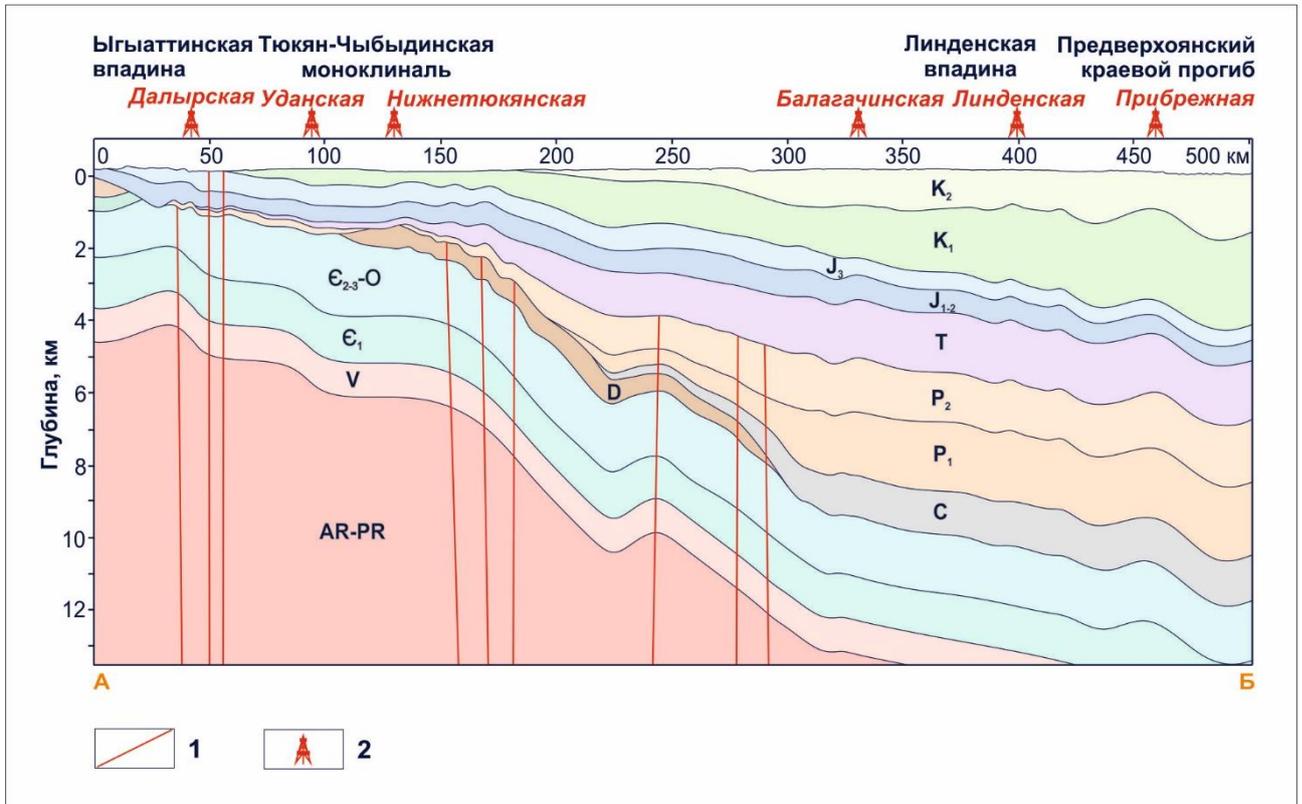


Рисунок 5 – Глубинный сейсмогеологический разрез по линии профиля I-I (см. рисунок 4)
[Прогноз..., 2020 Ф]

Условные обозначения: 1 – разломы; 2 – площадь бурения.

Сунтарский свод является структурой I-го порядка северо-восточного простирания, который на северо-западе граничит с Ыгыаттинской впадиной, на юго-западе – с Предпатомским региональным прогибом, а на востоке примыкает к Кемпендяйской впадине. Структура погружена в северо-восточном направлении. Глубина залегания фундамента изменяется от 300 м до 7 км. Осложненные разломами склоны поднятия сложены ниже- и среднепалеозойскими отложениями, которые облекают выступ кристаллического основания. На вершине свода юрские образования залегают на породах фундамента. Мезозойский комплекс представлен толщами юры и мела. Сунтарский свод сформировался к концу среднего палеозоя.

Кемпендяйская впадина является структурой I-го порядка северо-восточного простирания, которая с северо-запада ограничена Сунтарским сводом, с юга – Предпатомским региональным прогибом, а с востока – Арбайско-Синским мегавалом. Мощность осадочного чехла составляет около 11 км, при этом толщина палеозойских пород – 9 км. Мезозойский комплекс представлен осадками юры и мела. Структура сочленяется с прилегающими Сунтарским сводом и Арбайско-Синским мегавалом по системе разломов, развитых в кристаллическом фундаменте и нижних горизонтах осадочного чехла. Кемпендяйская впадина сформировалась к концу среднего палеозоя.

Арбайско-Синский мегавал является структурой I-го порядка северо-восточного простирания, который с северо-запада ограничен Кемпендяйской впадиной, с юга – Предпатомским региональным прогибом, а с востока – Сарсанским прогибом. Толщина осадочного чехла составляет 6 км, при этом мощность палеозойских пород достигает 5 км. Мезозойский комплекс представлен осадками юры и мела. Отложения осложнены дизъюнктивными нарушениями. Арбайско-Синский мегавал сформировался к концу среднего палеозоя.

Сарсанский прогиб является структурой II-го порядка северо-восточного простирания, который на северо-западе граничит с Арбайско-Синским мегавалом, на юге – с Предпатомским региональным прогибом, а на востоке – с Алданской антеклизой. Структура отделяет Наманинский выступ Алданской антеклизы от Арбайско-Синского мегавала. Кровля фундамента расположена на глубине до 8 км. Отложения осадочного чехла интенсивно разбиты дизъюнктивными нарушениями. Мощность палеозойских пород достигает 7 км. Мезозойский комплекс представлен осадками юры. Сарсанский прогиб сформировался к концу среднего палеозоя.

Переходная зона (Хоргочумская, Тюкян-Чыбыдинская и Бес-Кюельская моноклинали) характеризуется крутым флексуорообразным строением – отмечается нарастание мощности в сторону общего погружения не только мезозойских и пермских отложений, но и более древних палеозойских (см. рисунок 5). Для

переходной зоны характерны структурные элементы незамкнутых форм и региональное выклинивание пермских и мезозойских отложений [Прогноз..., 2020 Ф].

1.3.2. Внутренняя зона

Для внутренней зоны (Логлорский вал, Линденская впадина, Хапчагайский мегавал, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины) характерны значительные мощности осадочного чехла при относительно существенном вкладе верхнепалеозойских и мезозойских образований. Роль ниже- и среднепалеозойских отложений значительно снижена. Мощность верхнепалеозойских и мезозойских пород постепенно увеличивается в северо-восточном направлении (Рисунок 6).

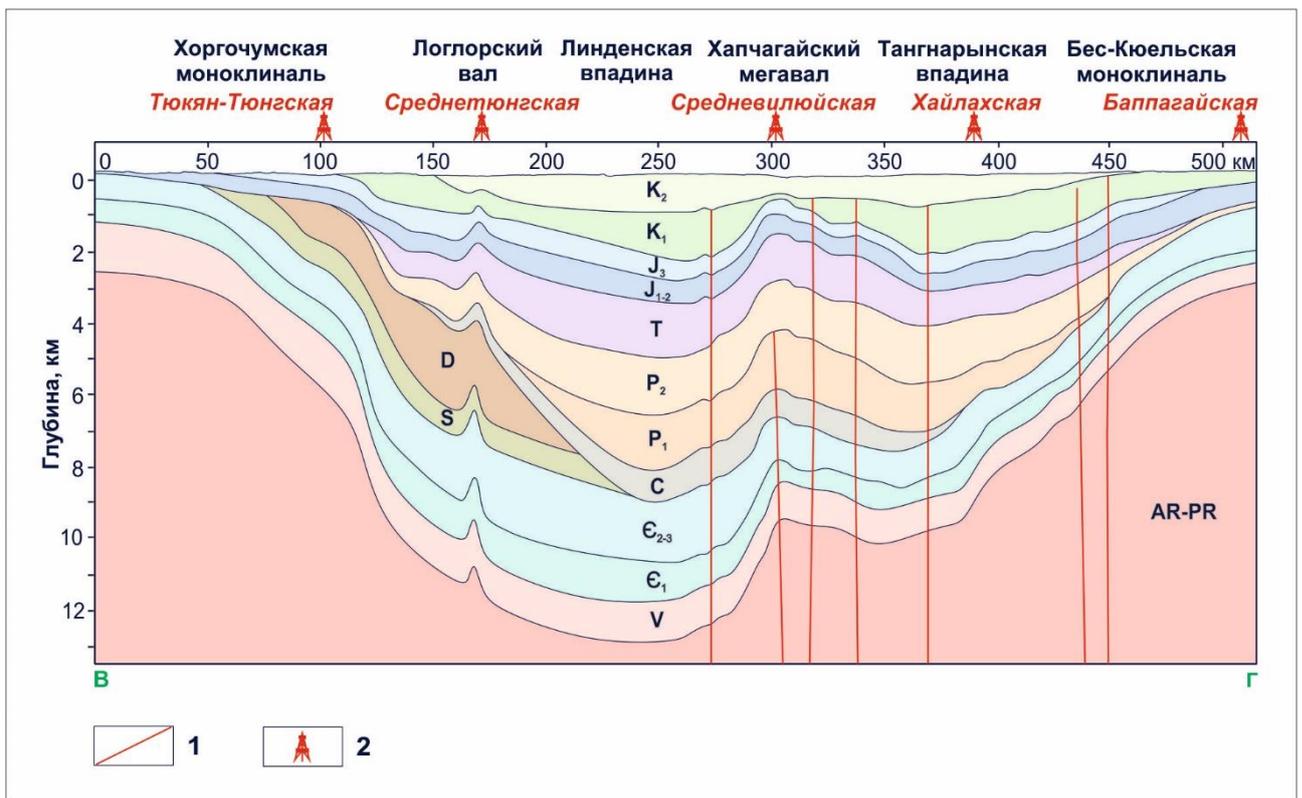


Рисунок 6 – Глубинный сейсмогеологический разрез по линии профиля П-П (см. рисунок 4) [Губин, 2020]

Условные обозначения: см. на рисунке 5.

Логлорский вал является структурой II-го порядка северо-восточного простирания, который расположен на северо-западном склоне гемисинеклизы и се-

веро-восточной частью примыкает к Линденской впадине. Южное более крутое крыло разбито дизъюнктивными нарушениями. Толщина осадочного чехла составляет 11 км и более. Мощность мезозойских отложений достигает 4 км на северо-востоке. Основным этап формирования Логлорского вала приходится на меловой период.

Линденская впадина является структурой I-го порядка трапециевидной формы, которая на западе соединяется с Логлорским валом, южной частью примыкает к Хапчагайскому мегавалу, в восточном направлении открывается в сторону Предверхоянского краевого прогиба. Мощность осадочного чехла составляет в среднем 9 км. Область максимального накопления осадков находится в восточной части и совпадает с осевой зоной Предверхоянского краевого прогиба. Толщина мезозойских пород достигает 6 км. Бортовые части структуры осложнены разломами. Линденская впадина на протяжении всего палеозоя и мезозоя развивалась как отрицательная структура, а основным этапом ее формирования принято считать меловой период.

Хапчагайский мегавал является структурой I-го порядка субширотного простирания, который на севере граничит с Линденской впадиной, с юга – с Тангнарынской впадиной, а на востоке примыкает к Лунгхинско-Келинской впадине. В центральной части мегавала выделяются два разобщенных свода: западный и восточный. К более крупному западному своду относятся Средневиллюйская, Толонская, Мастахская и Соболах-Неджелинская брахиантиклинали, к восточному – Бадаранская и Нижневиллюйская. Наиболее погруженная часть структуры примыкает к Линденской впадине. Мощность осадочного чехла достигает 10 км. Толщина мезозойских пород составляет 3 км. Северный и южный склоны поднятия осложнены дизъюнктивными нарушениями. Основным этапом формирования Хапчагайского мегавала как крупной положительной структуры приходится на конец раннего мела.

Тангнарынская впадина является структурой II-го порядка субширотного простирания, которая северной частью примыкает к Хапчагайскому мегавалу. Южное крыло наиболее погружено. Глубина залегания кровли фундамента со-

ставляет около 11 км. Подошва мезозойских отложений залегает на глубине почти 4 км. Основной этап формирования Тангнарынской впадины связан с раннемеловой эпохой.

Лунгхинско-Келинская впадина является структурой I-го порядка субширотного простирания, которая наиболее крутым северным крылом прилегает к Хапчагайскому мегавалу, в восточном направлении открывается в сторону Предверхоаянского краевого прогиба. Мощность осадков возрастает к центральной части структуры. Суммарная мощность осадочных отложений составляет около 13 км, из которых 7 км приходится на породы мезозоя. Основной этап формирования Лунгхинско-Келинской впадины связан с раннемеловой эпохой.

1.4. Нефтегазоносность

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы изучаемая территория относится к Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции, выделенной А.А. Трофимуком и другими исследователями в 1969 г. [Лено-Виллюйская..., 1969]. В тектоническом отношении провинция занимает большую часть Виллюйской гемисинеклизы и Предверхоаянский краевой прогиб, где залежи конденсатного газа и газа сосредоточены в пермских и мезозойских терригенных отложениях (Рисунок 7).

Территория Ыгыаттинской впадины, Сунтарского свода, Кемпендяйской впадины, Арбайско-Синского мегавала и Сарсанского прогиба относится к Западно-Виллюйской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции [Фрадкин и др., 1968; Конторович и др., 1975, 2017].

На территории Лено-Виллюйской провинции открыты газоконденсатные и газовые месторождения. Согласно классификации месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов [Классификация..., 2016] Средневиллюйское, Толонское, Мастахское, Соболох-Неджелинское и Среднетюнгское относятся к крупным, Бадаранское и Андылахское – к средним, Нижневиллюйское и Нижнетюкянское – к мелким, Усть-Виллюйское – к очень мелким.

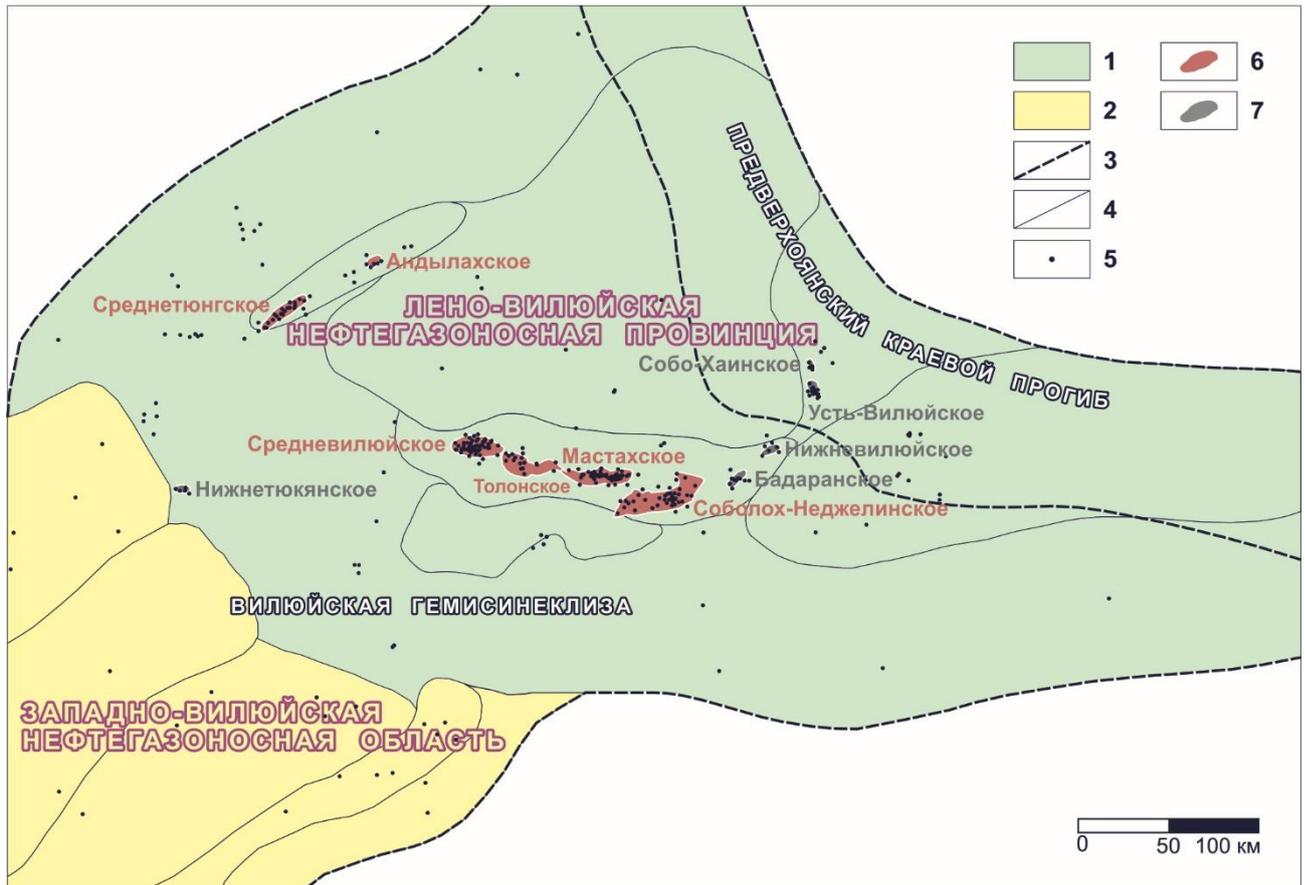


Рисунок 7 – Нефтегазогеологическое районирование Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоханского краевого прогиба [по Лено-Вилюйская..., 1969; Конторович и др., 2017]

Условные обозначения: 1 – Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция; 2 – Западно-Вилюйская нефтегазоносная область Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 3 – границы надпорядковых структур, 4 – контуры структур I-II порядка [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015]; 5 – местоположение скважины глубокого бурения; месторождения: 6 – конденсатного газа, 7 – газа.

По состоянию на 01.01.2020 извлекаемые запасы газа в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции составляют 681,9 млрд м³, конденсата – 33,6 млн т. Накопленная добыча составила 59,5 млрд м³ и 2,8 млн т соответственно [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых].

В настоящей работе под нефтегазоносным комплексом автор понимает ассоциацию близких по строению пластов и продуктивных горизонтов (группы пластов), которые имеют региональное распространение и перекрыты региональной покрывкой [Методическое..., 2000].

1.4.1. Залежи углеводородов

Начиная с 50-60-х гг. прошлого столетия, по мере накопления новых фактических данных и открытия месторождений, изучались основные закономерности размещения залежей УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Геология..., 1981; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017].

В научных трудах многих исследователей с разной степенью детальности отражены вопросы минералогического состава, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек, разработаны их классификации по ряду признаков [Киселев и др., 1968; Матвеев, Шабалин, 1968; Геология..., 1981; Гурова и др., 1982; Ивенсен и др., 1983; Граусман, 1984; Сластенов, 1994 а; Алексеев, 2012; Томилова, Юрова, 2011, 2012]. Характер распространения и экранирующие свойства региональных флюидоупоров для залежей газа и конденсатного газа в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилюйской гемисинеклизы изучали Н.Н. Алексеев, Р.В. Королева, Ю.Л. Сластенов [Сластенов и др., 1975], В.Е. Бакин [1979], Г.В. Ивенсен [1984], В.Д. Матвеев [Направления..., 1991 Ф] и др.

Широко освещались проблемы геохимической характеристики нефтей, газов и конденсатов Якутии [Казаринов и др., 1967; Косолапов и др., 1968; Писахович, Габелия, 1969; Шабалин, Матвеев, 1969; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геология..., 1981; Изосимова и др., 1984 б; Полякова, Степаненко, 1991; Каширцев и др., 2009].

Над оценкой перспектив нефтегазоносности территории Лено-Вилюйской провинции работали Г.Д. Бабаян, В.Е. Бакин, В.Г. Васильев, В.С. Вышемирский, В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гурари, В.В. Забалуев, В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, К.И. Микуленко, К.Б. Мокшанцев, А.И. Олли, А.Ф. Сафронов, В.В. Семенович, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, Н.В. Черский и др. [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Геоло-

гия..., 1981; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994]. Научное руководство работами осуществляли А.А. Трофимук, Н.В. Черский, А.Э. Конторович, В.Е. Бакин.

Залежи, расположенные на глубинах от 1 до 4 км, пластовые сводовые и пластовые сводовые с литологическим экранированием, реже выделены пластовые сводовые с дизъюнктивным экранированием. Песчаные пласты, индексируемые сверху вниз по разрезу, и отдельные пласты-линзы флюидоупоров содержат залежи конденсатного газа и газа [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геология..., 1981; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017]. В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы выделены следующие основные нефтегазоносные комплексы (Рисунок 8):

- *верхнепермский* (тарагайский коллектор и неджелинский флюидоупор);
- *нижнетриасовый* (таганджинский коллектор и мономский флюидоупор);
- *нижнеюрский* (кызылсырский коллектор и сунтарский флюидоупор).

Тарагайский коллектор (сложен образованиями тарагайской толщи верхнепермского возраста) распространен практически на всей территории Вилуйской гемисинеклизы, однако не повсеместно имеет высокие фильтрационно-емкостные свойства. Для песчаников вскрытой части разреза характерна плотность 2,5-2,6 г/см³. Открытая пористость песчаных пород изменяется от 3 до 18 %, газопроницаемость не превышает $3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Среди плотных песчаных отложений присутствуют слабо уплотненные пласты с открытой пористостью до 23 % и газопроницаемостью $30 \cdot 10^{-3}$ мкм². Ниже по разрезу верхнепермских отложений происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород и наличие интервалов с аномально высокими пластовыми давлениями.

На территории Хапчагайского мегавала наиболее изученными являются газоносные пласты P₂-I и P₂-II мощностью до 35 м. На территории Логлорского вала выделяются газоносные пласты P₂-А-Д. В породах тарагайского коллектора Вилуйской гемисинеклизы залежи выявлены на Средневилуйском, Толонском,

Мастахском и Соболах-Неджелином месторождениях Хапчагайского мегавала, Среднетюнгском месторождении Логлорского вала.

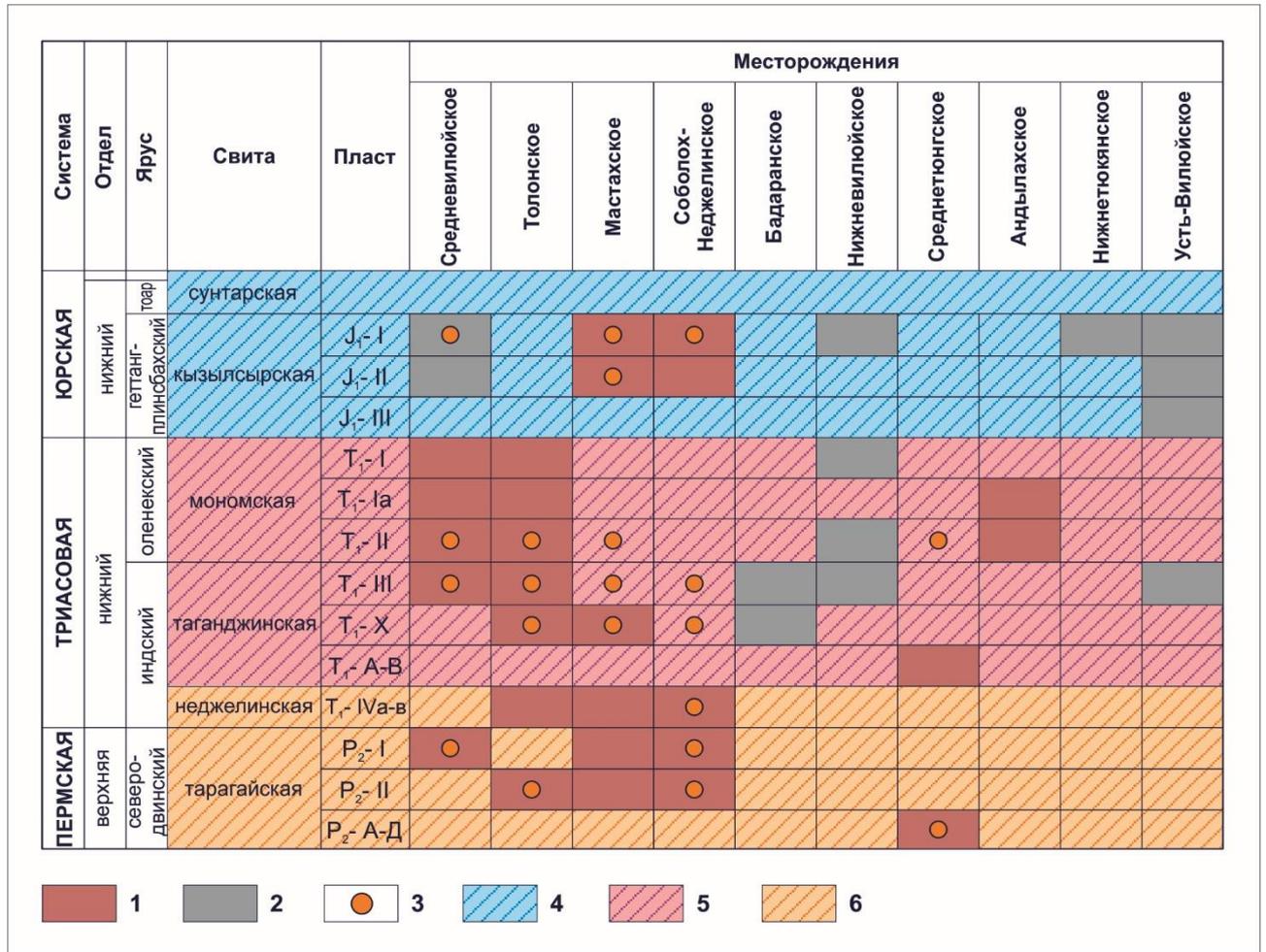


Рисунок 8 – Размещение залежей УВ в разрезе нижней юры, нижнего триаса и верхней перми Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых и ПГО «Ленанефтегазгеология»]

Условные обозначения: 1 – газоконденсатные, 2 – газовые залежи [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых]; 3 – нефтепроявления [по данным ПГО «Ленанефтегазгеология»]; 4 – нижнеюрский, 5 – нижнетриасовый, 6 – верхнепермский нефтегазоносные комплексы.

Флюидоупором тарагайского коллектора являются глинистые породы неджелинской свиты нижнетриасового возраста. Среди них присутствуют газоносные песчаные пласты-линзы мощностью до 15 м. На Толонском и Мастахском месторождениях выявлены залежи в пластах T₁-IVб и T₁-IVв, на Соболах-Неджелином – в пластах T₁-IVа и T₁-IVб. В восточной части территории исследования установлена максимальная песчаность неджелинской свиты.

Таганджинский коллектор (сложен образованиями таганджинской свиты нижнетриасового возраста) занимает центральную часть Вилюйской гемисинеклизы и характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость песчаных отложений изменяется от 2 до 24 %, газопроницаемость не превышает $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значительное ухудшение коллекторских свойств песчаников свиты выявлено на границе Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоаянского краевого прогиба.

На территории Хапчагайского мегавала установлены газоносные пласты Т₁-III и Т₁-X. На территории Логлорского вала наилучшие породы-коллекторы связаны с пластами Т₁-А-В. Мощность отдельного песчаного пласта достигает 80 м. В породах таганджинского коллектора Вилюйской гемисинеклизы залежи выявлены на Средневилюйском, Толонском, Мастахском, Бадаранском и Нижневилюйском месторождениях Хапчагайского мегавала и на Среднетюнгомском месторождении Логлорского вала.

Флюидоупором таганджинского коллектора является глинистая мономская свита нижнетриасового возраста, в которой установлены газоносные песчаные пласты-линзы мощностью 20-30 м. На Средневилюйском, Толонском, Нижневилюйском и Андылахском месторождениях выявлены залежи в пластах Т₁-I, Т₁-Ia и Т₁-II. Наиболее высокие экранирующие свойства флюидоупора характерны для северо-западного склона территории исследования. В восточной части Вилюйской гемисинеклизы фиксируется максимальная песчанистость мономской свиты.

Кызылсырский коллектор (сложен образованиями кызылсырской свиты нижнеюрского возраста) занимает центральную часть Вилюйской гемисинеклизы и почти на всей площади распространения обладает высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость песчаников свиты изменяется от 5 до 30 %, газопроницаемость не превышает $3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наилучшие породы-коллекторы распространены на территории Хапчагайского мегавала. По направлению к Линденской и Лунгхинско-Келинской впадинам качество коллекторов ухудшается.

Газоносные отложения представлены пластами J_1-I , J_1-II и J_1-III , при этом мощность пласта J_1-I достигает 50 м. В породах кызылсырского коллектора Вилюйской гемисинеклизы залежи выявлены на Средневилюйском, Мастахском, Соболох-Неджелинском, Нижневилюйском месторождениях Хапчагайского мегавала, а также на Нижнетюкянском месторождении.

Флюидоупором кызылсырского коллектора являются глинистые породы сунтарской свиты ниже-среднеюрского возраста. В отдельных районах величина песчаности свиты достигает 10-15 % за счет наличия в пластах глин линз песчаников и алевролитов. Выше по разрезу среднеюрских отложений в центральной и восточной частях Вилюйской гемисинеклизы повсеместно установлены многолетнемерзлые породы мощностью 500-650 м. Толща выполняет функции мерзлотного изолирующего экрана и обуславливает распространение аномально низких пластовых давлений в мезозойском разрезе выше регионального сунтарского флюидоупора.

На территории Вилюйской гемисинеклизы коллекторы с монтмориллоновым цементом присутствуют до глубины 3 км, с преобладанием смешанно-слоистых минералов – до 3,5 км, а в наиболее погруженных вмещающих породах цемент хлорит-гидрослюдистый. Как известно, для миграции и аккумуляции газа состав глинистых минералов цемента не имеет столь большого значения, как для нефтяных УВ. Присутствие разбухающих глинистых минералов в цементе нефтесодержащих коллекторов резко снижает их проницаемость [Ивенсен, 1984].

Согласно модели уплотнения по А.А. Граусману [1984] градиенты изменения открытой пористости для пород терригенных коллекторов палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы на каждые 1000 м уменьшаются на 8 % до 3,5 км (гранулярные типы коллекторов) и на 4 % до 4,5 км (сочетание гранулярных и трещинно-поровых типов коллекторов). На глубинах свыше 4,5 км градиенты изменения открытой пористости не превышают 2 %, и преимущественным развитием пользуются порово-трещинные и трещинные типы коллекторов [Алексеев, 2012].

Минерализация пластов воды возрастает с глубиной залегания отложений. Средние значения для верхнепермских пород составляют 84, нижнетриасовых – 50, средне- и верхнетриасовых – 38, нижнеюрских – 30, средне- и верхнеюрских – 4, меловых – 5 г/л. Вниз по разрезу увеличивается количество щелочных (Na+K), щелочно-земельных (Ca, Mg) элементов и хлора. Это показывает, что все резервуары до нижней юры включительно можно рассматривать как изолированные от современных инфильтрационных вод.

Наличие литологических «окон» внутри флюидоупоров триаса и дизъюнктивных нарушений способствовало вертикальной миграции углеводородных газов и формированию многопластовых месторождений. В процессе миграции в залежах перми и триаса аккумулировался не только метан, но и газы C₂-C₄, а также конденсатные жидкости. Юрских коллекторов достигали метановые УВ.

Газообразные УВ залежей имеют метановый состав (до 96-99 %). За метаном в порядке убывания содержания следуют этан, пропан и бутан. Общее содержание этана и тяжелых УВ варьирует от сотых долей до 14 %, закономерно увеличиваясь с глубиной. В малых количествах присутствуют азот (0,5-3,0 %) и углекислый газ (0,1-1,0 %). Удельный вес газа в зависимости от глубины залегания залежей изменяется от 0,58 до 0,65 кг/м³.

В конденсатах залежей присутствуют метановые, нефтяные и ароматические УВ. Для пермских и триасовых отложений свойственно высокое содержание нефтяных УВ. Удельный вес конденсатов изменяется от 0,732 до 0,845 г/см³, достигая максимальных значений в нижнеюрских породах. Содержание стабильного конденсата возрастает с увеличением глубины: в пермских и триасовых залежах – 50-70, в юрских – 10-15 г/м³.

Нефтепроявления в виде незначительных по толщине нефтяных оторочек или их сохранившихся частей выявлены в некоторых газоконденсатных и газовых залежах верхней перми, триаса, юры [Сафронов и др., 2014]. Нефти являются парафинистыми, малосернистыми, малосмолистыми и смолистыми, почти не имеют в своем составе асфальтенов и азота, характеризуются средней и высокой вязкостью (0,825-0,966 г/см³).

Согласно одной из гипотез [Изосимова и др., 1984 б; Каширцев и др., 2009], в нижнеюрских отложениях (до 1800 м) жидкие УВ претерпели влияние процессов бактериального окисления – нефти имеют высокую плотность, не содержат нормальных алканов и обогащены ароматическими УВ.

1.4.2. Нефтегазопроизводящие толщи

На первых этапах изучения района считалось, что в пермско-мезозойском комплексе существуют несколько нефтегазовых систем, в которых генерация и аккумуляция УВ протекают автономно. Однако уже первые систематические исследования по геохимии нефтей и углеводородных газов показали, что предположение являлось неверным. А.Э. Конторовичем, В.В. Казариновым, Р.Е. Мачинской и др. было установлено и впоследствии общепризнано [Казаринов и др., 1967; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Конторович, Стасова, 1978; Геология..., 1981; Конторович и др., 1988; Бодунов и др., 1990; Полякова и др., 1991], что основным генератором УВ в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Вилюйской гемисинеклизы являются угленосные отложения перми, обогащенные террагенным ОВ.

Высокая биопродуктивность континентальных пермских ландшафтов обусловила накопление в породах этого возраста большого количества ОВ по сравнению с мезозойскими образованиями. Для пермских отложений характерны высокие концентрации террагенного (гумусового) ОВ [Изосимова и др., 1984 а]. Пермская флора, согласно палинологическим исследованиям [Андрианова, Петрова, 1972; Михайлова и др., 2011], была представлена голосеменными растениями и травянистыми сосудистыми папоротниками.

Толща перми сложена чередованием песчаных, песчано-алевролитовых и алевролитоглинистых пачек, в которых присутствуют прослои углистых алевролитов и углей [Граусман, Мейен, 1987]. Все разновидности пород содержат террагенное ОВ, представленное витринитовыми и фюзинитовыми микрокомпонентами. В глинистых породах и карбонатно-глинистом цементе песчано-

алевролитовых отложений присутствует также тонкодисперсный сорбмикстинит сапропелево-гумусового состава [Полякова и др., 1991]. Угли принадлежат классу гелитолитов [Нефтегазоносные..., 1994]. Е.И. Бодунов, И.Н. Зуева, В.А. Каширцев и др. [Бодунов и др., 1990] отмечали, что альгинит как в рассеянном, так и в концентрированном ОВ отсутствует, либо содержится в долях процентов.

На высшую наземную растительность как на главный источник ОВ в пермских отложениях указывал и изотопный состав углерода [Конторович и др., 2020]. Изотопный состав углерода углей и керогена пермской и каменноугольной систем Вилюйской гемисинеклизы варьирует от $-26,9$ до $-21,8$ ‰, чаще всего встречаются значения в интервале от $-25,0$ до $-23,0$ ‰.

Коллективом авторов под руководством А.Э. Конторовича [Казаринов и др., 1967] также была выдвинута гипотеза о том, что УВ залежей в лейасовых продуктивных горизонтах Хапчагайского поднятия имеют двойственную природу – углеводородные газы поступали из пермских отложений, а нефть из верхнелейасовых. Однако для обоснования гипотезы требовались дальнейшие детальные исследования геохимии рассеянного ОВ, нефтей, конденсатов и газов мезозойских и верхнепалеозойских образований.

Самым древним стратиграфическим уровнем, с которым связана генерация нефти и углеводородных газов на территории Вилюйской гемисинеклизы, является черносланцевые иниканская и куонамская свиты нижнего и среднего кембрия и их стратиграфические и фациальные аналоги, уникально обогащенные аквагенным ОВ планктоно- и бентосогенной природы с высоким начальным нефтегазогенерационным потенциалом. Отложения накапливались на шельфе и континентальном склоне открытого преокеанического морского бассейна. Характерной особенностью битумоидов в куонамских породах является высокое содержание ванадиловых порфиринов [Евтушенко, Конторович, 1972; Геология..., 1981; Конторович и др., 1981; Бахтуров и др., 1988; Парфенова и др., 2010].

В центральной части Вилуйской гемисинеклизы, где куонамские отложения погружены на значительную глубину, ОВ претерпело существенные превращения, что свидетельствует о том, что нижне- среднекембрийские толщи прошли не только главную зону нефтеобразования, но и газообразования. Наиболее благоприятные термодинамические условия для развития процессов нефтегазообразования претерпело ОВ куонамской формации на северном и южном склонах территории, зрелость которого отвечает начальной стадии мезокатагенеза. Однако, согласно анализу геолого-геохимических материалов, предположение о миграции УВ из кембрийского комплекса Вилуйской гемисинеклизы в пермско-мезозойский не получило подтверждения. Поэтому далее в этой работе кембрийская нефтегазовая система не рассматривается.

Впоследствии И.Н. Зуевой, А.Н. Изосимовой, В.А. Каширцевым, А.Ф. Сафроновым, О.Н. Чалой и др. [Изосимова и др., 1984 б; Каширцев и др., 2009] было установлено, что состав нефтяных оторочек верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы свидетельствует об их едином источнике и генетической связи именно с ОВ высшей наземной растительности (изотопный состав углерода, распределение нормальных алканов, алифатических изопреноидов, полициклических ароматических УВ, низкое содержание серы, отсутствие ванадиловых порфиринов и др.). Состав нижнеюрских нефтей обусловлен влиянием факторов биodeградации в зоне гипергенеза.

Специфическая геологическая позиция пермских отложений Лено-Вилуйского бассейна сделала их эталоном для изучения процессов нефтегазообразования в угленосных толщах [Конторович и др., 1988, 2020; Бодунов и др., 1990; Полякова, Соболева, 1991; Полякова и др., 1991; Долженко и др., 2019]. Особенность этого комплекса пород заключается в относительной однородности ОВ и изменении катагенеза ОВ как на площади, так и в разрезе от начального мезокатагенеза до глубинного апокатагенеза.

На протяжении долгого времени катагенез террагенного ОВ на высоких стадиях был изучен недостаточно. Одна из первых попыток решения проблемы была предпринята В.П. Даниловой, А.Э. Конторовичем и др. на примере углей

разных районов Сибири [Органическая..., 1974]. Изучить процессы катагенеза практически во всем диапазоне превращений удалось в разрезе скв. Средневиллюйская 27 (1984-1986 гг.) [Меленевский и др., 1989; Полякова и др., 1991; Нефтегазоносные..., 1994; Конторович и др., 2020]. Значительная глубина скважины и огромная мощность вскрытой угленосной формации позволили впервые в практике отечественных и зарубежных геохимических исследований сформировать уникальную коллекцию для изучения превращений однотипного террагенного ОВ в едином разрезе, отражающем все многообразие условий зоны катагенеза.

В конце 1980-х годов были опубликованы первые результаты исследования рассеянного ОВ верхнепалеозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы на больших глубинах, в которых изложены содержание органического углерода в породах, границы катагенетических зон, коэффициент битуминозности, характер генерации и деструкции УВ с ростом катагенеза, генетическая природа ОВ и др. [Фролов и др., 1987; Конторович и др., 1988; Бодунов и др., 1990]. Исследования были продолжены по инициативе А.Н. Фомина после повторного и более детального отбора керн в скв. Средневиллюйская 27 в 2012 г. [Фомин и др., 2016; Каширцев и др., 2017; Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020].

По данным углепетрографического анализа были определены нижние границы зон катагенеза в разрезе скв. Средневиллюйская 27 (Таблица 1). В пермских отложениях превращения ОВ отвечают главным зонам нефте- и газообразования. На больших глубинах ОВ достигло стадии апокатагенеза [Конторович и др., 1988, 2020; Бодунов и др., 1990; Полякова, Соболева, 1991; Фомин и др., 2016].

А.Э. Конторовичем, В.Н. Меленевским, И.Д. Поляковой и др. [Конторович и др., 1988; Меленевский и др., 1989; Полякова и др., 1991] было установлено, что значительная часть нефтегазогенерационного потенциала рассеянного ОВ реализуется на грациях катагенеза $МК_1^1$ - $МК_2$ (2900-4100 м), газогенерационного – в более широком интервале глубин (до 5100 м) на грациях $МК_1^1$ - $МК_3^2$. Органическое вещество угленосной толщи перми на территории Виллюйской гемисинеклизы обладает преимущественно газогенерирующими возможностями.

Таблица 1 – Нижние границы зон мезо- и апокатагенеза ОВ в разрезе скв. Средневиллюйская 27 [по Конторович и др., 1988; Полякова и др., 1991]

Градация мезокатагенеза [Конторович, Трофимук, 1976]	Глубина погружения, м	$R^{o_{vt}}$, %
МК ₁ ¹	3000	0,60
МК ₁ ²	4000	0,85
МК ₂	4500	1,15
МК ₃ ¹	4800	1,55
МК ₃ ²	5100	2,00
АК ₁	5500	2,50
АК ₂	6000	3,50

В верхней части пермских отложений значения отражательной способности витринита ($R^{o_{vt}}$) возрастают от 0,4-0,5 % в западной в части бассейна до 0,85-1,15 % на территории Линденской впадины и достигают 1,4-1,5 % в зоне Предверхоянского краевого прогиба, где наряду с региональным статическим катагенезом отложения подверглись также механохимическим воздействиям в период формирования Верхоянской складчатой области [Вышемирский, 1963; Казаринов и др., 1967; Геохимия..., 1971; Геология..., 1981]. Органическим веществом во всем разрезе Предверхоянского краевого прогиба и на территории Виллюйской гемисинеклизы на глубинах свыше 5,0-5,5 км исчерпан практически полностью не только нефте-, но и газогенерационный потенциал [Полякова, Соболева, 1991; Нефтегазоносные..., 1994; Фомин и др., 2016; Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020].

Л.И. Богородская, И.Д. Полякова, Е.И. Соболева и др. [Полякова и др., 1991] занимались вопросами изучения преобразования ОВ угленосных отложений Виллюйской гемисинеклизы на больших глубинах. Общий характер изменений состава нерастворимого ОВ в катагенезе при погружении осадков продемон-

стрирован в таблице 2, в которой приведены средние значения концентраций составляющих элементов.

Таблица 2 – Средний элементный состав нерастворимого ОВ Средневилульской площади на начало стадий катагенеза [Полякова и др., 1991]

Градация катагенеза [Конторович, Трофимук, 1976]	Глубина погружения, м	Элементный состав, %				
		С	Н	S	N	O
МК ₁ ²	3000-4000	83,0	5,0	1,4	0,5	10,1
МК ₂	4000-4500	87,0	4,6	1,4	0,5	6,5
МК ₃ ¹	4500-4800	88,5	4,2	1,1	0,5	5,7
МК ₃ ²	4800-5100	89,3	3,9	0,9	0,5	5,4
АК ₁	5100-5500	89,8	3,6	0,8	0,5	5,3
АК ₂	5500-6000	90,3	3,4	0,7	0,5	5,2
АК ₃	> 6000	90,8	3,2	0,6	0,5	5,0

Установлена резкая карбонизация ОВ, потеря кислорода и в меньшей степени водорода в интервале глубин 2900-4000 м (градации МК₁¹-МК₁²). Концентрация углерода повышается от 83 до 87 %, а кислорода и водорода снижается соответственно от 10,1 до 6,5 и от 5,0 до 4,6 %. Преобразования нерастворимой части ОВ наряду с деалкилированием связано с интенсивным удалением из ее состава кислорода в виде СО₂ и Н₂О (процессы декарбоксилирования и дегидроксилирования). На градациях МК₂-МК₃² на глубине 4000-5100 м степень карбонизации замедляется, концентрация углерода увеличивается от 87 лишь до 89,3 %, содержание кислорода снижается от 6,5 до 5,4%. Концентрации Н, N, S в процессе превращений в мезокатагенезе изменяются незначительно.

В среднем и глубинном катагенезе (АК₁-АК₂) на глубине 5100-6000 м в составе нерастворимого ОВ не происходит существенных изменений. Карбонизация замедлена, незначительно снижаются концентрации других элементов. В

апокатагенезе возможен разрыв как O-, так и S- и N-циклов, что приводит в процессе графитизации к полному элиминированию гетероэлементов из состава ОВ.

Достаточно детально изучен состав битумоидов [Конторович, 1976; Геология..., 1981; Конторович и др., 1988, 2020; Нефтегазоносные..., 1994]. При относительно невысоких грациях катагенеза ($МК_1^1$ - $МК_2$) битумоиды ОВ пермских отложений содержат 20-50 % УВ, 10-15 % которых приходится на ароматическую фракцию. Среди углеводородных компонентов 30-45 % составляют асфальтены. Содержание нормальных алканов на фракцию насыщенных УВ составляет 3-5 % с максимумом концентраций на C_{21} и C_{23} . Среди изопреноидов доминируют пристан и фитан, отношение которых варьирует от 0,9 до 1,9.

Существенные трансформации в составе битумоидов происходят после вступления породы в зону апокатагенеза. До 30-60 % увеличивается сумма УВ за счет возрастания роли насыщенных УВ (28-47 %), полностью исчезают асфальтены, относительно повышается количество смол. Ниже глубины 5500 м в составе битумоидов отсутствуют полициклические ароматические УВ.

В отложениях верхнего палеозоя содержание $C_{орг}$ в песчаниках изменяется от 0,11 до 0,45, в алевролитах – от 0,58 до 1,92, в аргиллитах – от 1,06 до 2,76 %. В наибольшей концентрации благодаря прослоям углистого материала органический углерод присутствует в углистых алевролитах – от 2,27 до 3,90 %. Для каменноугольно-нижнепермских пород значения водородного индекса (НИ) достигают 62, для верхнепермских – 266 мгУВ/г $C_{орг}$ [Конторович и др., 2020].

1.5. Геотемпературное поле

Изучение теплового потока на территории Сибири началось в 50-60-х гг. прошлого столетия. Сотрудниками сибирских научных организаций были выполнены значительные объемы измерений плотности теплового потока. Активное изучение вопроса продолжалось до конца 1980-х гг. В последующие годы резко сократился объем бурения скважин и полевых геотермических работ, возрос интерес к обобщению полученной ранее экспериментальной геотермической

информации. Данные о тепловом потоке Сибири отражены в серии монографий [Курчиков, Ставицкий, 1987; Тепловое..., 1987; Лысак, 1988; Балобаев, 1991]. В дальнейшем был построен электронный «Геотермический атлас Сибири (1995-2000)», который выполнен как продолжение на восток ранее опубликованного «Geothermal Atlas of Europe (1992)» [Дучков, Соколова, 2014].

В 2009-2012 гг. было предпринято новое обобщение геотермических материалов уже по всей азиатской части Российской Федерации, включая окраинные моря [Дучков и др., 2011; Дучков, Соколова, 2014]. Современная база геотермических данных включает значения плотности теплового потока и температуры на глубинах от 0,5 до 5,0 км, а также сведения о глубине залегания нижней границы криолитозоны.

В результате многолетних исследований Вилюйской гемисинеклизы достаточно детально изучены геотермические условия В.Т. Балобаевым, А.Д. Дучковым, К.А. Кондратьевой, П.И. Мельниковым, В.П. Семеновым и др. [Коржуев, 1965; Мельников и др., 1972; Кондратьева и др., 1989; Дучков и др., 2018; Семенов, Железняк, 2018; Новиков и др., 2019; Рожин, Аргунова, 2019]. Вопросы реконструкции тепловой истории осадочных комплексов Вилюйской гемисинеклизы изложены в работах В.В. Гребенюка, А.Д. Луговцова, О.П. Полянского, А.Ф. Сафронова и др. [Гребенюк и др., 1983; Луговцов, 1984; Сафронов, 1992; Полянский и др., 2013; Прогноз..., 2020 Ф].

Для Вилюйской гемисинеклизы характерно дифференцированно построенное геотермическое поле сложной конфигурации, что является следствием насыщенной событиями геологической истории региона, включая интенсивное развитие криогенных процессов в последние 1,5-2,0 млн лет [Новиков и др., 2019].

Проявление раннетриасового магматизма вулканогенного характера в районах Вилюйской гемисинеклизы отмечалось многими авторами [Киселев, 1970; Алексеев и др., 1982; Ивенсен, 1994]. Ряд исследователей указывают на повышенные значения плотности теплового потока на территории Вилюйской геми-

синеклизы в поздней перми и раннем триасе [Луговцов, 1984; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994].

Для Вилюйской гемисинеклизы как области интенсивного осадконакопления характерны низкие значения палеогеотермических градиентов – 1,8-2,7 °С на 100 м. Более высокие значения были зафиксированы на территории Предверхоянского краевого прогиба – 2,8-3,2 °С на 100 м [Гребенюк и др., 1983]. Величина современного геотермического градиента изменяется от 1,1 до 3,3 °С на 100 м, повышаясь в направлении от западного и южного склонов к центральным областям гемисинеклизы [Геология..., 1981; История..., 1986].

Современные температуры верхнепермских отложений по мере погружения с юго-запада на восток возрастают от 60 до 95, нижнетриасовых – от 50 до 95, среднетриасовых-нижнеюрских – от 20 до 100, средне-верхнеюрских – от 36 до 93 °С [Геология..., 1981]. Замеры пластовых температур на территории Вилюйской гемисинеклизы и прилегающих районов Предверхоянского краевого прогиба и Алданской антеклизы представлены в Таблице 3.

Распределение температуры в верхнем (до 5 км) слое земной коры определяется вариациями глубинного теплового потока, а также некоторыми поверхностными факторами, из которых на севере Сибири решающее значение имеет широкое распространение и большие мощности многолетнемерзлых пород [Тепловое..., 1987; Дучков, Соколова, 2014]. Для определения температурных значений на глубинах 3-5 км в большинстве пунктов сотрудниками ИНГГ СО РАН [Дучков и др., 2013] применялись экстраполяция термограмм, математическое моделирование на основе решения уравнения теплопроводности и корреляционные соотношения, связывающие значения плотности теплового потока и температуры на определенных глубинах.

Температурное поле Сибирской платформы изучено значительно слабее в сравнении с геотермическим режимом Западно-Сибирской плиты. Для Тунгусской синеклизы и Вилюйской гемисинеклизы характерны повышенные значения плотности теплового потока (до 50-60 мВт/м²) в сравнении с Сибирской

Таблица 3 – Значения пластовых температур на территории Вилюйской гемисинеклизы и прилегающих районов [по Дучков и др., 2013]

Площадь	Температура, °С				
	глубина, км				
	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0
Вилюйская гемисинеклиза					
Бахынайская	- 0,5	7,0	32,0	56,0	100,0
Линденская	2,4	16,0	46,0	76,0	136,0
Балагачинская	0	6,0	36,0	75,0	140,0
Вилюйская	- 0,3	7,5	33,0	60,0	120,0
Средневилюйская	1,0	17,0	42,0	67,0	120,0
Мастахская	- 0,5	14,0	40,0	66,0	120,0
Неджелинская	1,5	18,0	45,0	64,0	100,0
Бадаранская	0	10,0	30,0	49,0	90,0
Хайлахская	0	8,0	29,0	49,0	95,0
Намская	0,5	14,0	46,0	78,0	140,0
Сунтарская	1,4	6,0	14,0	24,0	46,0
Предверхоянский краевой прогиб					
Китчанская	11,0	18,0	31,0	44,0	80,0
Собо-Хаинская	14,0	30,0	46,0	62,0	90,0
Усть-Вилюйская	12,0	29,0	60,0	90,0	140,0
Олойская	7,5	19,0	42,0	72,0	130,0
Алданская антеклиза					
Уордахская	2,0	11,0	28,0	46,0	90,0
Якутская	2,5	10,0	28,0	46,0	86,0

платформой (около 40 мВт/м²), что, вероятно, является следствием тектономагматической активизации этих структур в мезозойскую эру [Дучков, Соколова, 2014].

Увеличение плотности теплового потока может быть связано с механизмом формирования соответствующих осадочных бассейнов, которые закладывались над восходящим потоком низкоплотного горячего мантийного вещества [Лунев, Лапковский, 2018]. Происходит сокращение толщины земной коры и поднятие границы Мохоровичича под осью бассейна. Таким образом, поток тепла из мантии под отрицательными структурами выше, чем под положительными, которые формируются над нисходящими потоками мантийного вещества.

Современные замеры плотности теплового потока и глубины распространения мерзлоты на территории Вилюйской гемисинеклизы и сопредельных районов представлены в Таблице 4. Плотность теплового потока определялась по измерениям температуры в скважинах в интервалах до 3000 м.

На территории Вилюйской гемисинеклизы максимальная плотность теплового потока, зафиксированная на Мастахской площади, составляет 55 мВт/м². Непрерывная неотектоническая активность Предверхоанского краевого прогиба является результатом его современной сейсмической активизации. Напряженность геотермического поля характерна для Усть-Вилюйской площади, где толщина многолетнемерзлых пород под воздействием постоянно действующего теплового потока плотностью 58 мВт/м² деградировала до 150 м [Геология..., 1981; Дучков и др., 2013].

Глубокое промораживание осадочного чехла до 700 м оказало существенное влияние на геотермический режим недр территории исследования, особенно на краевых частях Вилюйской гемисинеклизы, где температура в нижнетриасовых отложениях понизилась на 10-13, а в юрских – на 15-18 °С [Геология..., 1981; Дучков и др., 2013; Семенов, Железняк, 2018]. Охлаждающее воздействие многолетней мерзлоты на температуры пород проявилось до 6-8 км.

Таблица 4 – Значения плотности теплового потока и глубины распространения многолетнемерзлых пород на территории Вилюйской гемисинеклизы и прилегающих районов [по Дучков и др., 2013]

Площадь	Плотность теплового потока, мВт/м ²	Глубина нижней границы мерзлоты, м
Вилюйская гемисинеклиза		
Бахынайская	50	640
Линденская	50	400
Балагачинская	52	700
Вилюйская	44	580
Средневилюйская	50	480
Мастахская	55	590
Неджелинская	54	440
Бадаранская	43	500
Хайлахская	44	600
Намская	46	490
Сунтарская	29	280
Предверхоянский краевой прогиб		
Китчанская	39	0
Собо-Хаинская	55	80
Усть-Вилюйская	58	150
Олойская	55	400
Алданская антеклиза		
Уордахская	43	400
Якутская	42	360

Глава 2

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Для восстановления истории формирования залежей УВ в пермских и мезозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы использовались методические приемы моделирования нефтегазовых систем (бассейновое моделирование).

В настоящей работе под нефтегазовой системой автор понимает совокупность нефтегазоматеринской толщи, породы-коллектора и флюидоупора [Magoon, Dow, 1994].

2.1. История развития методики моделирования процессов нефтегазообразования в осадочных бассейнах

Для исторического подхода исходными к изучению нефтегазообразования в осадочных бассейнах были представления о стадийности процессов генерации нефти и газа, основы которых были заложены в 60-70-е гг. прошлого столетия в трудах Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Б.А. Соколова, А.А. Трофимука [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Вышемирский и др., 1971; Конторович, Трофимук, 1973; Неручев и др., 1973; Вассоевич, Соколов, 1976].

Теоретические положения реконструкции процессов нефтегазообразования разрабатывались на принципах осадочно-миграционной теории нафтидогенеза, согласно которой образование нефти происходит из fossilized в осадочных породах ОВ [Вернадский, 1922; Губкин, 1932; Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев и др., 1973; Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1979]. Количество и характер образующихся в ходе катагенетических преобразований ОВ углеводородных продуктов, фазовое состояние и состав скоплений УВ предопределяются палеогеографическими условиями накопления и характером диагенетических превращений ОВ.

Палеоландшафты, в которых происходило образование осадков, контролировали исходный тип ОВ и его концентрацию. В тесной связи с составом исходного ОВ находится их преимущественная нефте- или газоносность [Конторович, 1976; Конторович, Трофимук, 1976; Конторович и др., 1981]. В морских осадочных толщах с аквагенным ОВ или в их подстилающих или перекрывающих породах преобладают скопления нефти. Для континентальных угленосных образований с террагенным ОВ характерны скопления газа.

На фоне направленного изменения ОВ пород на этапах диагенеза и катагенеза происходят скачкообразные изменения интенсивности образования, преобразования и эмиграции как жидких, так и газообразных углеводородных компонентов ОВ. Предпосылками представлений о стадийности процессов генерации нефти и газа были теория углеродного коэффициента [White, 1935; Вышемирский, 1963] и теоретические схемы нефтегазообразования А.Ф. Добрянского [1948].

Введение в 1967 г. понятий о главной фазе нефтеобразования (во времени) Н.Б. Вассоевичем и главной зоны нефтеобразования (в пространстве) А.Э. Конторовичем послужило новой ступенью учения о генезисе нефти и газа и позволило четко сформулировать главные положения о вертикальной зональности нефте- и газообразования [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967]. Позднее в зарубежной литературе появился термин «нефтяное окно» [Pusey, 1973; Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1979; Welte, Yuekler, 1980].

Максимум генерации нефтяных УВ соответствует проявлению главной фазы нефтеобразования в результате масштабной деструкции полимерлипидных компонентов ОВ. Одновременно с интенсивным образованием нефти происходит пик генерации собственных нефти жирных углеводородных газов и незначительного количества метана. С возрастанием температуры и степени катагенеза ОВ направленно изменяется состав нефтяных УВ – возрастает роль алкановых и снижается концентрация нафтеновых УВ. На первоначальном этапе проявления главной фазы нефтеобразования генерация нефти превышает ее эмиграционные потери из нефтематеринских пород, а на заключительной – генерация нефти за-

тухает, эмиграция достигает максимальной интенсивности.

В 1973 г. С.Г. Неручев ввел понятие о главной зоне газообразования, которая находится на глубинах ниже главной зоны нефтеобразования [Неручев и др., 1973]. Проявляется максимум генерации углеводородных газов, в составе которых преобладает метан. Нефтеобразование затухает в связи с исчерпанием нефтяного потенциала ОВ. Затем А.Э. Конторович установил существование ранней зоны газообразования на глубинах выше главной зоны нефтеобразования [Вышемирский и др., 1980; Конторович и др., 1981], где процессы нефтеобразования протекают слабо, а в продуктах газообразования значительна роль метана.

Несколько лет спустя было доказано, что нефтегазообразование является неизбежным результатом процессов литогенеза. Опубликованные работы Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, Б.А. Соколова, А.А. Трофимука посвящены обсуждению важнейших вопросов в этой области [Вассоевич, Соколов, 1976; Конторович, Трофимук, 1976]. Вариации глубинной зональности катагенеза обусловлены влиянием большого количества факторов на преобразование ОВ, главным из которых является температура [Вышемирский, 1963; Аммосов, 1967; Конторович и др., 1967; Лопатин, 1971; Конторович, Трофимук, 1976].

Неравномерность процессов новообразования жидких и газообразных УВ отражена в различных классификациях катагенетических превращений ОВ [Успенский и др., 1958; Аммосов, 1967; Teichmuller, M., Teichmuller, R., 1968; Конторович, Данилова, 1973; Конторович и др., 1974; Hood et al., 1975; Вассоевич, Соколов, 1976; Конторович, Трофимук, 1976; Неручев и др., 1976; Фомин, 2011]. В настоящей работе особенности катагенетической преобразованности ОВ в процессе созревания устанавливались в соответствии со шкалой катагенеза, разработанной А.Э. Конторовичем и А.А. Трофимуком [1976] (Таблица 5).

Таким образом, наличие в разрезе зон интенсивного нефте- и газообразования с определенными термодинамическими условиями создает теоретическую основу для восстановления истории развития геологических процессов в осадочном бассейне. Подход получил название – историко-геологическая реконструкция нефтеобразования [Конторович, 1970; Вассоевич и др., 1971; Вышемирский

и др., 1971; Конторович, Трофимук, 1973; Вассоевич, Соколов, 1980; Вассоевич и др., 1980; Бурштейн и др., 1997], который впоследствии стал широко распространен в зарубежной литературе [Tissot, Welte, 1978; Welte, Yuekler, 1980; Welte, Yalcin, 1988] в качестве методики бассейнового моделирования [Конторович и др., 2013].

Таблица 5 – Шкала градаций катагенеза ОВ осадочных образований [Конторович, Трофимук, 1976]

Литогенез		Градации катагенеза	R ^o _{vt} , %*	Температура, °С
Этап	Подэтап			
Катагенез	Протокатагенез (ПК)	ПК ₁	0,25	< 50
		ПК ₂	0,30	
		ПК ₃	0,40	
	Мезокатагенез (МК)	МК ₁ ¹	0,50	50-90
		МК ₁ ²	0,60	90-135
		МК ₂	0,85	135-160
		МК ₃ ¹	1,15	160-185
		МК ₃ ²	1,55	185-200
	Апокатагенез (АК)	АК ₁	2,00	200-230
		АК ₂	2,50	> 230
		АК ₃	3,50	
		АК ₄	5,00	

* Значение отражательной способности витринита на начало градации катагенеза

Количественное описание процессов нефтидогенеза основано на моделировании кинетики преобразования керогена. Кинетический подход активно начал формироваться с конца 70-х гг. прошлого столетия в связи с развитием пиролитического оборудования. Принципы подхода, который базируется на задании начальной массы керогена и ее распределении по компонентам с различающимися химико-кинетическими характеристиками, были обоснованы в нашей

стране Н.В. Лопатиным [1971]. Кинетика химических реакций для нефтегазоматеринских свит объясняет динамику выделения различных компонентов УВ.

Позднее зарубежными исследователями на базе пиролитических экспериментов были построены кинетические модели деструкции нерастворимого ОВ с образованием низко и высокомолекулярных соединений [Tissot, Espitalie, 1975; Lewan, 1985; Espitalie et al., 1988; Sweeney, Burnham, 1990; Ungerer, 1990]. Качество и динамика продуктов катагенеза зависят от типа ОВ конкретной нефтегазопроизводящей породы [Applied..., 1993; Конторович и др., 2013; Астахов, 2015; Burnham, 2017].

Отечественными учеными также были разработаны обобщённые модели преобразования ОВ. В.И. Москвин [1981] рассмотрел кинетическую схему катагенеза ОВ в открытой системе. Согласно кинетической модели А.Э. Конторовича и В.Н. Меленевского [1988] при погружении пород, содержащих ОВ, скорость образования из него УВ, а также соотношение жидких и газообразных компонентов в продуктах катагенеза ОВ меняется в зависимости от теплового потока недр и скорости погружения.

Дальнейшее развитие метода было связано с уточнением кинетических схем преобразования различных типов керогена, исследованиями процессов вторичного крекинга и др. [Pepper, Corvi, 1995; Behar et al., 1997; Littke et al., 1999; Vandembroucke et al., 1999; Lewan, Ruble, 2002].

Следует отметить, что в большинстве известных кинетических моделей не рассматривается образование неуглеводородных компонент, не учитывается также генерация метана на ранних стадиях катагенеза. Полный набор кинетических констант, включая исходные содержания, может быть оценен только по экспериментам на сравнительно незрелых образцах. Весомым недостатком также является то, что этот метод показывает образование УВ в закрытой системе без поступления нового вещества [Конторович и др., 2021].

При оценке объемов генерации жидких и газообразных УВ в ходе катагенеза ОВ задолго до химико-кинетического подхода применялся балансовый метод. Рассматриваются только начальное и конечное состояния, задаваемые эле-

ментным составом керогена, и предполагается состав соединений, которые образуются в процессе перехода из первого состояния во второе. Основы подхода для террагенного ОВ были разработаны В.А. Успенским [1954], который полагал, что при катагенезе из числа углеводородных газов образуется только метан. А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной [1967] соответствующая методика была адаптирована для аквагенного ОВ, которое генерирует весь спектр газов C_1-C_4 , жидкие УВ, смолы и асфальтены. Применение балансовых уравнений для количественной оценки генерации нефти и газа при катагенезе ОВ пород сохранило свое значение и в настоящее время [Неручев и др., 2006; Баженова и др., 2011; Зуева и др., 2014].

Описание первой компьютерной программы, которая позволяла выполнить моделирование температурной истории осадочных комплексов, генерации и первичной миграции в нефтегазопроизводящих толщах было опубликовано в конце 70-х и начале 80-х гг. прошлого века [Yuekler et al., 1978; Welte, Yuekler, 1981]. В настоящее время программные платформы, которые ориентированы на численное моделирование основных групп процессов при формировании скоплений УВ в осадочном чехле, получили широкое распространение. Методика бассейнового моделирования достаточно подробно отражена в большом числе публикаций [Applied..., 1993; Welte et al., 1997; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Allen P.A., Allen J.R., 2013; Peters et al., 2017].

Таким образом, историко-геологический подход, связанный с численным моделированием процессов нефтегазообразования в течение геологического развития осадочного бассейна, подразумевает восстановление истории погружения и уплотнения пород, реконструкцию катагенетической истории ОВ, проведение количественной оценки генерированных УВ органическим веществом нефтегазоматеринской толщи и др.

На территории Вилуйской гемисинеклизы и прилегающих районов Предверхоянского краевого прогиба проводились исследования по восстановлению истории погружения осадочных комплексов, определению времени вхождения газоматеринских толщ в главные зоны нефте- и газообразования и реконструк-

ции температурной истории отложений [Геология..., 1981; Гребенюк и др., 1983; Луговцов, 1984; Сафронов, 1992; Долженко, 2017; Прогноз..., 2020 Ф; Черданцев, Жарков, 2021], количественным оценкам масштабов генерации и эмиграции УВ [Баженова и др., 1970; Геохимия..., 1971; Органическая..., 1974; Полякова и др., 1983; История..., 1986; Зуева и др., 2014, 2017] и др.

2.2. Современная методика моделирования генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в осадочных бассейнах

Технология бассейнового моделирования нефтегазовых систем позволяет моделировать все стадии эволюции осадочного бассейна от момента начала накопления осадочных толщ до настоящего времени. Реализация методики включает три основных этапа.

1. Создание геологической модели:

- структурно-литологическая модель (возраст, структурные характеристики, литологический состав стратиграфических комплексов и др.);
- геохимическая модель (тип и кинетические параметры керогена, современные и исходные значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала нефтегазопроизводящей толщи);
- температурная модель (плотность теплового потока у основания осадочного чехла, пластовые температуры, отражательная способность витринита с соответствующими глубинами замера и др.).

2. Моделирование геологических процессов:

- история тектонического развития отложений;
- история созревания ОВ нефтегазоматеринских пород;
- история генерации УВ и степень реализации нефтегазогенерационного потенциала ОВ;
- история формирования месторождений УВ (определение времени уплотнения глинистых толщ до способности удерживать УВ, потерь УВ до фор-

мирования литифицированных флюидоупоров, времени заполнения ловушек УВ).

3. *Оценка перспектив нефтегазоносности:*

- количественная оценка масштабов генерации УВ;
- анализ геологического строения отложений нефтегазоносных комплексов;
- дифференциация территории исследования по степени перспективности.

Применение технологии бассейнового моделирования на территории Лено-Вилюйской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций отражены автором следующих публикациях [Космачева, Федорович, 2017, 2019, 2021 а-г; Федорович, Космачева, 2020; Федорович и др., 2020; Kosmacheva, Fedorovich, 2021]. Моделирование верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы выполнено в программном пакете PetroMod Schlumberger. Большинство вычислительных операций осуществлялось с помощью средств программного продукта.

2.2.1. Структурно-литологическая модель

Основой структурно-литологической модели является набор структурных карт, характеризующих современные структурно-тектонические особенности района. Модель дополнялась информацией о перерывах в осадконакоплении, масштабах размывов, изменении палеоглубин бассейна [Рукович, 2001] и др.

В качестве литологического заполнения стратиграфических комплексов в результате анализа геолого-геофизических исследований скважин выбраны типы пород из стандартных библиотек (аргиллиты, алевролиты, песчаники), учитывая терригенный тип разреза (Рисунок 9). Каждому литотипу, характеризующему процентное содержание фракций, соответствует определенный набор параметров, таких как пористость, проницаемость и др. Стратификация отложений осадочного чехла осуществлялась на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, глубокого бурения и анализа дополнительной геолого-геофизической информации [по данным ИНГГ СО РАН; Граусман, 1994; Про-

гноз..., 2020 Ф; Геологическая оценка..., 2021 Ф]. В программном пакете Kingdom переинтерпретация материалов сейсморазведки 2D на основе классических методических приемов [Мак-Куиллин и др., 1985; Боганик, Гурвич, 2006] проведена по следующим отражающим горизонтам [Геологическое строение..., 1968; Лено-Виллойская..., 1969; Геология..., 1981]:

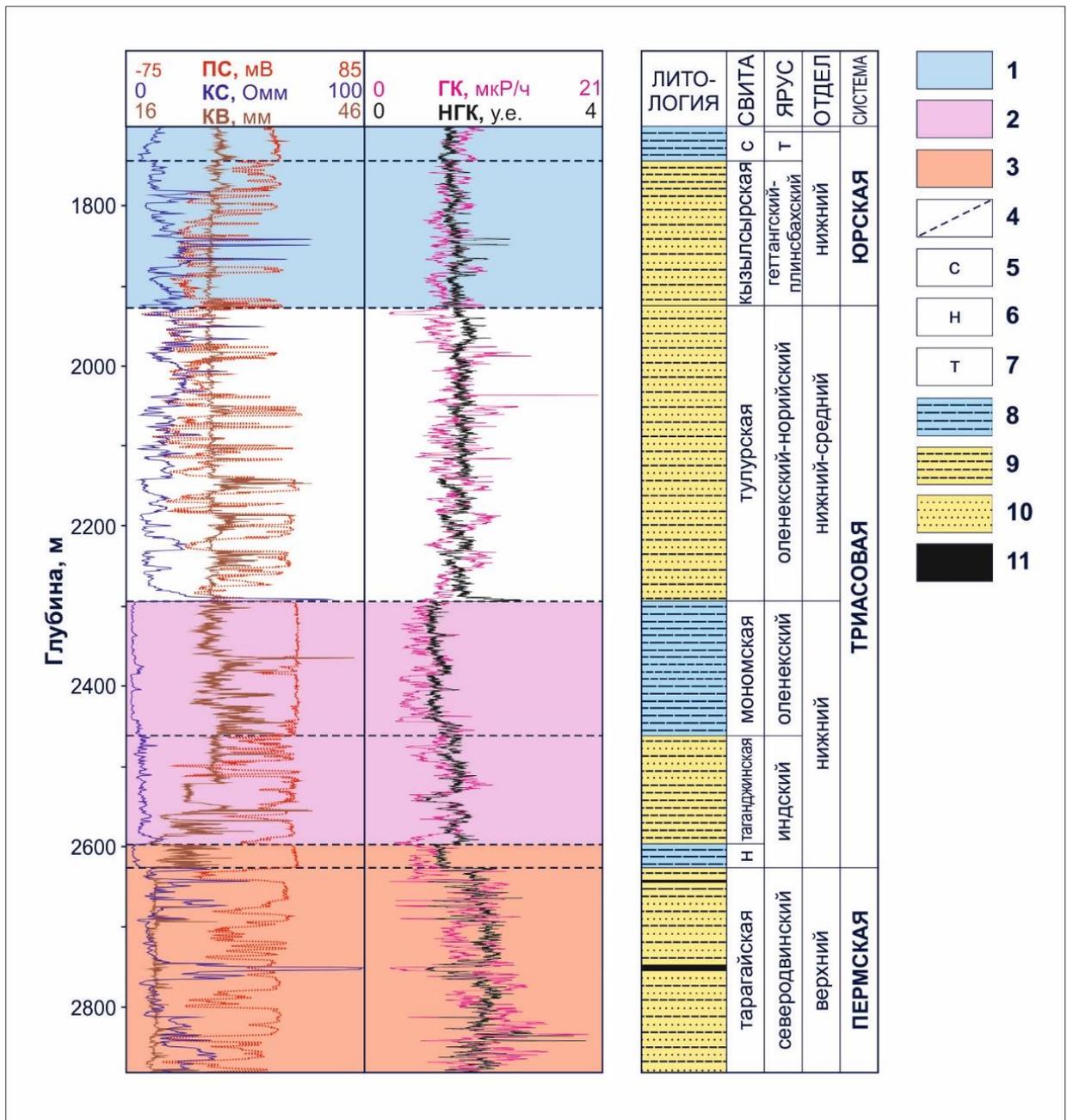


Рисунок 9 – Опорный разрез верхнепалеозойских и мезозойских отложений (скв. Северо-Тюнгская № 222)

Условные обозначения: 1 – нижнеюрский, 2 – нижнетриасовый, 3 – верхнепермский нефтегазоносные комплексы; 4 – границы литостратиграфических подразделений; 5 – сунтарская, 6 – неджелинская свиты; 7 – тоарский ярус; 8 – аргиллиты; 9 – алевролиты; 10 – песчаники; 11 – угли.

- ТП – подошва неджелинской свиты нижнего триаса (главное отражение на площади исследования);
- Т – кровля мономской свиты нижнего триаса;
- ЮТ – подошва кызылсырской свиты нижней юры;
- Ю₂ – кровля сунтарской свиты нижней и средней юры;
- Ю₃ – верхняя часть бергеинской свиты верхней юры.

2.2.2. Геохимическая и температурная модели

Основу геохимической модели составляют кинетические характеристики керогена, описывающие динамику реализации нефтегазогенерационного потенциала. Кинетика химических реакций для угленосной толщи перми, обогащенной террагенным ОВ (III тип керогена [Ungerer, 1990]), выбрана из стандартных библиотек в соответствии с условиями осадконакопления, литологическим составом и мощностью газоматеринских отложений [Тучков и др., 1968; Граусман, 1994; Mchomvu, 2016; Фролов и др., 2019]. В настоящей работе III тип керогена генерирует преимущественно газообразные УВ. Химико-кинетические свойства керогена, современные значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала послужили основой для оценки исходных генерационных параметров угленосной толщи перми.

В построенной модели источником УВ являются отложения перми. Геолого-геофизическая информация о литостратиграфическом расчленении и корреляции каменноугольных и пермских подразделений и фактический материал о распределении содержаний органического углерода ограничены одной скважиной – Средневиллюйская 27. Таким образом, модель основана на том, что генерирующие прослойки распределены по газопроизводящей толще равномерно. Значения начального водородного индекса составляли 270 мгУВ/гС_{орг}, исходные концентрации органического углерода – 3,5%. Значения начальных содержаний С_{орг} и Н_И использовались при дальнейших расчетах.

Газоматеринские породы искусственно разделены в модели на три толщи. В работе история процессов созревания ОВ рассматривается в нижней, средней и верхней частях угленосных образований перми.

Температурное моделирование проводилось согласно принятой структурно-литологической модели, при этом учитывались значения меняющегося теплового потока [История..., 1986] и среднегодовых поверхностных температур в течение геологического времени [Рукович, 2001]. На рисунках 10 и 11 представлены примеры реконструкции динамики плотности теплового потока у основания осадочного чехла.

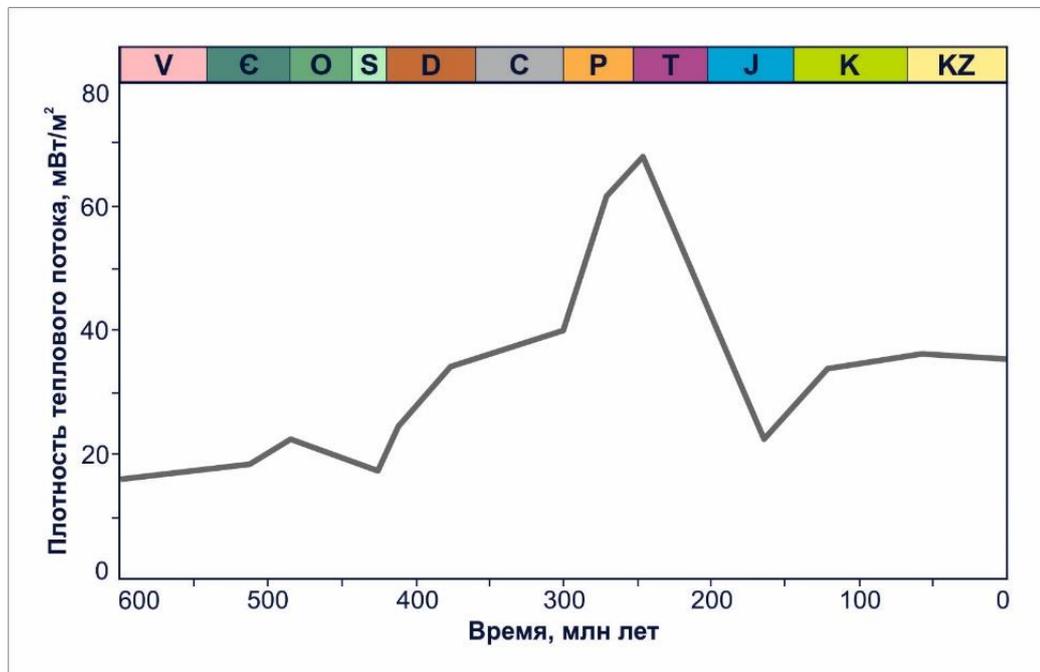


Рисунок 10 – Реконструкция динамики плотности теплового потока у основания осадочного чехла на территории Хапчагайского мегавала

Повышенные значения плотности теплового потока в девонском периоде определены проявлением континентального рифтогенеза [Гайдук, 1988]. Девонское событие не влияет на расчетные значения отражательной способности витринита в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях. Увеличение плотности теплового потока происходило в поздней перми и раннем триасе [Луговцов, 1984; История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994]. Сложная геотермическая обстановка с позднеюрского времени связана с интенсивным проявлением тектонической активности на территории исследования [Микуленко, 1983].

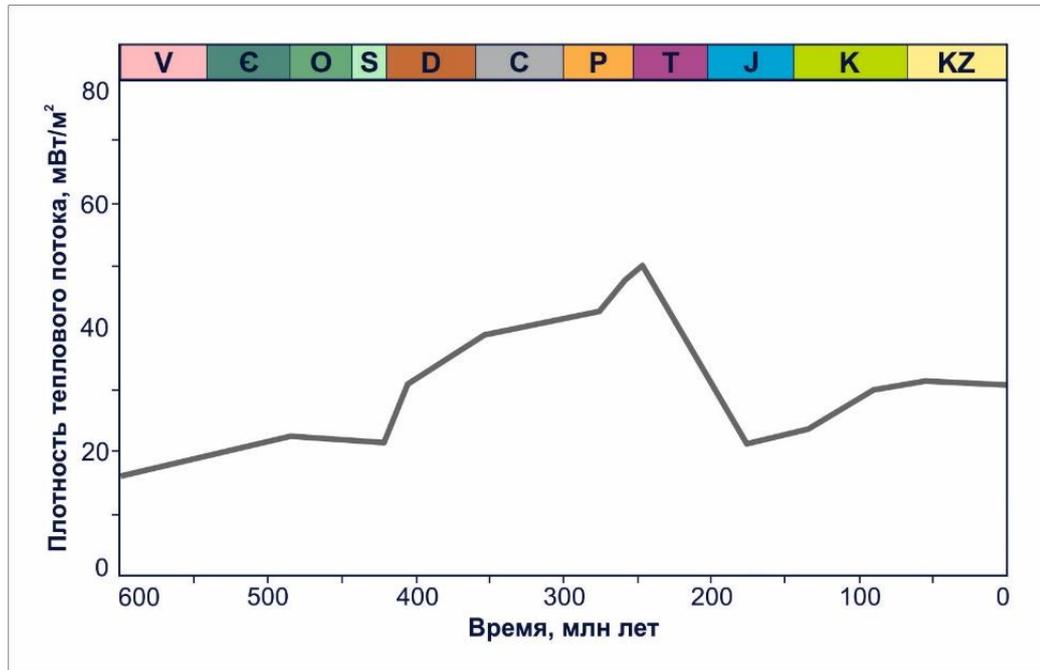


Рисунок 11 – Реконструкция динамики плотности теплового потока у основания осадочного чехла на территории Логгурского вала

Калибровка плотности теплового потока производилась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита [по данным ИНГГ СО РАН] (Таблица 6).

Таблица 6 – Катагенетическая преобразованность ОВ отложений Виллюйской гемисинеклизы [по данным ИНГГ СО РАН]

Площадь бурения	Глубина, м	Возраст	R^{0}_{vt} , %	Градация катагенеза [Конторович, Трофимук, 1976]
Хапчагайский мегавал				
Средневиллюйская	1665	J ₁	0,45	ПК ₃
Средневиллюйская	2996	P ₂	0,69	МК ₁ ²
Средневиллюйская	3663	P ₂	1,10	МК ₂
Средневиллюйская	5209	P ₁	3,47	АК ₂
Средневиллюйская	6231	C ₃	4,52	АК ₂
Толонская	3235	P ₂	0,67	МК ₁ ²
Толонская	3383	P ₂	0,70	МК ₁ ²

Окончание Таблицы 6

Площадь бурения	Глубина, м	Возраст	R ^o _{vt} , %	Градация катагенеза [Конторович, Трофимук, 1976]
Хапчагайский мегавал				
Мастахская	2189	J ₁	0,55	МК ₁ ¹
Мастахская	3761	P ₂	0,72	МК ₁ ²
Джикимдинская	1765	J ₃	0,59	МК ₁ ¹
Соболохская	3478	P ₂	0,69	МК ₁ ²
Неджелинская	3472	P ₂	0,64	МК ₁ ²
Бадаранская	700	K ₁	0,48	ПК ₃
Нижневиллюйская	866	K ₁	0,50	МК ₁ ¹
Логлорский вал				
Среднетюнгская	3055	P ₂	0,62	МК ₁ ²
Среднетюнгская	3205	P ₂	0,70	МК ₁ ²
Среднетюнгская	3671	P ₂	0,73	МК ₁ ²
Тысакытская	3732	P ₂	0,73	МК ₁ ²
Андылахская	2162	J ₃	0,59	МК ₁ ¹
Андылахская	3940	P ₂	0,76	МК ₁ ²
Верхнелинденская	2310	J ₃	0,62	МК ₁ ²
Верхнелинденская	4150	P ₂	0,70	МК ₁ ²

По результатам калибровки плотности теплового потока на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала установлено удовлетворительное совпадение модельных расчетов и фактических замеров отражательной способности витринита (Рисунок 12). Калибровка модели на территории Хапчагайского мегавала проводилась преимущественно по данным сверхглубокой скв. Средневиллюйская 27. Резкое изменение катагенетической преобразованно-

сти ОБ верхнепермских отложений подтверждает термическое событие на рубеже перми и триаса. По мнению А.Э. Конторовича и автора такое изменение температурного режима связано с предполагаемым наличием вблизи скважины даек долеритов.

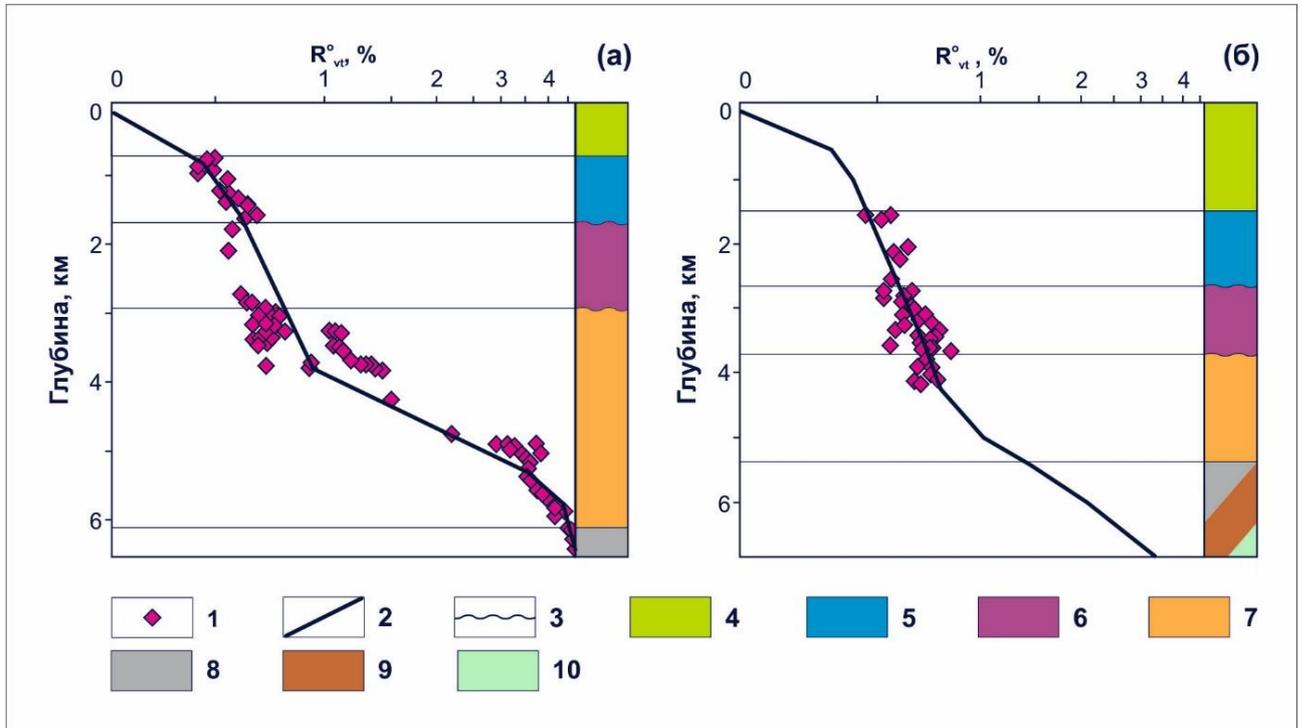


Рисунок 12 – Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории (а) Хапчагайского мегавала и (б) Логлорского вала

Условные обозначения: 1 – фактические, 2 – расчетные значения отражательной способности витринита; 3 – несогласное залегание пород; 4 – меловые, 5 – юрские, 6 – триасовые, 7 – газоматеринские пермские, 8 – карбоновые, 9 – девонские, 10 – силурийские отложения.

Построенные одномерные модели верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Виллойской гемисинеклизы в разрезе сводных скважин по Хапчагайскому мегавалу [Федорович и др., 2020] и Логлорскому валу [Космачева, Федорович, 2021 а] с корректными граничными условиями формируют основу трехмерной модели территории исследования [Космачева, Федорович, 2021 б, г].

Последовательная интеграция геофизических, геологических и геохимических данных позволяет рассчитывать взаимосвязанные геологические процессы, которые оказывают влияние на образование скоплений УВ и их сохранность. Целью системного подхода к изучению осадочного бассейна является количественная оценка генерированных УВ органическим веществом нефтегазомате-

ринских пород и потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров, а также разделение территории исследования в зависимости от комбинации контролирующих залежи УВ факторов на нефтегазоносные зоны различной перспективности с последующим определением направлений геологоразведочных работ.

Глава 3

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

При моделировании процессов нефтегазообразования в Лено-Виллюйском осадочном бассейне определено время формирования ловушек УВ в пермских и мезозойских отложениях, восстановлена история созревания ОВ газопроизводящей толщи перми, генерации УВ и уплотнения глинистых пород, выполнена оценка потерь УВ до формирования литифицированных флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры.

3.1. История тектонического развития мезозойских отложений

Восстановление истории тектонического развития мезозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы проводилось методом анализа мощностей осадочных комплексов и палеоразрезов на время образования выдержанных глинистых толщ, которые позволяют анализировать палеоморфологию нижезалегающих стратиграфических уровней в определенные промежутки геологической истории. Выделенные отражающие горизонты в подошве и кровле ограничивают соответствующие им сейсмогеологические комплексы, характер изменения по площади толщин которых позволяет оценить области воздымания и погружения на каждом из этапов развития территории.

Во второй половине прошлого столетия по результатам структурно-тектонических и палеотектонических исследований на территории Виллюйской гемисинеклизы были определены современные структурные планы по различным стратиграфическим уровням [Геологическое строение..., 1968; Лено-Виллюйская..., 1969; Геология..., 1981; Нефтегазоносные..., 1994]. В дальнейшем переобработка сейсморазведочных материалов и проведение дополнительных геофизических работ позволили существенно уточнить строение Виллюйской ге-

мисинеклизы [Губин, 2020; Прогноз..., 2020 Ф; Геологическая оценка..., 2021 Ф].

В настоящей работе карты изопахит построены на основе полученных в результате переинтерпретации материалов сейсморазведки 2D структурных карт. Сведения о структурной характеристике и истории тектонического развития мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы изложены автором в следующих публикациях [Космачева и др., 2020; Космачева, Федорович, 2021 в].

Структурные планы по отражающим горизонтам триаса и юры качественно совпадают. Мощность мезозойских пород во внутренней зоне Вилуйской гемисинеклизы достигает почти 5700 м (Рисунок 13).

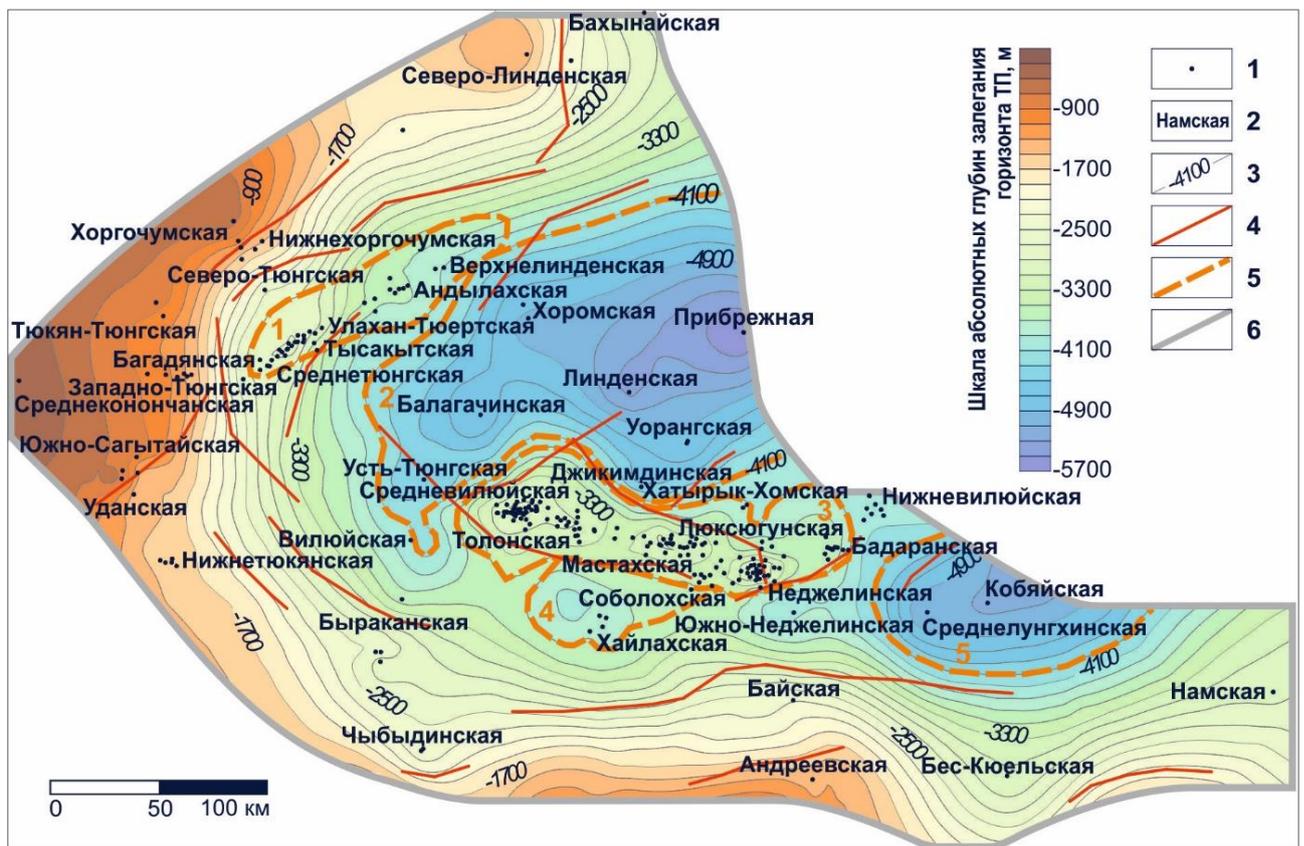


Рисунок 13 – Структурная карта подошвы отложений нижнего триаса (отражающий горизонт ТП) [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изогипсы, м; 4 – разломы; 5 – границы структур I-II порядка (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 6 – полигон исследования.

В структурных планах по прослеживаемым отражающим горизонтам выделяются протяженные разломы различной ориентировки. Разрывные нарушения, секущие верхнепалеозойско-мезозойскую толщу пород Вилюйской гемисинеклизы, затухают на различных стратиграфических уровнях – в отложениях перми, триаса, юры или мела [Микуленко, 1983].

В рассматриваемом разрезе выделены следующие сейсмогеологические комплексы: нижнетриасовый, средне-верхнетриасовый, нижнеюрский, средне-верхнеюрский и мел-неогеновый [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Геология..., 1981] (Таблица 7).

Таблица 7 – Сейсмогеологические комплексы мезозойских и кайнозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы

Сейсмогеологический комплекс	Отражающие горизонты		Время накопления	Стратиграфические подразделения (свиты)
	подошва	кровля		
нижнетриасовый	ТП	Т	инд – оленек	неджелинская, таганджинская, монская
средне-верхнетриасовый	Т	ЮТ	верхний оленек – норий	тулурская
нижнеюрский	ЮТ	Ю ₂	геттанг – нижний аален	кызылсырская, сунтарская
средне-верхнеюрский	Ю ₂	Ю ₃	аален – титон	якутская, нижневилюйская, марыкчанская, бергеинская
мел-неогеновый	Ю ₃	линия приведения временных разрезов	берриас – аквитан	батылыхская, эксняхская, хатырыкская, аграфеновская и чиримыйская (тимердахская), таттинская, тандинская, намская

На рисунках 14, 15 и 16 представлены карты изопахит основных осадочных комплексов, которые характеризуют закономерности изменения толщин отложений по площади исследования в течение геологического времени.

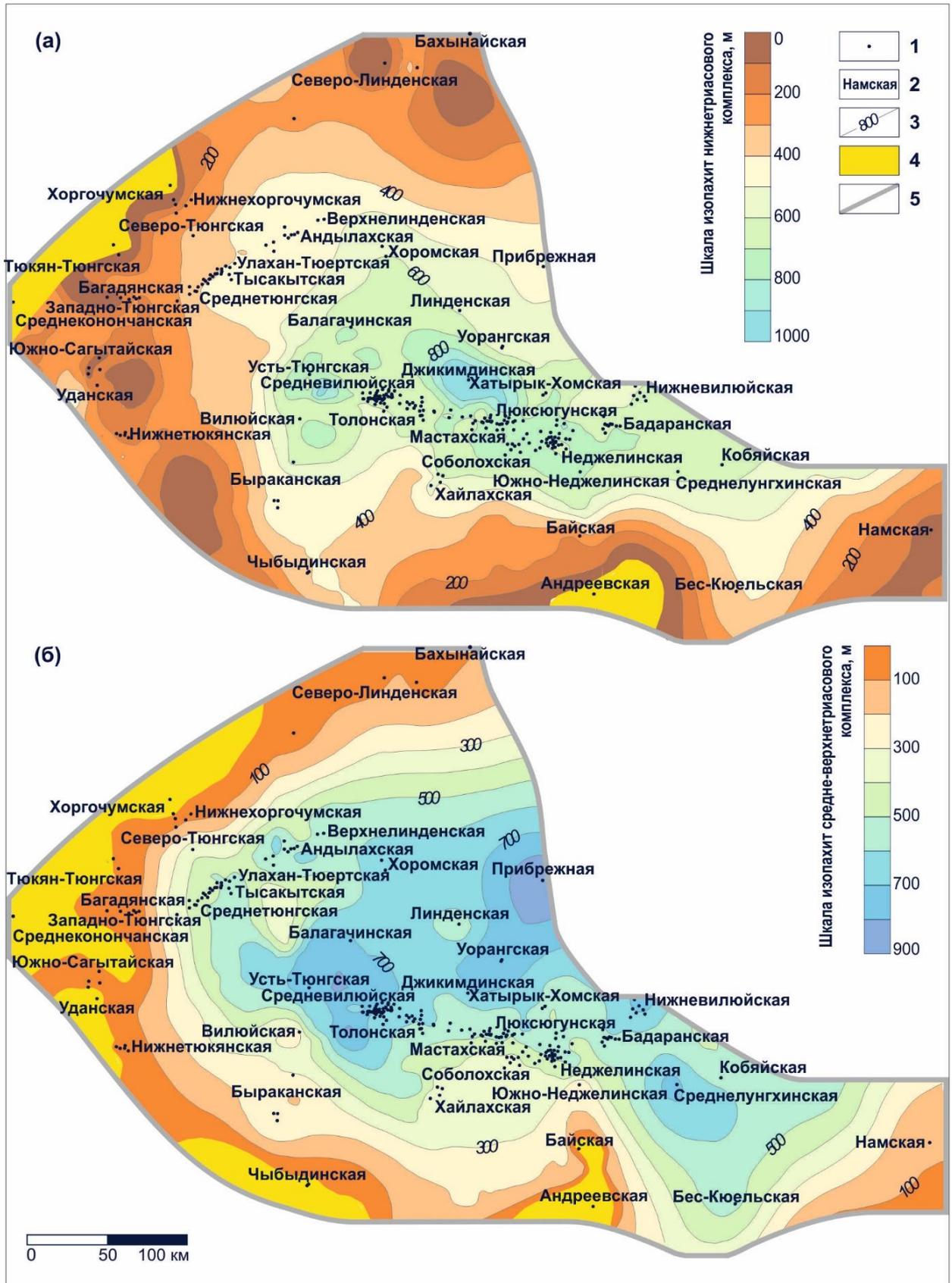


Рисунок 14 – Карты изопохит (а) нижнетриасового и (б) средне-верхнетриасового сейсмогеологических комплексов [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – площадь бурения; 3 – изопохиты, м; 4 – зона отсутствия отложений; 5 – полигон исследования.

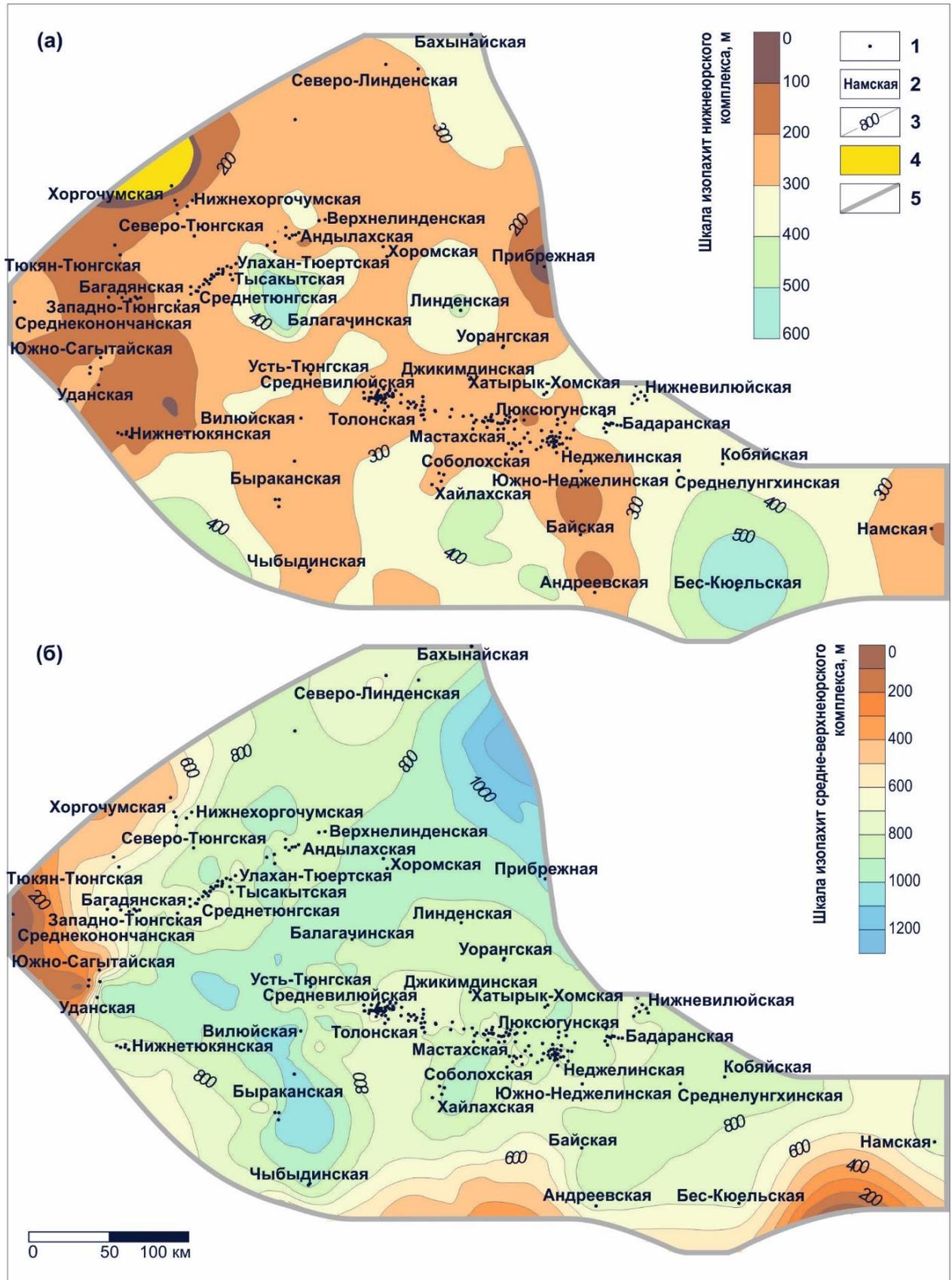


Рисунок 15 – Карты изопакит (а) нижнеюрского и (б) средне-верхнеюрского сейсмогеологических комплексов [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: см. на рисунке 14.

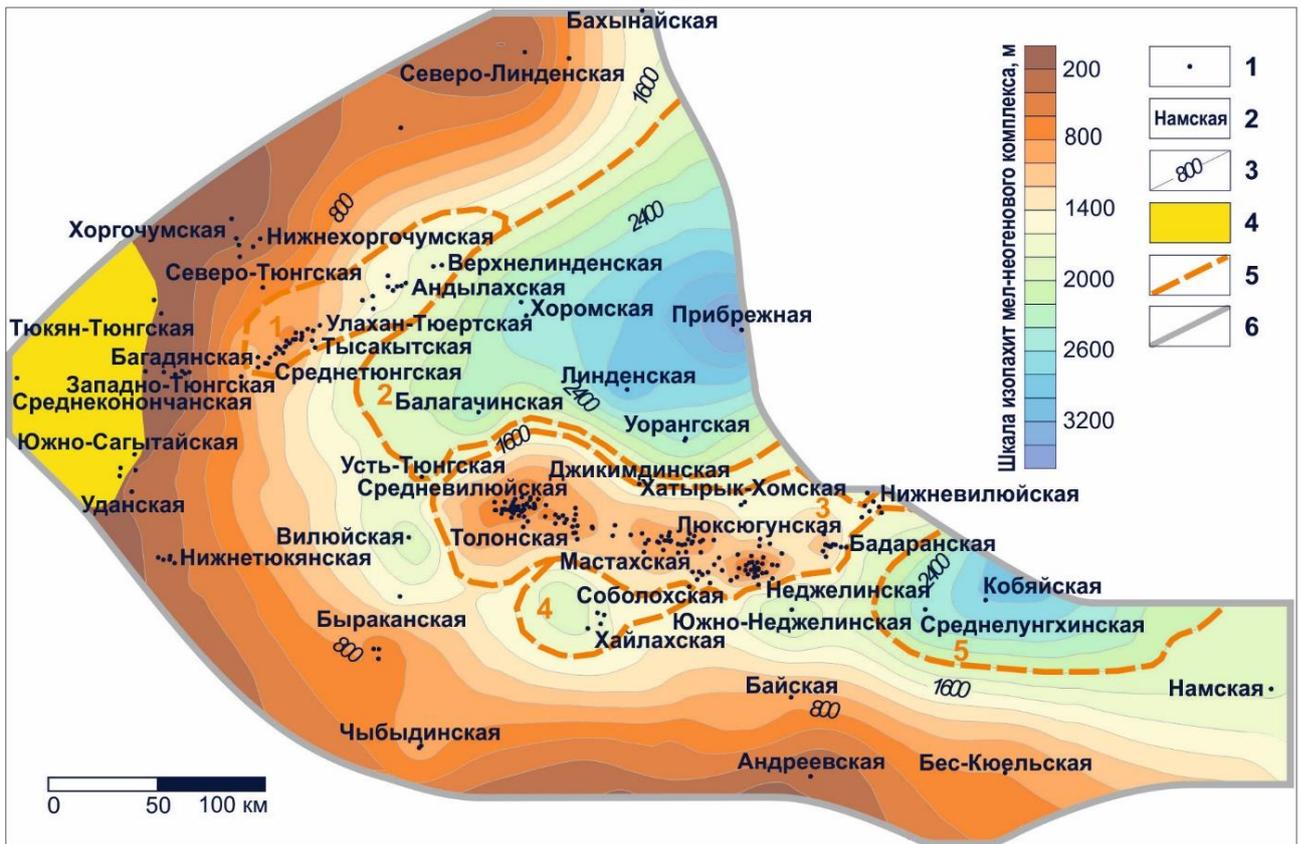


Рисунок 16 – Карта изопахит мел-неогенового сейсмогеологического комплекса [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изопахиты, м; 4 – зона отсутствия отложений; 5 – границы структур I-II порядка (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 6 – полигон исследования.

Наименьшие толщины выявлены на склонах, наибольшие – в погруженных центральных участках Вилуйской гемисинеклизы. Необходимо отметить, что при анализе мощностей уплотнение глинистых толщ не учитывалось. История литификации флюидоупоров нижнего триаса Вилуйской гемисинеклизы до способности удерживать УВ рассматривается далее в пункте 3.4.

В триасовый период центральная зона Вилуйской гемисинеклизы погружалась, произошло формирование мощных осадочных толщ. Наиболее интенсивное накопление осадков со скоростью 200 м/млн л было в раннем триасе. Определенный вклад в накопление отложений вносила вулканическая деятельность. Современная мощность нижнетриасовых отложений на Джикимдинской площади достигает почти 1000 м.

В среднем и позднем триасе максимальные толщины осадочных пород сформировались в восточной части Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянском краевом прогибе (на переокеаническом склоне Сибирского палеоконтинента), где в современном структурном плане расположены Линденская и Лунгхинско-Келинская впадины. На склонах гемисинеклизы происходит выклинивание триасовых отложений.

В отличие от предыдущих этапов развития *для раннеюрской эпохи* характерны невысокие темпы накопления осадков. Современная мощность нижнеюрских отложений на Бес-Кюельской моноклинали достигает 600 м, на Хоргочумской моноклинали – сокращается до 0 м.

В средне-позднеюрскую эпоху территория исследования вновь погружалась, область седиментации существенно расширилась. Современная мощность средне-верхнеюрских отложений достигает почти 1300 м в северо-восточной части региона.

В мел-кайнозойский этап развития формирование осадков происходило в сокращающемся в размерах бассейне. Погружение центральной зоны гемисинеклизы продолжалось. Современная мощность меловых отложений достигает 3450 м на Прибрежной площади. На Тюкян-Тюнгской, Среднеконончанской и Южно-Сагытайской площадях установлено выклинивание меловых пород.

Отложения палеогена и неогена вскрыты только на Намской площади бурения [Граусман, 1994].

На территории Вилюйской гемисинеклизы Хапчагайский мегавал, Логлорский вал, Линденская, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины формировались неодновременно. Главный этап образования этих структур относится к меловому периоду [Тучков, 1973; Микуленко, 1983; Губин, 2020]. В таблице 8 приведена информация о приросте амплитуд некоторых структур. Заложение Хапчагайского мегавала связано с позднеюрской эпохой. Активное развитие мегавала и осложняющих его поднятий происходило в течение мелового периода (Рисунок 17).

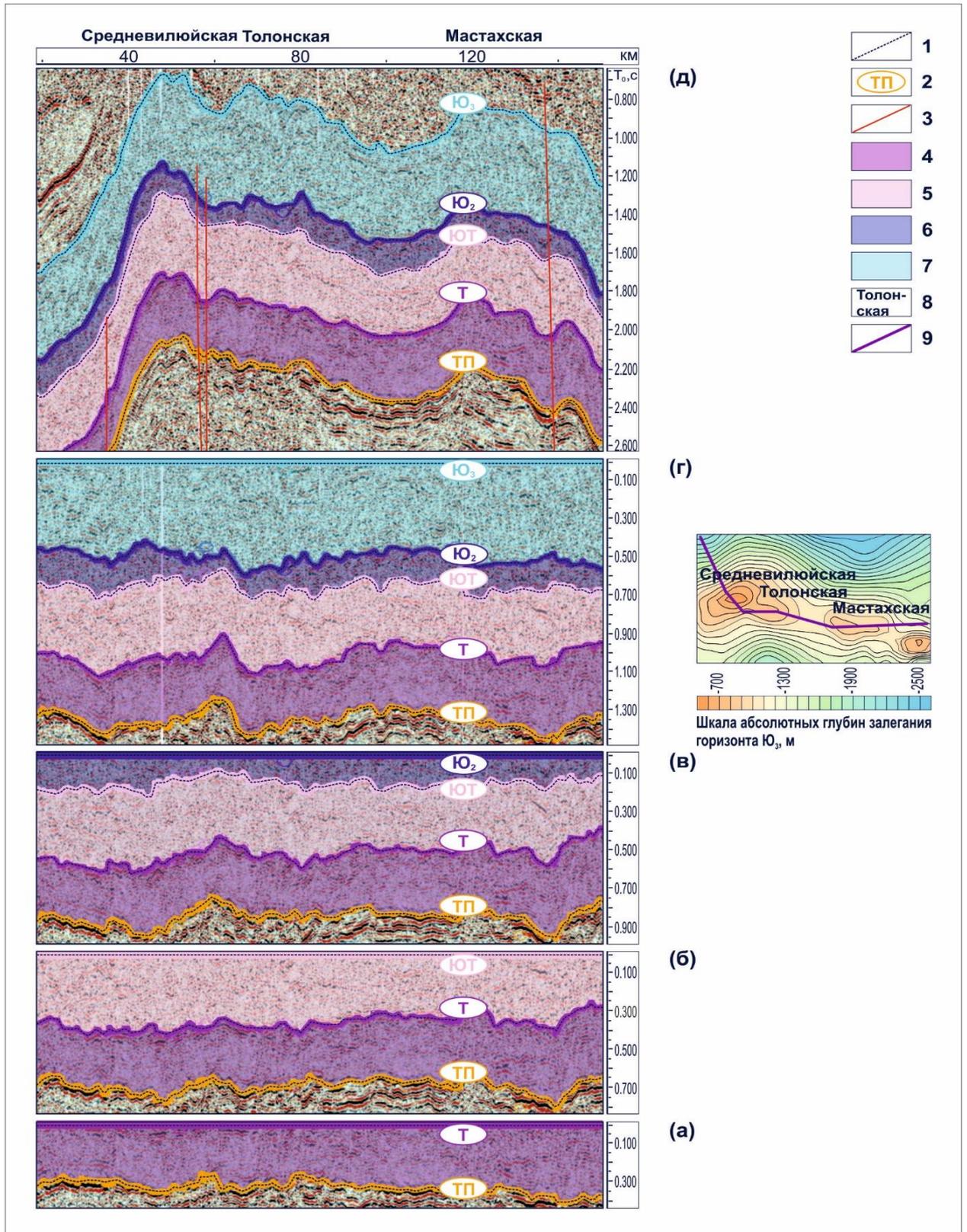


Рисунок 17 – Выровненные по горизонтам (а) Т, (б) ЮТ, (в) Ю₂, (г) Ю₃ палеоразрезы и (д) сейсмогеологический временной разрез через Хапчагайский мегавал [по Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – отражающий горизонт; 2 – индекс отражающего горизонта; 3 – разломы; 4 – нижнетриасовый, 5 – средне-верхнетриасовый, 6 – нижнеюрский, 7 – средне-верхнеюрский сейсмогеологический комплексы; 8 – название площади бурения; 9 – линия сейсмического профиля М03МIG.

Заложение Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин связано с триасовым периодом (см. рисунок 14 б, таблицу 8). На рисунках 18 и 19 показано, как менялась структурная поверхность нижнетриасовых отложений в мезозойскую эру. На протяжении средне-позднетриасового и юрского этапов развития территории исследования структуры I-го порядка являлись малоамплитудными – диапазон современных мощностей на картах изопахит составляет не более 200 м, конфигурация Линденской и Лунгхинско-Келинской депрессий существенно не изменялась. Именно в меловой период сформировались контрастные впадины.

Таблица 8 – Прирост амплитуд структур Вилульской гемисинеклизы [Микуленко, 1983]

Название структуры	Триас (%)	Юра (%)	Мел-Кайнозой (%)
Хапчагайский мегавал	0	20	80
Средневилулой-Толонское поднятие	0	0	100
Мастахское поднятие	0	0	100
Неджелинское поднятие	0	0	100
Линденская впадина	10	10	80

Таким образом, согласно истории тектонического развития мезозойских отложений, решающее влияние на нефтегазоносность Вилульской гемисинеклизы оказал меловой этап развития (значение пермского, триасового и юрского этапов для истории формирования месторождений УВ в пермских и мезозойских отложениях рассматриваются далее в этой главе). С меловым периодом связаны следующие геологические процессы.

- Формирование соответствующего современному структурного плана территории исследования в результате тектонической активности, которая способствовала образованию как крупных структур – зон нефтегазонакопления, так и локальных – основных ловушек УВ;

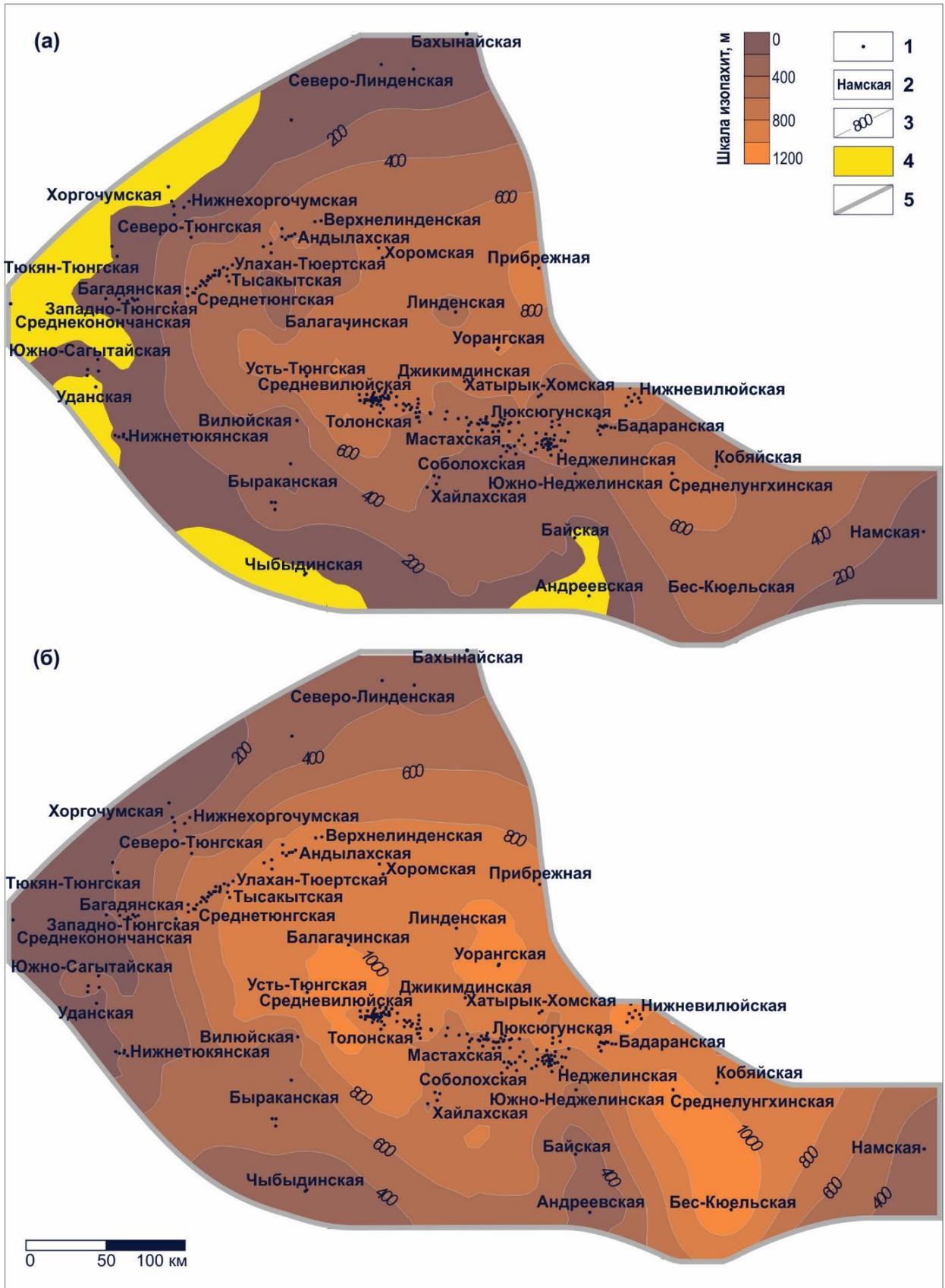


Рисунок 18 – Палеоповерхность нижнетриасовых отложений на момент формирования (а) нижнеюрской и (б) средне-верхнеюрской осадочных толщ [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Виллойская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: см. на рисунке 14.

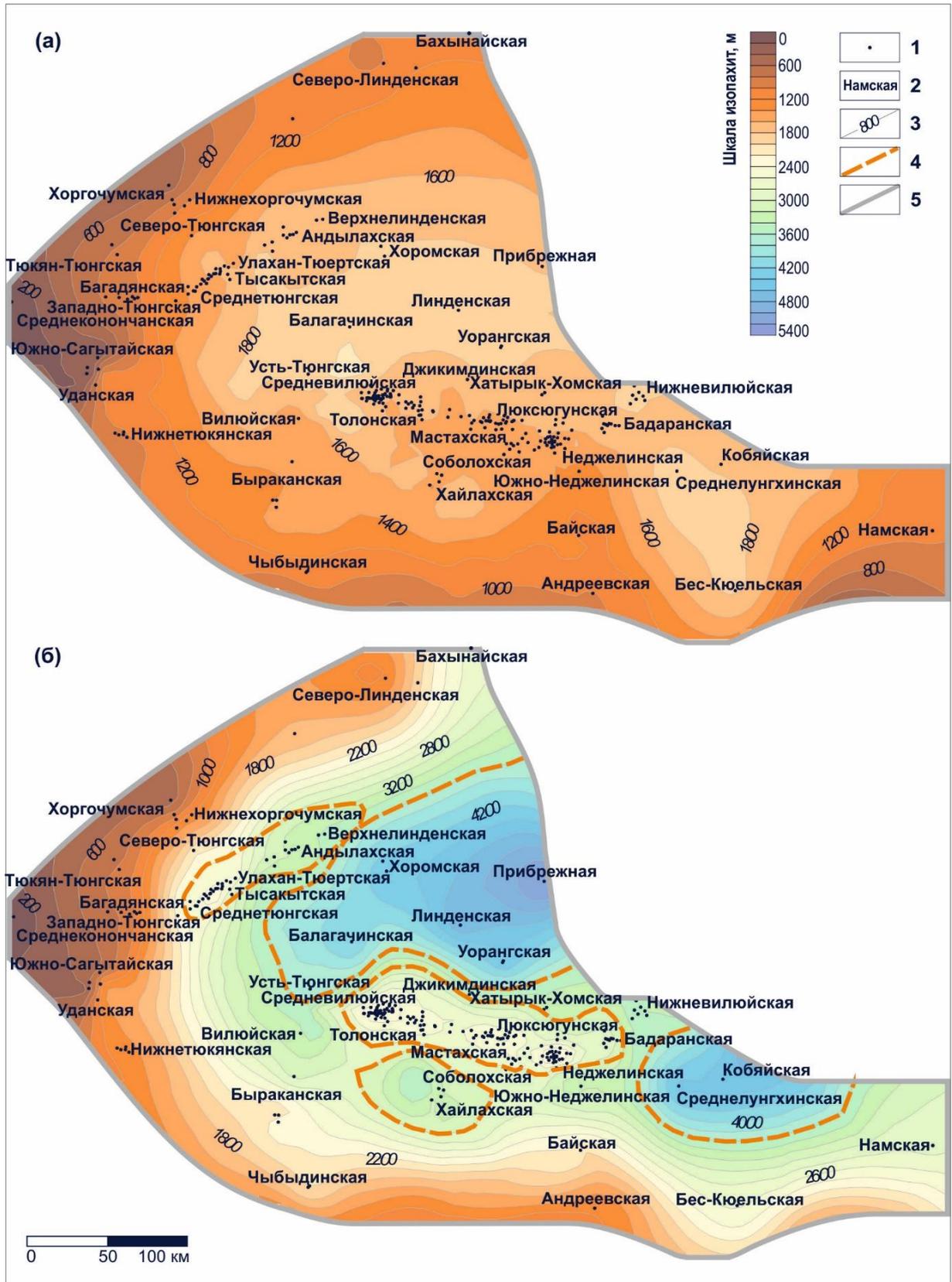


Рисунок 19 – Палеоперхность нижнетриасовых отложений на момент формирования (а) меловой осадочной толщи и (б) современная поверхность [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – площадь бурения; 3 – изопахиты, м; 4 – границы структур I-II порядка; 5 – полигон исследования.

- Формирование разрывных нарушений, способных выполнять роль каналов для миграции УВ из газоматеринской толщи перми в верхнепермские, нижнетриасовые и нижнеюрские отложения, где сосредоточены основные залежи газа.

3.2. История созревания органического вещества пермских газопроизводящих отложений

История созревания газопроизводящих пород перми Виллюйской гемисинеклизы в течение геологического времени восстанавливается в соответствии с закономерностью катагенетических превращений ОВ при погружении. Именно наиболее длительному в геохимической истории осадочных пород катагенному этапу принадлежит решающая роль в образовании УВ [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев и др., 1973].

В качестве классификационного параметра для террагенного ОВ газоматеринской толщи перми используется отражательная способность витринита (см. таблицу 5 [Конторович, Трофимук, 1976]). Согласно установленным границам градации катагенеза МК₁¹-МК₂ отвечают главной зоне нефтеобразования ($R^{\circ}_{vt} - 0,50-1,15 \%$), МК₃¹-АК₂ – главной зоне интенсивного газообразования ($R^{\circ}_{vt} - 1,15-1,15-3,50 \%$).

В разрезе сверхглубокой скв. Средневиллюйская 27 по данным углепетрографического анализа были определены нижние границы зон катагенеза (см. таблицу 1) [Конторович и др., 1988, 2020; Бодунов и др., 1990; Полякова, Соболева, 1991]. По результатам глубокого бурения построены карты современной катагенетической преобразованности ОВ Виллюйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба для разных стратиграфических уровней [Вышемирский, 1963; Геология..., 1981; История..., 1986; Полякова, Соболева, 1991].

В настоящем исследовании карты катагенетической преобразованности ОВ угленосных отложений перми построены на основе применения технологии бассейнового моделирования нефтегазовых систем, которая позволяет создавать

модель с учетом полной базы данных по геофизическому, геологическому и геохимическому строению района. В рамках такого комплексного подхода выполнено восстановление истории созревания ОБ на разных этапах развития Лено-Вилуйского бассейна [Федорович и др., 2020; Космачева, Федорович, 2021 а, г].

Мощность пермской газопроизводящей толщи во впадинах составляет 3 км и более (см. рисунок б), поэтому в работе рассматривается история изменения катагенетической преобразованности ОБ в нижней, средней и верхней частях угленосных отложений перми (Рисунки 20-23). В погруженных участках Вилуйской гемисинеклизы осадочные комплексы раньше вступали в главные зоны нефте- и газообразования.

Начальных стадий мезокатагенеза $МК_1^1$ - $МК_1^2$ *нижняя часть пермской газопроизводящей толщи* достигла на востоке территории исследования (в зоне сочленения Вилуйской гемисинеклизы и Предверхожанского краевого прогиба) 278 млн лет назад в кунгурский век раннепермской эпохи, $МК_2$ – 270 млн лет назад в казанский век позднепермской эпохи. В главную зону интенсивного газообразования породы начали погружаться в центральной части Вилуйской гемисинеклизы 270 млн лет назад в казанский век (см. рисунок 20 а). Стадии апокатагенеза $АК_3$ пермская толща основанием достигла на востоке региона 252 млн лет назад в вятский век позднепермской эпохи (см. рисунок 20 б). К настоящему времени генерационный потенциал ОБ в нижней части пермской толщи полностью исчерпан.

В главную зону нефтеобразования *средняя часть угленосной толщи перми* вошла на востоке территории исследования 259 млн лет назад в вятский век позднепермской эпохи. Органическое вещество пород достигло уровня зрелости стадий катагенеза $МК_2$ - $МК_3^2$ 248 млн лет назад в оленекский век раннетриасовой эпохи (см. рисунок 21 а), $АК_2$ – 210 млн лет назад в норийский век позднепермской эпохи в восточной части Вилуйской гемисинеклизы (см. рисунок 21 б). К настоящему времени генерационный потенциал ОБ в средней части пермской толщи исчерпан.

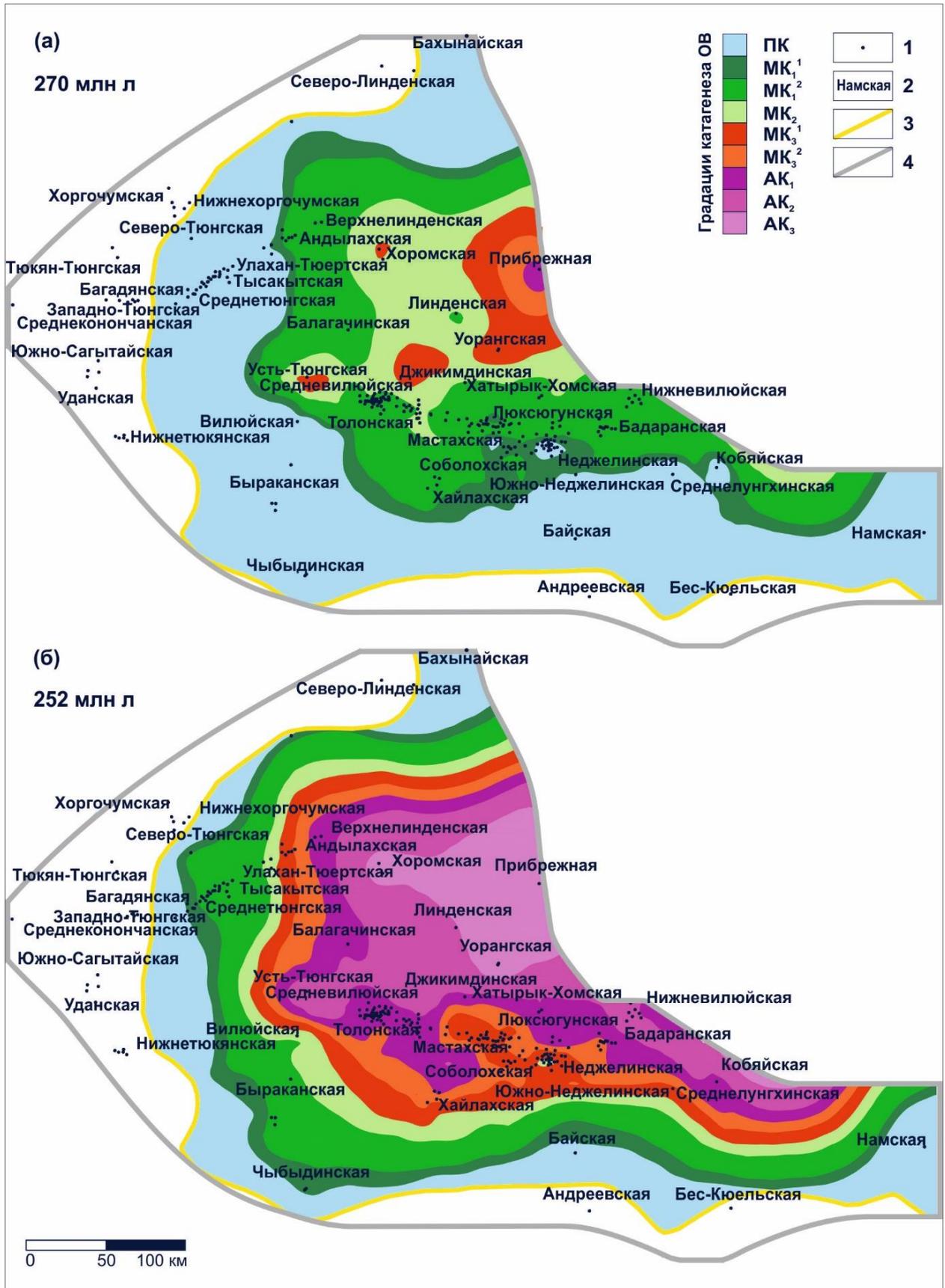


Рисунок 20 – Катагенетическая преобразованность ОВ в нижней части газопроизводящих отложений перми в позднепермскую ((а) 270 и (б) 252 млн л) эпоху

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – площадь бурения; 3 – границы отсутствия газопроизводящих отложений перми; 4 – полигон исследования.

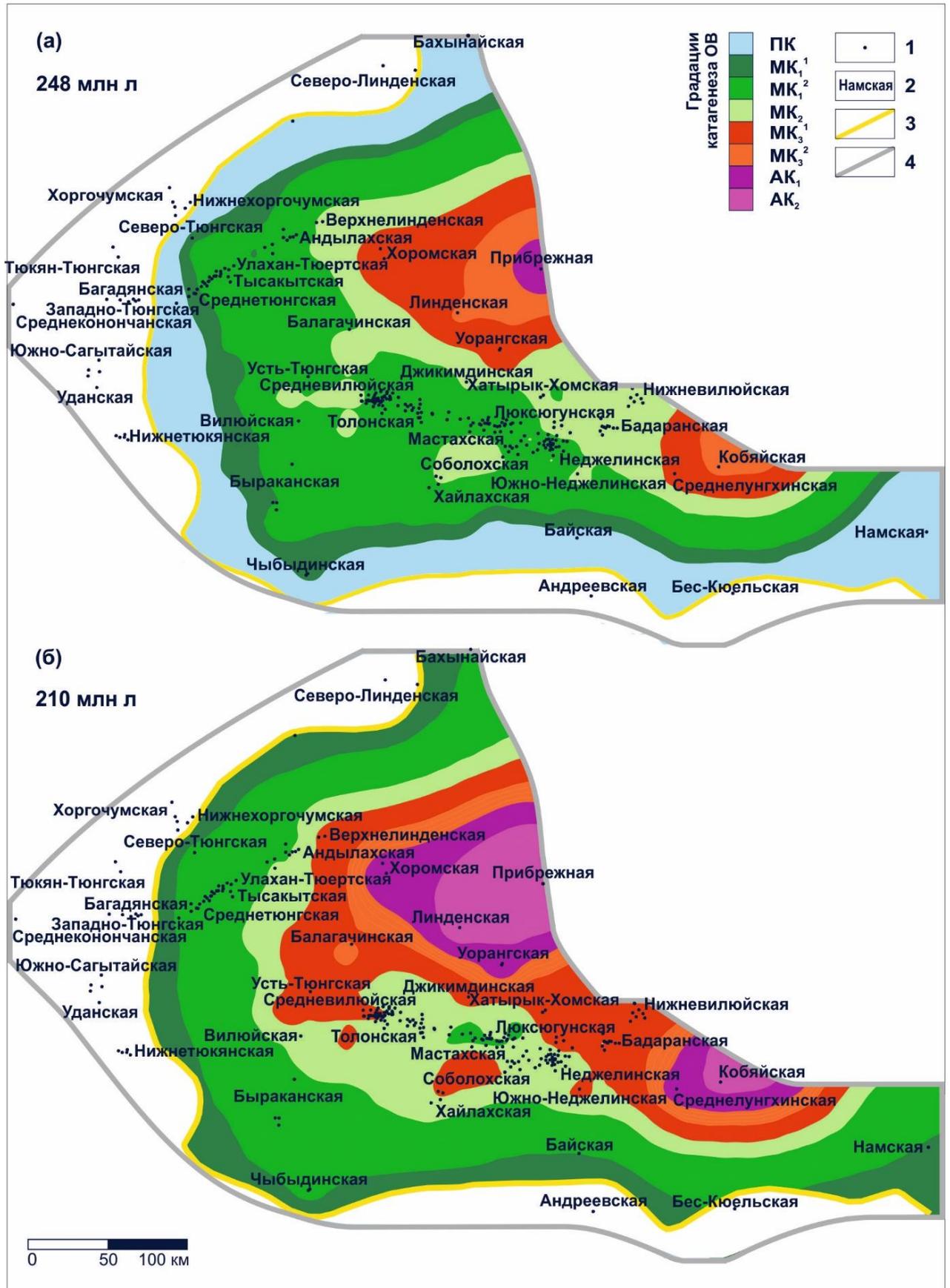


Рисунок 21 – Катагенетическая преобразованность ОБ в средней части газопроизводящих отложений перми в (а) раннетриасовую (248 млн л) и (б) позднетриасовую (210 млн л) эпохи
Условные обозначения: см. на рисунке 20.

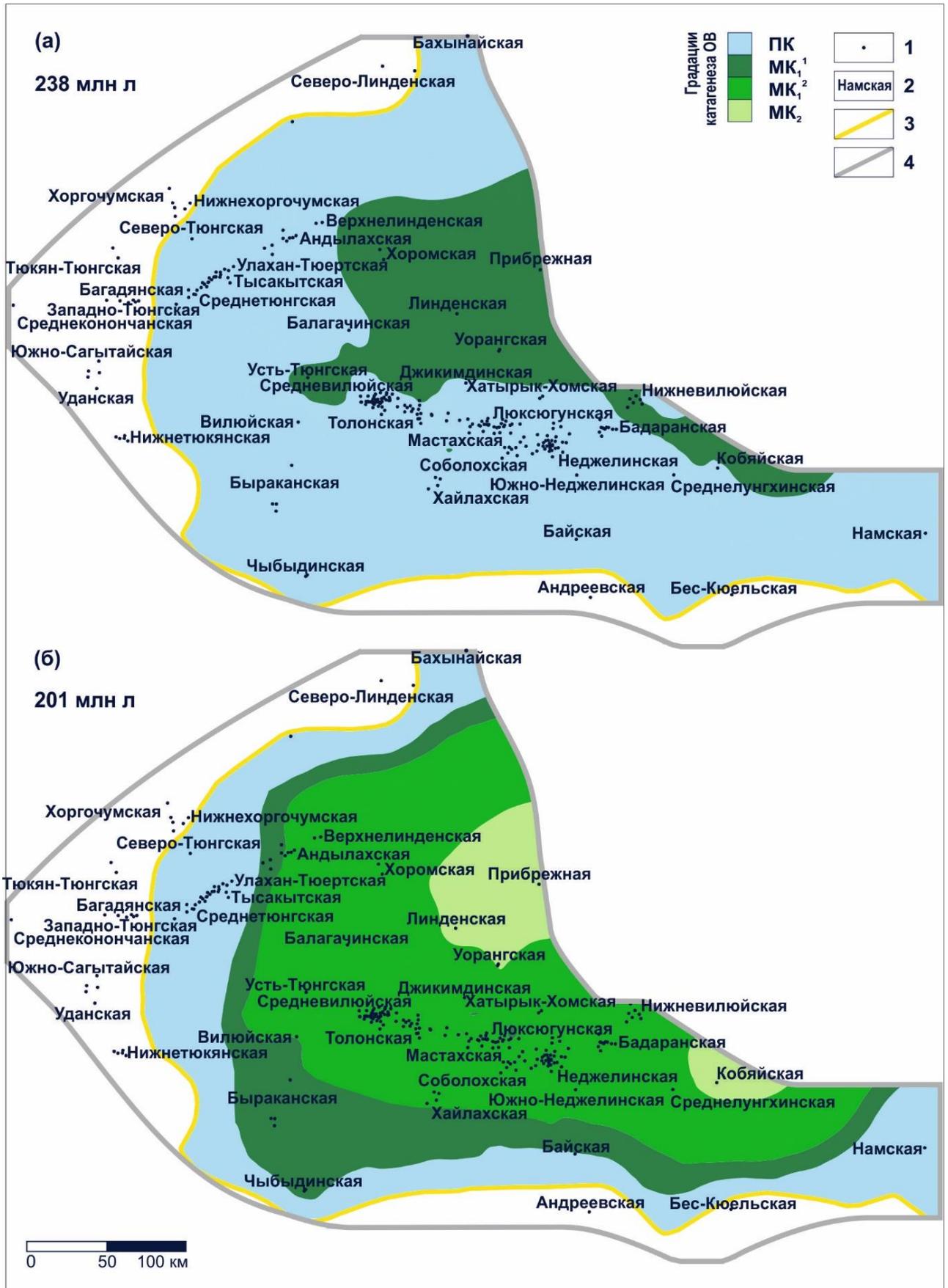


Рисунок 22 – Катагенетическая преобразованность ОБ в верхней части газопроизводящих отложений перми в (а) среднетриасовую (238 млн л) и (б) раннетриасовую (201 млн л) эпохи. Условные обозначения: см. на рисунке 20.

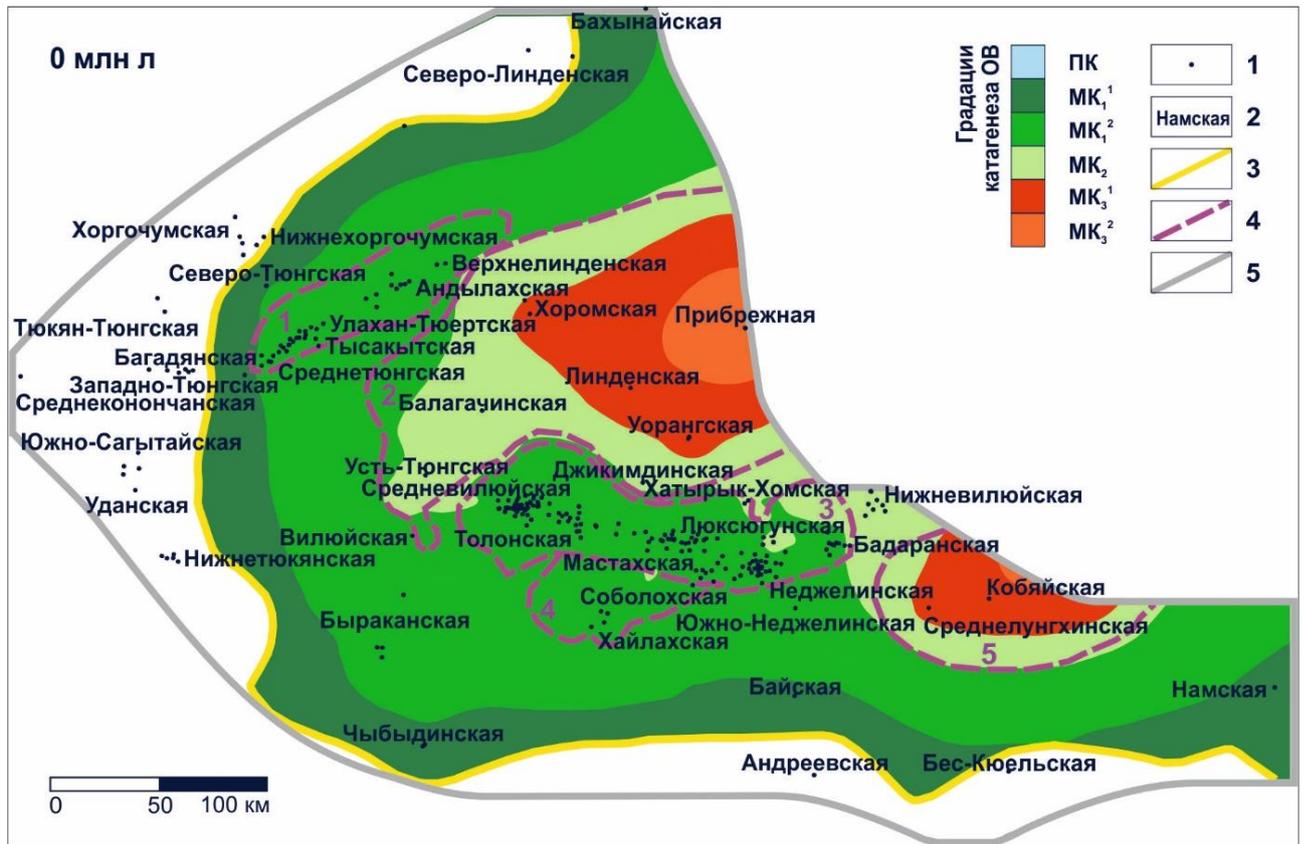


Рисунок 23 – Современная катагенетическая преобразованность ОБ в верхней части газопроизводящих отложений перми [по Геология..., 1981; Конторович и др., 1988, 2020; Полякова, Соболева, 1991, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – границы отсутствия газопроизводящих отложений перми; 4 – границы структур I-II порядка по отражающему горизонту ТП (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 5 – полигон исследования.

Начальной стадии мезокатагенеза МК₁¹ *верхняя часть пермской газопроизводящей толщи* достигла на востоке территории исследования 238 млн лет назад в ладинский век среднетриасовой эпохи (см. рисунок 22 а), МК₂ – 201 млн лет назад в рэтский век позднеэриасовой эпохи (см. рисунок 22 б). В настоящее время ОБ в верхней части угленосных отложений перми находится в главной зоне нефтеобразования на территории переходной зоны Виллюйской гемисинеклизы, Логлорского вала, Хапчагайского мегавала, Тангнарынской впадины и на склонах Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин. Уровень зрелости ОБ главной зоны интенсивного газообразования характерен для отложений в центральной части Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин (см. рисунок 23).

История погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ в разрезе Хапчагайского мегавала и Логлорского вала в позднепалеозойскую, мезозойскую и кайнозойскую эры продемонстрирована на рисунке 24. Мгновенное в масштабах геологического времени изменение катагенетической преобразованности ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми связано с высокими значениями плотности теплового потока (см. рисунки 10, 11) на границе перми и триаса. Произошедшее термическое событие являлось ключевым фактором, который оказал влияние на созревание ОВ.

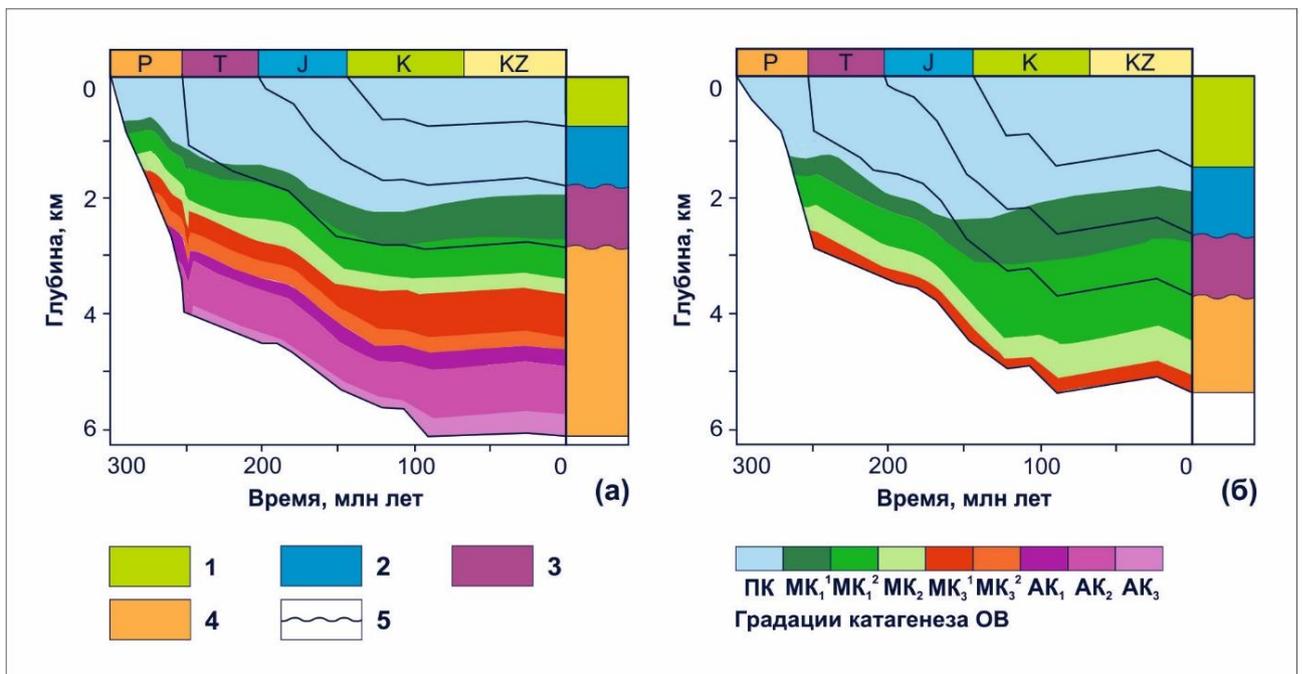


Рисунок 24 – История погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ в разрезе (а) Хапчагайского мегавала и (б) Логлорского вала в позднепалеозойскую, мезозойскую и кайнозойскую эры

Условные обозначения: 1 – меловые, 2 – юрские, 3 – триасовые, 4 – газоматеринские пермские отложения; 5 – несогласное залегание пород.

Разница в катагенетической преобразованности ОВ газопроизводящей толщи перми на одних и тех же глубинах на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала обусловлена особенностями регионального изменения плотности теплового потока (см. рисунки 10, 11). Как уже было отмечено в предыдущей главе, это связано с предполагаемым влиянием вблизи скв. Средневиллюйская 27 Хапчагайского мегавала внедрением интрузивных тел.

3.3. История генерации углеводородов и степень реализации газогенерационного потенциала органическим веществом пермских пород

Для катагенетического этапа в истории ОВ определяющими процессами являются глубокие изменения структуры и химического состава керогена, которые сопровождаются образованием жидких и газообразных УВ и других соединений. Согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа новообразование битумоидов начинается в конце протокатагенеза. Основной вклад в формирование скоплений нефти и газа связан со стадией мезокатагенеза, когда новообразование и первичная миграция битумоидов достигают максимального развития [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967].

Генерация УВ террагенным ОВ в нижней части пермских отложений Виллюйской гемисинеклизы началась 275 млн лет назад в кунгурский век раннепермской эпохи. В казанский век позднепермской эпохи 270 млн лет назад процессы генерации стали протекать более интенсивно – площадь очага расширилась до 13 тыс. км², плотность генерации увеличилась до 45 млн м³/км², появились новые зоны образования УВ (Рисунок 25 а). В вятский век позднепермской эпохи 259 млн лет назад, когда катагенные превращения ОВ в средней части угленосной толщи перми достигли начальных стадий мезокатагенеза, был сформирован единый очаг генерации УВ площадью 27 тыс. км² (Рисунок 25 б).

В настоящей работе под очагом газообразования автор понимает часть осадочного чехла (газопроизводящая толща), где происходили и (или) происходят интенсивные процессы генерации УВ. Для территории Виллюйской гемисинеклизы границы очага газообразования приняты по изолинии плотности генерации равной 20 млн м³/км².

На рисунке 26 продемонстрированы суммарные масштабы генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми от момента начала нефтидообразования (275 млн лет назад) до настоящего времени. В ходе поэтапного погружения нижней, средней и верхней частей газопроизводящих отложений перми в главные зоны нефте- и газообразования происходило расширение площади очага генерации (до 48 тыс. км²).

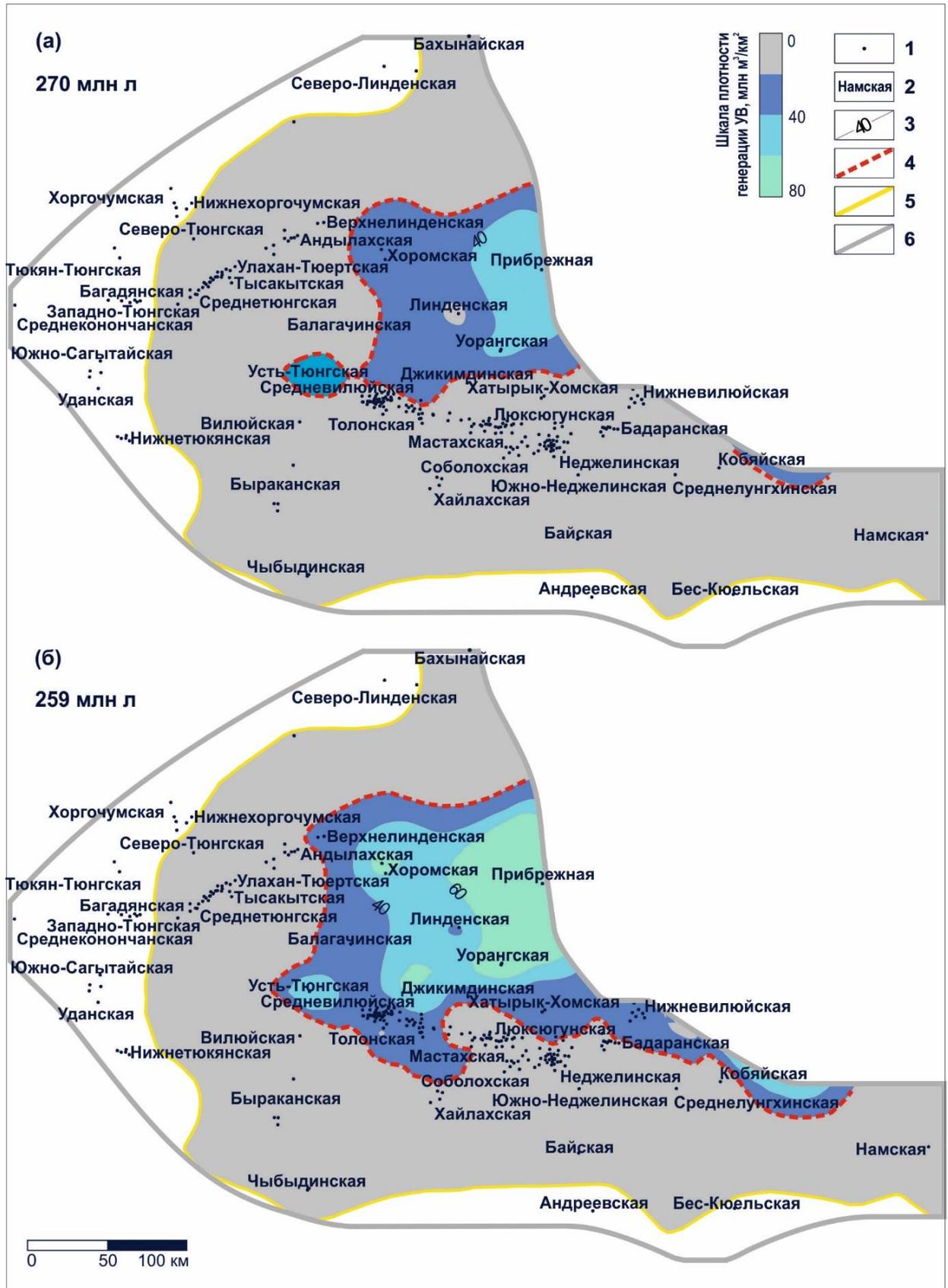


Рисунок 25 – Карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми в позднепермскую ((а) 270 и (б) 259 млн л) эпоху

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – площадь бурения; 3 – изолинии плотности генерации УВ, млн м³/км²; границы: 4 – очага генерации УВ, 5 – отсутствия газопроизводящих отложений перми; 6 – полигон исследования.

Наибольшая плотность генерации УВ достигнута на территории Линденской впадины – 210 млн м³/км², где ОВ подверглось наиболее высокому прогреву и глубоким катагенетическим превращениям. На территории Хапчагайского мегавала и Лунгхинско-Келинской впадины максимальные значения плотности генерации УВ составили 125 млн м³/км², Логлорского вала и Тангнарынской впадины – 80 млн м³/км².

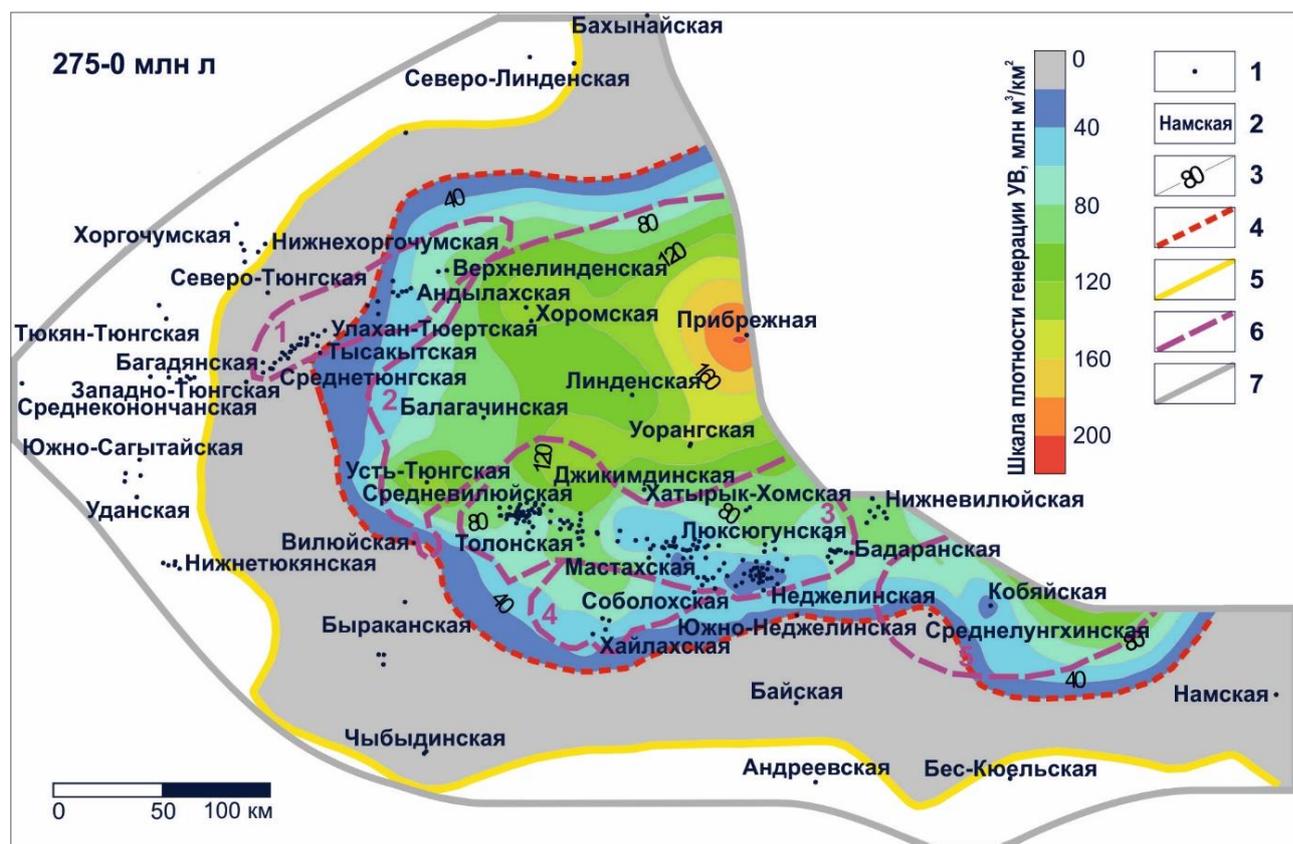


Рисунок 26 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми на настоящее время

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изолинии плотности генерации УВ, млн м³/км²; границы: 4 – очага генерации УВ, 5 – отсутствия газопроизводящих отложений перми, 6 – структур I-II порядка по отражающему горизонту ТП (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 7 – полигон исследования.

Активные процессы генерации УВ органическим веществом газопроизводящих пород перми происходили только в центральной зоне Вилюйской гемисинеклизы. Согласно количественной оценке масштабов генерации, всего угленосными отложениями перми было образовано около 800 трлн м³ УВ. Исключительное преобладание газообразных продуктов связано

с катагенетическими превращениями ОВ террагенного типа. С высокой степенью вероятности тенденция к увеличению площади очага сохранится, а при дальнейшем погружении отложений нефтеобразование может протекать на склонах территории исследования.

На рисунке 27 представлена степень реализации генерационного потенциала керогена в верхней части газопроизводящих отложений перми в настоящее время. Коэффициент трансформации керогена закономерно увеличивается от склонов к центральным областям Вилуйской гемисинеклизы, так как по мере роста катагенеза истощаются углеводородные ресурсы ОВ.

В работе под коэффициентом трансформации керогена автор понимает отношение образованного керогеном УВ к общему количеству УВ, которые могут быть генерированы керогеном [Tissot, Welte, 1978].

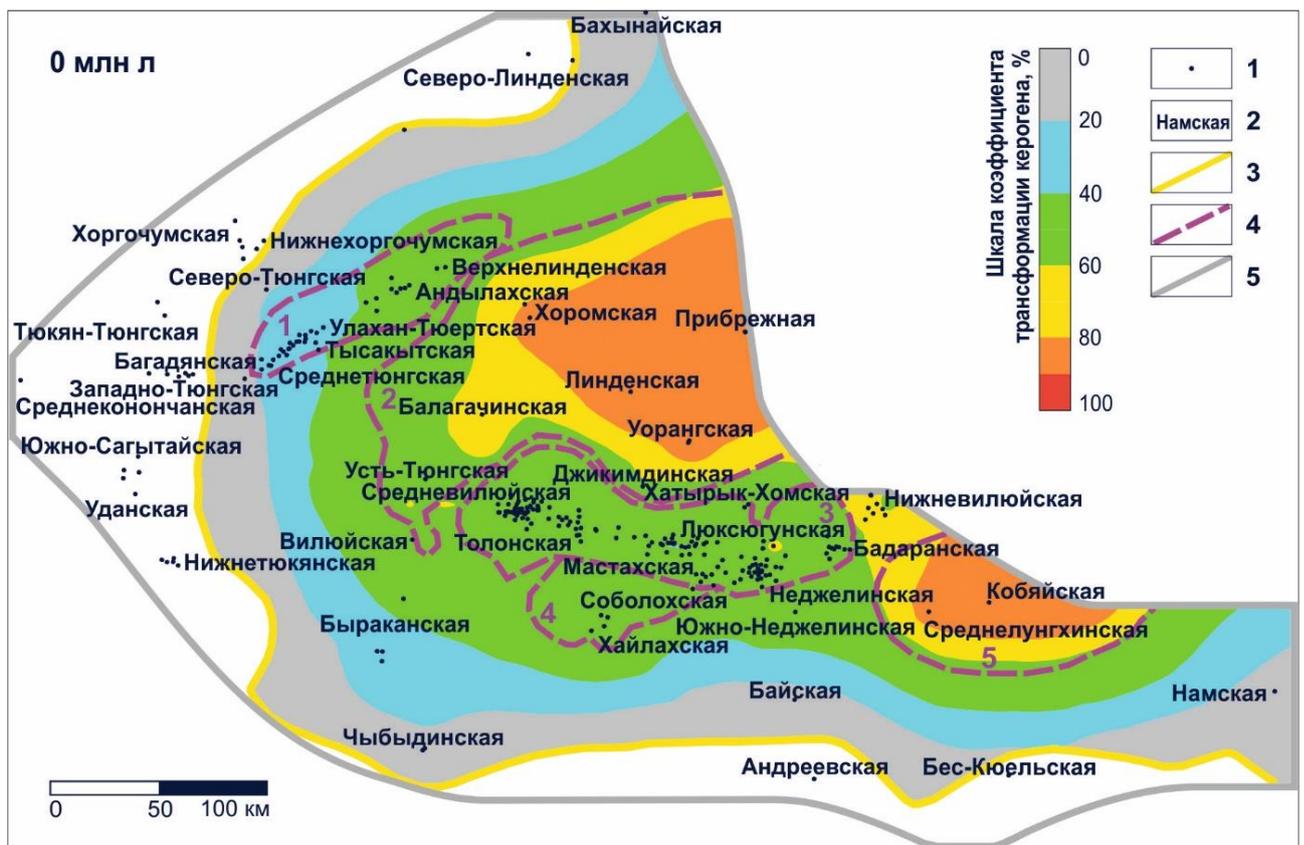


Рисунок 27 – Степень реализации генерационного потенциала керогена в верхней части газопроизводящих отложений перми на современном этапе

Условные обозначения: см. на рисунке 23.

В настоящее время коэффициент трансформации керогена в верхней части отложений перми на территории Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин достигает 80 % и более, на территории Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины составляет более 40 %. На Логлорском вале и на склонах Виллойской гемисинеклизы диапазон значений коэффициента трансформации керогена изменяется в широких пределах, максимальные значения составляют 60 %.

3.4. История формирования месторождений углеводородов в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях

Образование месторождений нефти и газа – неизбежный при благоприятных геологических условиях результат генерации и миграции УВ. Наличие крупного очага газообразования в центральной части Виллойской гемисинеклизы, связанного с ОВ пермской угленосной толщи, является главной предпосылкой формирования месторождений УВ в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях.

Важным элементом нефтегазовой системы при образовании скоплений УВ являются породы-покрышки, физические и химические параметры которых при погружении изменяются под влиянием литогенетических процессов [Конторович, 1976]. Глинистые флюидоупоры постепенно уплотняются в процессе литификации, повышается однородность их микроструктуры, снижается общая и эффективная пористость. В зависимости от фациальных условий формирования глинистых отложений, их минерального состава, литологической однородности, проницаемости и других характеристик выделяются различные классы флюидоупоров, для которых определены значения пористости при наилучших изолирующих свойствах [Овчаренко и др., 2007].

Минеральный состав глинистой части покрышек нижнего триаса и нижней юры Виллойской гемисинеклизы представлен монтмориллонитом и иллит-монтмориллонитовыми смешаннослойными образованиями с содержанием набухающих пакетов от 40-60 до 60-80 %. Несмотря на ярко выраженную

тенденцию снижения содержания разбухающих компонентов с глубиной, преобладание смешаннослойных минералов и монтмориллонита сохраняется вплоть до 5 км. При средней величине общей пористости в 20 % покрывки этого класса обладают наилучшими экранирующими свойствами – надежно контролируют нефтяные залежи и являются слабопроницаемыми для газа [Ивенсен и др., 1983; Ивенсен, 1984; Осипов и др., 2001; Овчаренко и др., 2007].

Таким образом, на территории Вилуйской гемисинеклизы глинистые толщи, выполняющие изолирующие функции для скоплений УВ, уплотнялись неодновременно в течение геологического времени. Неджелинская и мономская свиты нижнего триаса были литифицированы до состояния флюидоупора 215 млн лет назад в норийский век и 205 млн лет назад в рэтский век поздне триасовой эпохи (Рисунок 28), в наиболее погруженных частях на востоке региона – 220 и 210 млн лет назад в норийский век соответственно. Литификация сунтарских отложений ниже- и среднеюрского возраста до способности удерживать УВ произошла 150 млн лет назад в титонский век, в восточной части гемисинеклизы – 160 млн лет назад в оксфордский век позднеюрской эпохи.

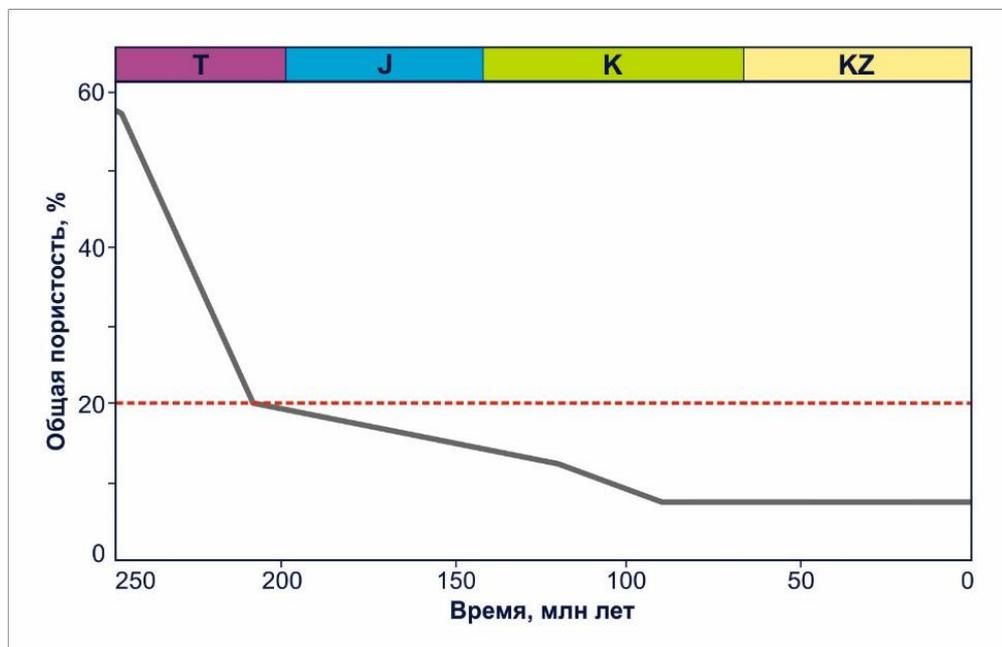


Рисунок 28 – История уплотнения глинистых отложений нижнего триаса (неджелинский и мономский флюидоупоры) на территории Хапчагайского мегавала

На рисунке 29 продемонстрированы суммарные масштабы генерации УВ органическим веществом в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л). С норийского века поздне триасовой эпохи процессы генерации практически не происходили в наиболее погруженных частях Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, а также на территории переходной зоны Виллойской гемисинеклизы – исключением является юго-восточный склон. На территории Логлорского вала, Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины плотность генерации УВ изменяется от 5 до 35 млн м³/км², достигая максимальных значений на юго-западном склоне Логлорского вала.

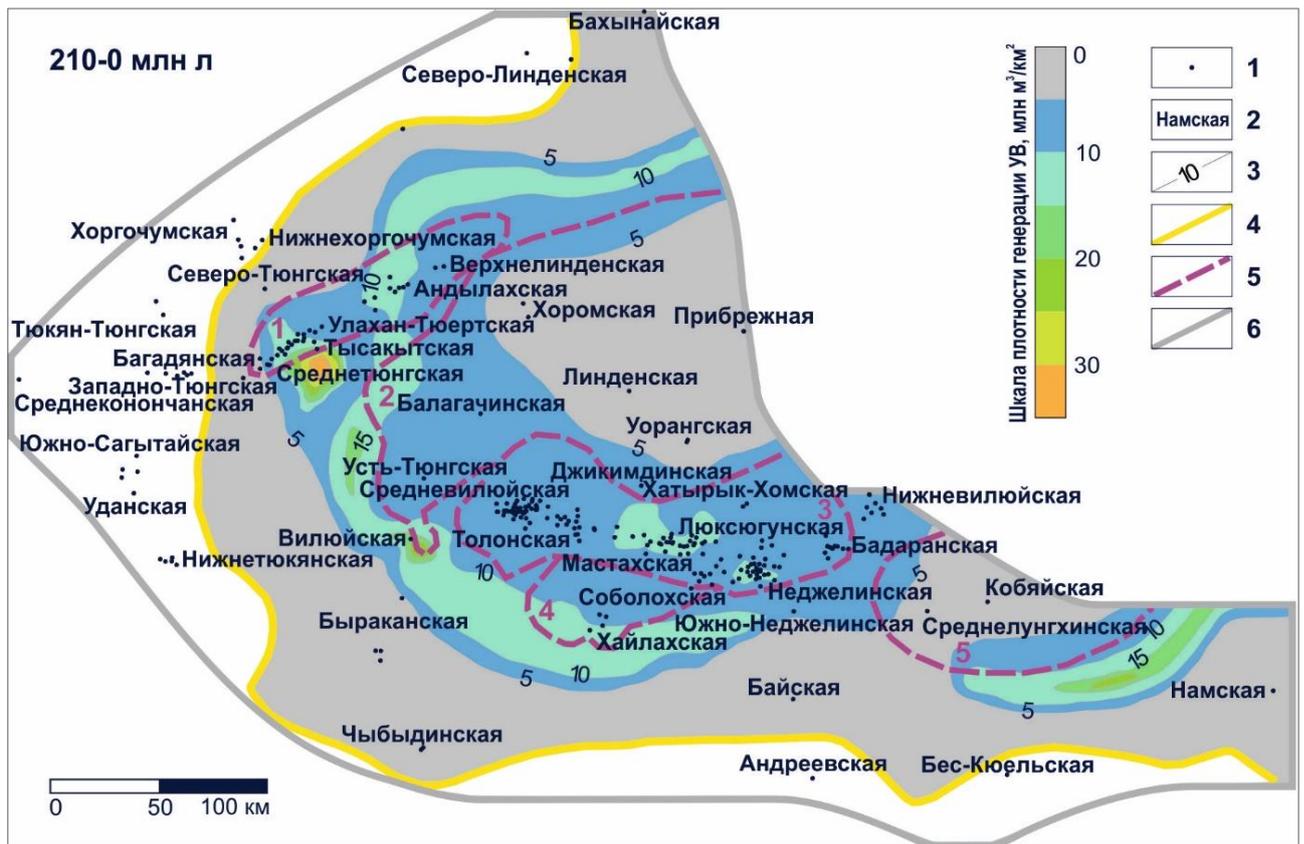


Рисунок 29 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л)

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изолинии плотности генерации УВ, млн м³/км²; границы: 4 – отсутствия газопроизводящих отложений перми, 5 – структур I-II порядка по отражающему горизонту ТП (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 6 – полигон исследования.

На рисунке 30 продемонстрированы суммарные масштабы генерации УВ органическим веществом в верхней части газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л). С норийского века поздне триасовой эпохи процессы генерации происходили в наиболее погруженных частях Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, а также на северо-восточном склоне Логлорского вала, на территории Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины. Плотность генерации УВ изменяется от 5 до 35 млн м³/км².

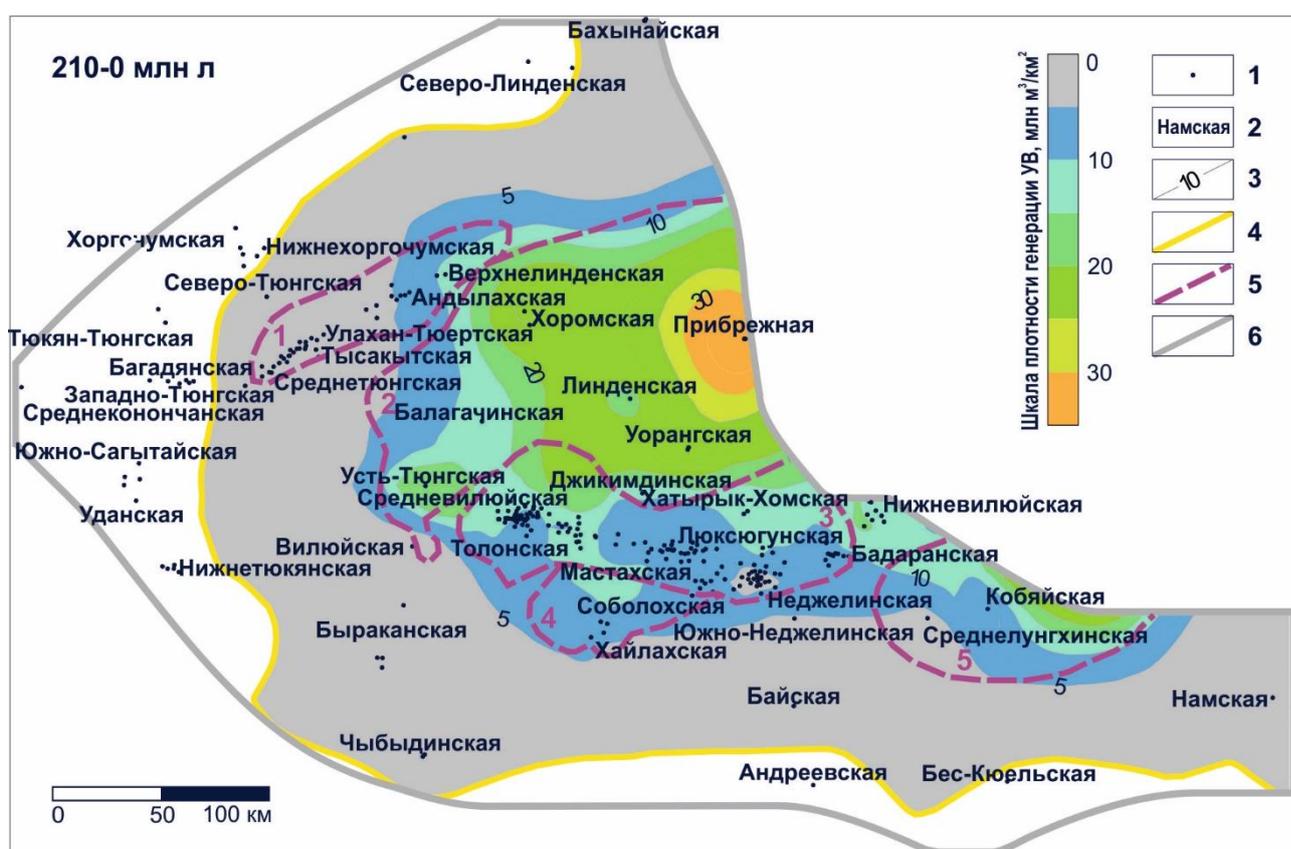


Рисунок 30 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в верхней части газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л)

Условные обозначения: см. на рисунке 29.

Из-за отсутствия литифицированных флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры было утеряно до 90 % УВ, генерированных ОВ газопроизводящей толщи перми на стадиях мезокатагенеза и раннего апокатагенеза, а протокатагенное газообразование не внесло вклад в формирование скоплений УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Виллюйской гемисинеклизы. Миграция из

газоматеринских пород происходила преимущественно вертикально по зонам трещиноватости и разломам, а также литологическим «окнам» в отложениях глинистых флюидоупоров нижнего триаса.

Всего угленосными отложениями перми после консолидации флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры до способности удерживать УВ на территории Хапчагайского мегавала было образовано около 20 трлн м³, Логлорского вала – 10 трлн м³ УВ. Коэффициент аккумуляции УВ на Хапчагайском мегавале составляет 2,5 % от генерированных УВ, на Логлорском вале – 2,0 %.

Коэффициенты аккумуляции УВ рассчитывались на основе отношения запасов газа и конденсата в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых] к количеству генерированных УВ органическим веществом перми после литификации региональных флюидоупоров на соответствующих площадях газосбора.

На рисунке 31 представлена диаграмма геологических событий для верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы, отражающая хронологическую взаимосвязь между ее элементами и процессами в осадочном бассейне. Важно отметить, что в разных частях территории время для некоторых событий отличается, и диаграмма является обобщенной для Хапчагайского мегавала.

Заполнение ловушек УВ происходило в раннемеловую эпоху, когда структуры современного плана, основные элементы нефтегазовой системы уже сформировались, и процессы генерации и миграции УВ протекали на территории исследования. До поздне триасовой эпохи, когда литифицировались флюидоупоры нижнего триаса, было утеряно 590 трлн м³ УВ. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основной вклад в формирование месторождений УВ в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилюйской гемисинеклизы внесла верхняя часть угленосной толщи перми.

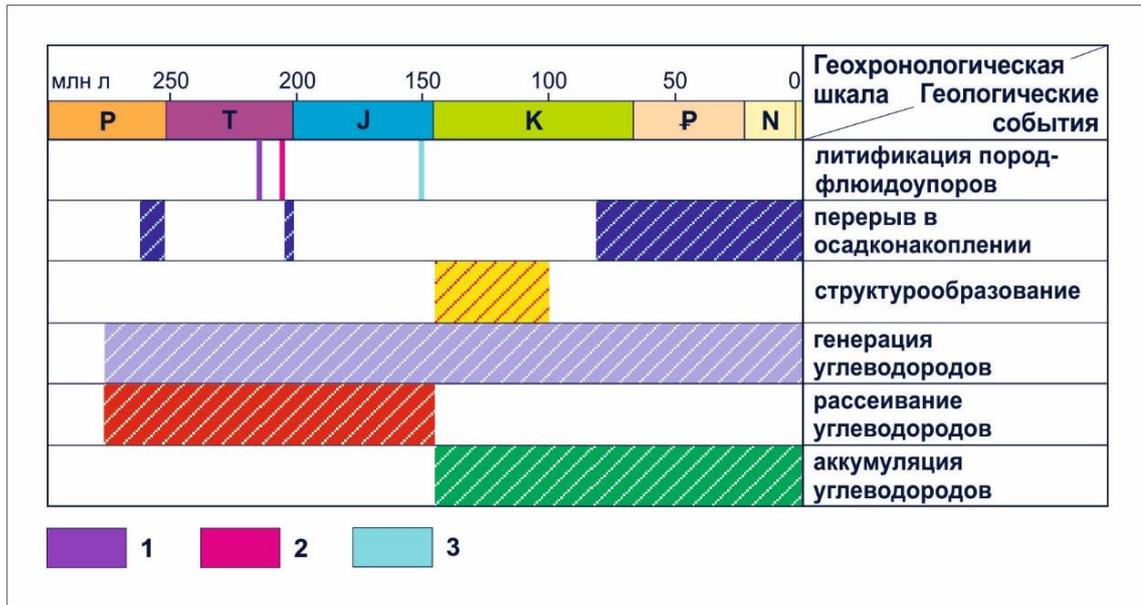


Рисунок 31 – Диаграмма геологических событий для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Хапчагайского мегавала Вилуйской гемисинеклизы

Условные обозначения: 1 – неджелинский, 2 – мономский, 3 – сунтарский флюидоупоры.

Одинаковая конфигурация линии нарастания катагенетической преобразованности ОВ с увеличением глубины (см. рисунок 12) свидетельствует о незначительных масштабах размыва отложений в позднем палеозое, мезозое и кайнозое [Hantschel, Kauerauf, 2009; Болдушевская и др., 2010], что не оказало существенного влияния на формирование месторождений УВ.

Уровень зрелости ОВ в породах-коллекторах верхней перми, нижнего триаса и нижней юры на современном этапе соответствует стадиям прото- и мезокатагенеза, что способствует сохранности газовых и газоконденсатных залежей [Конторович, 1970]. Благоприятные термодинамические условия для сохранности жидких УВ характерны для пород кызылсырского коллектора. Органическое вещество таганджинской и тарагайской толщ не претерпело глубоких катагенных изменений, за исключением территорий Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, где может происходить постепенное разрушение нефтей. В породах тарагайского коллектора условия для сохранности залежей нефти практически отсутствуют в центральной части Линденской впадины.

Состав нефтяных оторочек в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы свидетельствует об их едином источнике и генетической связи с ОВ высшей наземной растительности. Нефти являются средними и

тяжелыми по плотности, малосернистыми, парафинистыми или высокопарафинистыми, малосмолистыми и смолистыми, обогащенными изотопно-тяжелым углеродом δC^{13} , в их составе не обнаружены ванадилпорфириновые и никельпорфириновые комплексы. По данным геохимических исследований [Изосимова и др., 1984 б; Зуева и др., 1992; Каширцев и др., 2009] широкий диапазон плотности нефтей (Рисунок 32) может быть обусловлен влиянием вторичных факторов катагенеза – созревания, и гипергенеза – биodeградации.

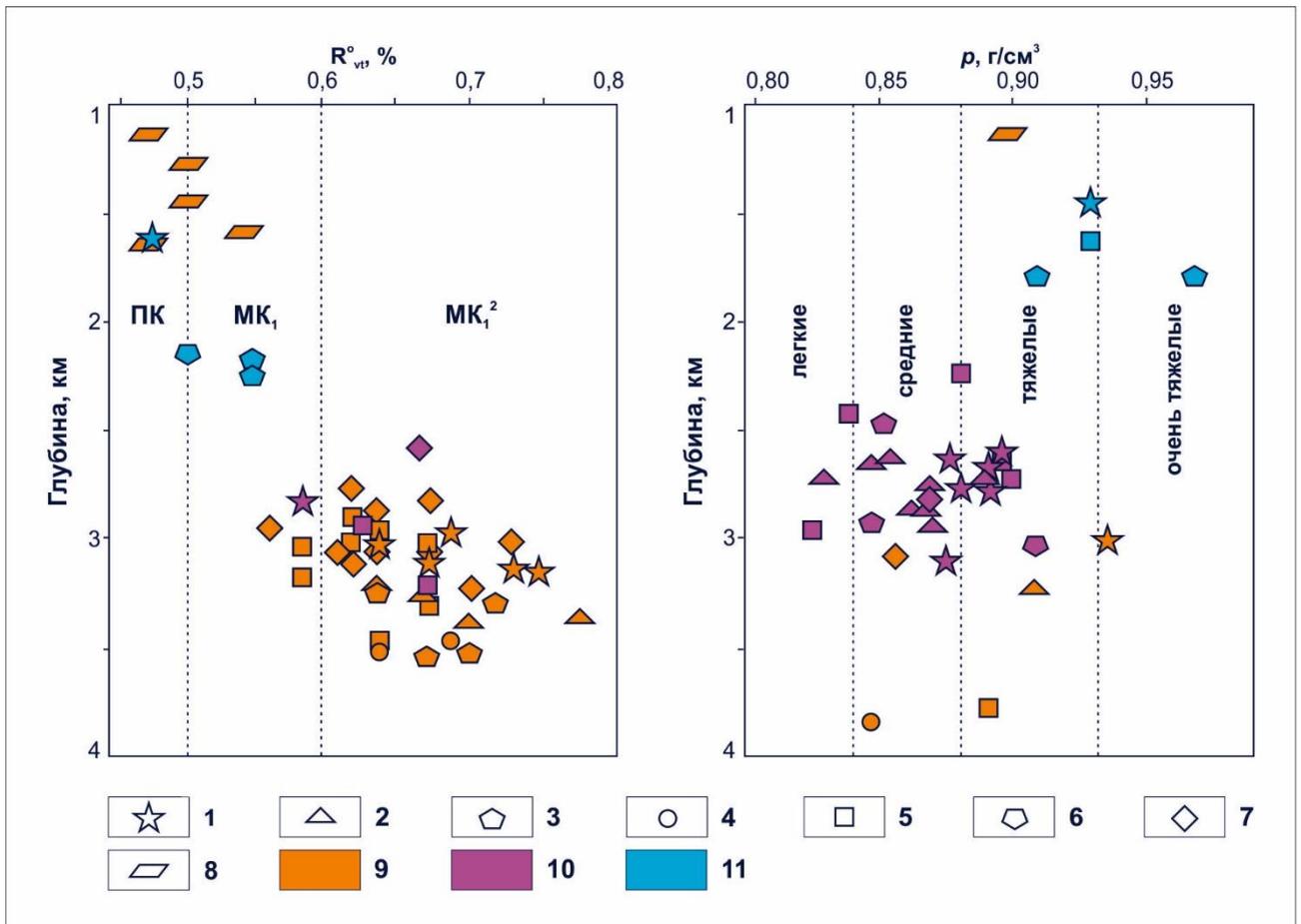


Рисунок 32 – Катагенетическая преобразованность ОВ верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений и плотность нефтей Вилуйской гемисинеклизы [по данным ИНГГ СО РАН; Изосимова и др., 1984б; Каширцев и др., 2009; Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]

Условные обозначения: 1 – Средневилуйская, 2 – Толонская, 3 – Мастахская; 4 – Соболюхская, 5 – Неджелинская, 6 – Бадаранская, 7 – Среднетюнговская, 8 – Западно-Тюнговская площади; 9 – верхнепермские, 10 – нижнетриасовые, 11 – нижнеюрские отложения.

Однако в отложениях тоара присутствуют породы, обогащенные ОВ (сунтарская свита). Условия осадконакопления способствовали образованию ОВ с

преобладанием сапропелевой составляющей. Содержание ОВ в аргиллитах верхне-лейасовых отложений изменяется от 0,23 % до 1,82 % [Сороко, 1973; Зуева и др., 2013]. Сунтарская свита вошла в главную зону нефтеобразования в центральной части Вилуйской гемисинеклизы 90 млн лет назад в туронский век поздне меловой эпохи. Уровень зрелости ОВ на современном этапе в погруженных районах соответствует стадиям МК₁²-МК₂ (Рисунок 33), что предполагает процессы генерации УВ [Изосимова, 1975; Олли, 1975; Зуева и др., 2013].

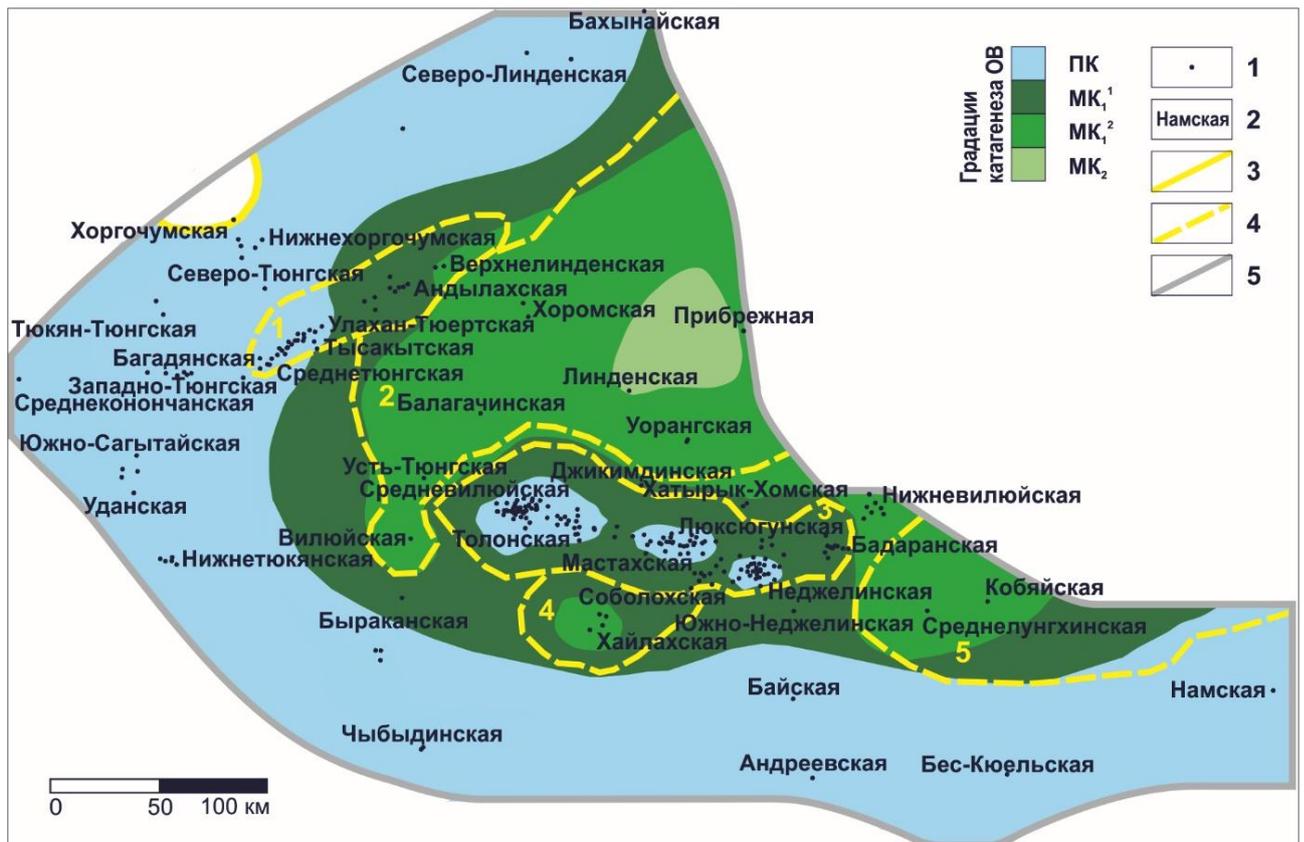


Рисунок 33 – Современная катагенетическая преобразованность ОВ в породах сунтарской свиты тоар-раннеалаенского возраста [по Изосимова, 1975; Олли, 1975; Зуева и др., 2013, с изменениями и дополнениями автора]

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – границы отсутствия сунтарских отложений; 4 – границы структур I-II порядка по отражающему горизонту Ю₂ (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 5 – полигон исследования.

Низкие концентрации $C_{орг}$ (не более 0,36 % [Олли, 1975]) в глинистых породах неджелинской и мономской свит нижнего триаса не позволяют рассматривать в настоящей работе нижнетриасовую вулканогенно-терригенную толщу в качестве нефтегазопроизводящей.

На основании проведенных исследований получены следующие **научные результаты**.

- **Активные процессы генерации УВ в нижней части газопроизводящих отложений перми начались 270 млн лет назад в казанский век, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад в вятский век. На рубеже перми и триаса произошло резкое изменение катагенетической преобразованности ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ. Основной вклад в формирование месторождений УВ в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилуйской гемисинеклизы внесла верхняя часть угленосной толщи перми.**
- **Масштабы генерации для ОВ пермских газопроизводящих пород составляют около 800 трлн м³. Консолидация глинистых толщ нижнего триаса до способности удерживать УВ произошла около 210 млн лет назад в норийский век, нижней юры – 150 млн лет назад в титонский век. Из-за отсутствия литифицированных покровов нижнего триаса было потеряно 590 трлн м³ УВ до поздне триасовой эпохи. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основным этапом заполнения ловушек УВ связан с раннемеловой эпохой.**

Глава 4

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

При оценке перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать историю геологического развития осадочного бассейна, а также детали его строения. Большое влияние на распределение мигрирующих УВ оказывают не только особенности структурного плана территории, но и наличие горизонтов с высокими экранирующими свойствами.

Размещение залежей УВ Вилуйской гемисинеклизы контролируется глинистыми толщами, которые кроме глинистых пород часто содержат невыдержанные по простиранию пласты и прослой алевролитов и песчаников. Флюидоупоры нижнего триаса (мономская и неджелинская свиты) различаются по ряду признаков, которые влияют на их изолирующие свойства. Согласно исследованиям Г.Э. Прозоровича [1972], Ю.Л. Сластенова [Сластенов и др., 1975], Э.А. Бакирова [1979] и др. качество глинистых покрышек определяется характером их площадного распространения, степенью литологической однородности и мощностью.

Для уточнения геологического строения нижнеюрского, нижнетриасового и верхнепермского нефтегазоносных комплексов (см. рисунок 9) построены корреляционные схемы по линиям профилей, представленными на рисунке 34. Не все скважины погруженной центральной зоны Вилуйской гемисинеклизы вскрывают полный разрез рассматриваемых осадочных комплексов. В качестве линии приведения выбрана подошва сунтарской свиты ниже- и среднеюрского возраста.

Литостратиграфическое расчленение разреза верхнепалеозойских и мезозойских отложений проводилось на основе интерпретации материалов геофизических исследований скважин [Дахнов, 1981; Serra, 1984; Итенберг, 1987] с использованием дополнительной геолого-геофизической информации [по данным

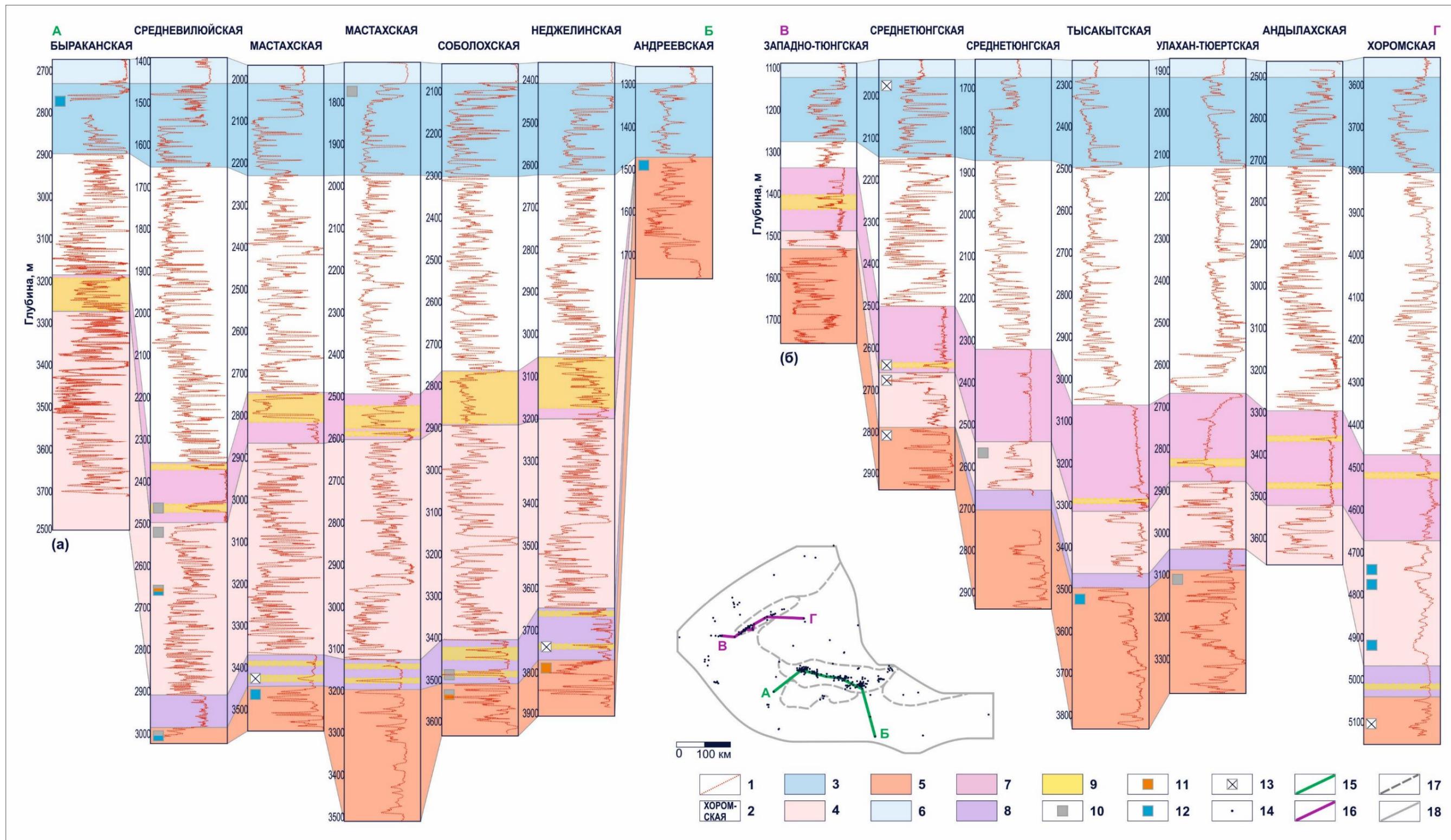


Рисунок 35 – Корреляционные профили по линиям (а) I-I и (б) II-II

Условные обозначения: 1 – кривая каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации; 2 – название площади бурения; 3 – кзылсырский, 4 – таганджинский, 5 – тарагайский коллекторы; 6 – сунтарский, 7 – мономский, 8 – неджелинский флюидоупоры; 9 – песчаные пласты в глинистых флюидоупорах; результаты испытаний скважин: 10 – газ, 11 – нефтепроявления, 12 – вода, 13 – нет притока; 14 – скважина; линии профилей: 15 – I-I, 16 – II-II; 17 – границы структур I-II порядка [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015]; 18 – полигон исследования.

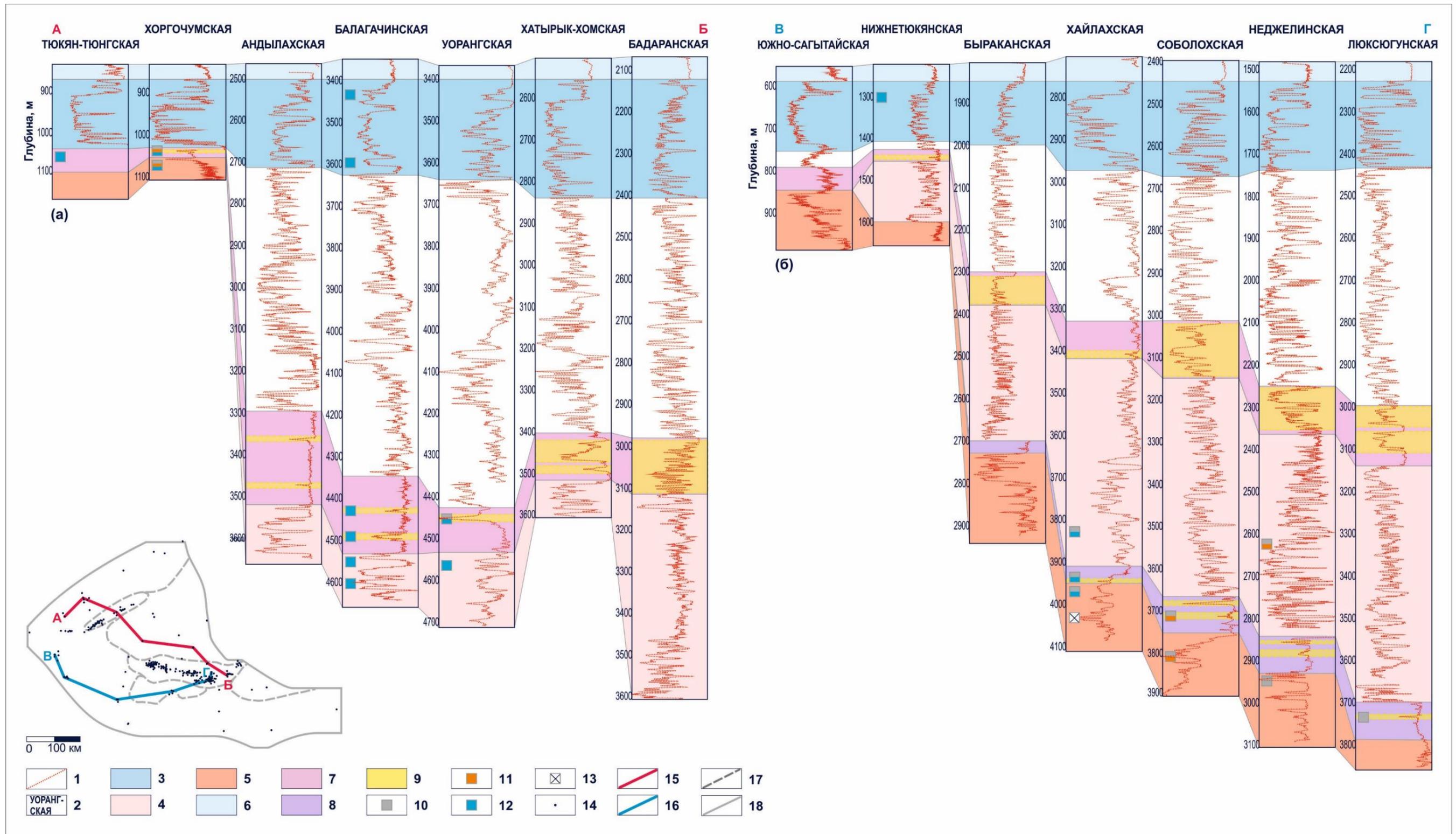


Рисунок 36 – Корреляционные профили по линиям (а) III-III и (б) IV-IV

Условные обозначения: 1 – кривая каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации; 2 – название площади бурения; 3 – кзылсырский, 4 – таганджинский, 5 – тарагайский коллекторы; 6 – сунтарский, 7 – мономский, 8 – неджелинский флюидоупоры; 9 – песчаные пласты в глинистых флюидоупорах; результаты испытаний скважин: 10 – газ, 11 – нефтепроявления, 12 – вода, 13 – нет притока; 14 – скважина; линии профилей: 15 – III-III, 16 – IV-IV; 17 – границы структур I-II порядка [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015]; 18 – полигон исследования.

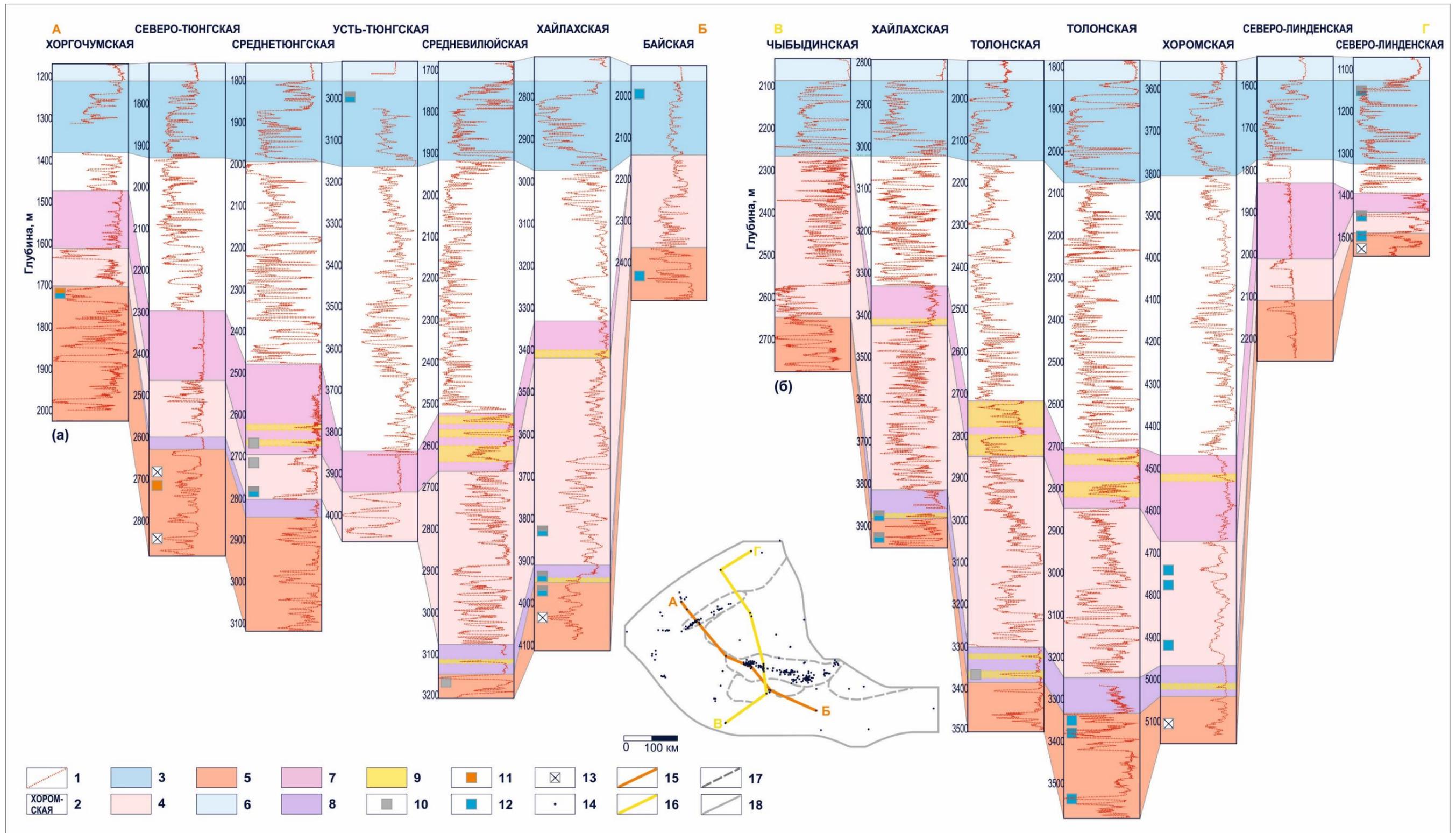


Рисунок 37 – Корреляционные профили по линиям (а) V-V и (б) VI-VI

Условные обозначения: 1 – кривая каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации; 2 – название площади бурения; 3 – кзылсырский, 4 – таганджинский, 5 – тарагайский коллекторы; 6 – сунтарский, 7 – мономский, 8 – неджелинский флюидоупоры; 9 – песчаные пласты в глинистых флюидоупорах; результаты испытаний скважин: 10 – газ, 11 – нефтепроявления, 12 – вода, 13 – нет притока; 14 – скважина; линии профилей: 15 – V-V, 16 – VI-VI; 17 – границы структур I-II порядка [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015]; 18 – полигон исследования.

Нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс сложен таганджинским коллектором и мономским флюидоупором, который не только экранирует скопления УВ в нижерасположенных горизонтах, но и содержит залежи в расклинивающих глинистую толщу песчаниках [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геология..., 1981; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017] (Рисунок 38). Газоносные отложения залегают на глубине от 2200 до 3900 м. Отложения комплекса имеют невыдержанную мощность.

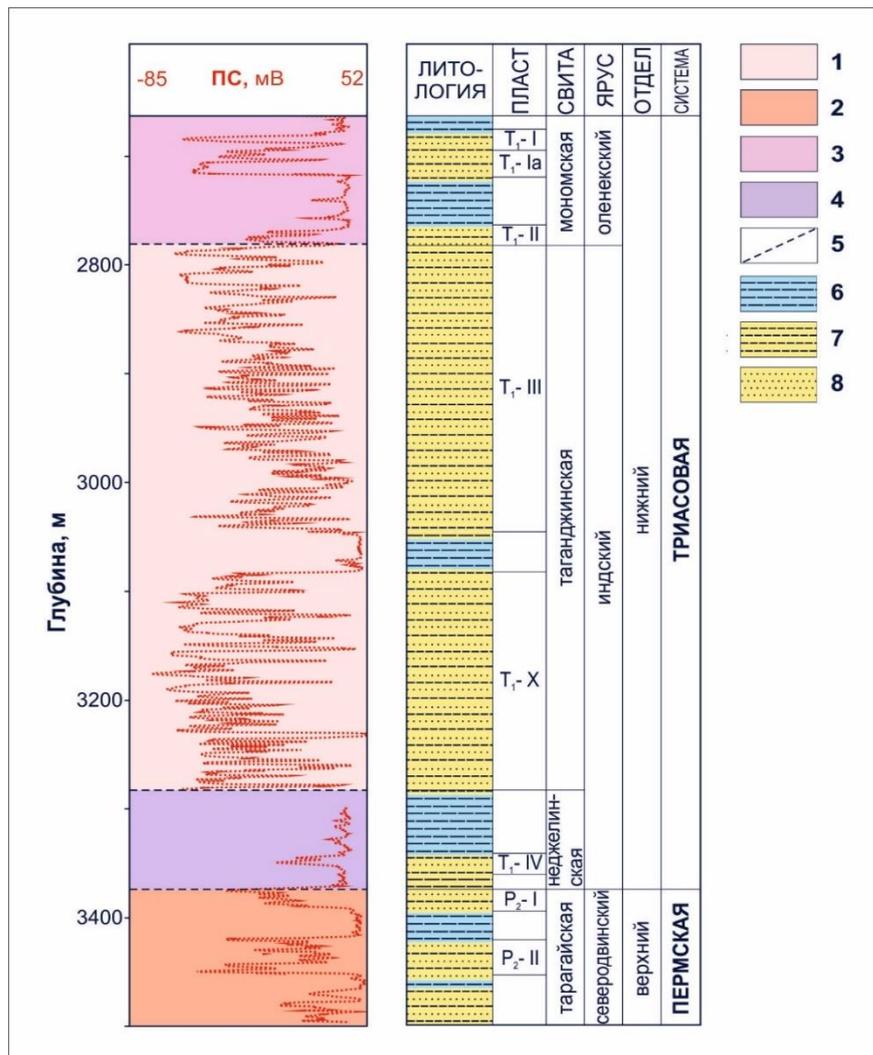


Рисунок 38 – Разрез отложений верхней перми и нижнего триаса (скв. Мастахская № 23)

Условные обозначения: 1 – таганджинский, 2 – тарагайский коллекторы; 3 – мономский, 4 – неджелинский флюидоупоры; 5 – границы литостратиграфических подразделений; 6 – аргиллиты; 7 – алевролиты; 8 – песчаники.

Скважины корреляционных профилей на территории Линденской впадины, северо-восточной части Хапчагайского мегавала, а также на Андылахской и Быраканской площадях вскрывают неполный разрез инд-оленекских отложений

(см. рисунок 34). Средние значения мощности таганджинской и мономской свит на Хапчагайском мегавале составляют 478 и 132 м, в разрезах Логлорского вала – 143 и 216 м соответственно, на западе и юге территории сокращаются до 0 м. Наибольшие толщины характерны для восточной части Хапчагайского мегавала и северо-восточного склона Логлорского вала.

Проницаемой частью *верхнепермского нефтегазоносного комплекса* Вилюйской гемисинеклизы являются песчаные пласты тарагайского коллектора и неджелинского флюидоупора [Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Геология..., 1981; Нефтегазоносные..., 1994; Ситников и др., 2017] (см. рисунок 38). На склонах гемисинеклизы породы-коллекторы представлены возрастными аналогами тарагайской толщи верхней перми. На северо-западе выделена логлорская, на юге – тогойдохская толщи [Граусман, 1994] (см. рисунок 3). Залежи УВ залегают на глубине от 2800 до 3400 м. Отложения комплекса имеют невыдержанную мощность.

Скважины корреляционных профилей вскрывают полный разрез рассматриваемых образований верхней перми только по окраинам региона, на юго-западе Логлорского вала и в отдельных скважинах западной части Хапчагайского мегавала (см. рисунок 34). На Хапчагайской и Логлорской структурах средние значения для тарагайской свиты составляют 255 м. Толщины неджелинской свиты изменяются от 44 до 122 м на территории Хапчагайского мегавала и сокращаются до 24-61 м к Логлорскому валу. На склонах территории породы комплекса выпадают из разреза.

4.1. Экранирующие свойства флюидоупоров нижнего триаса

Комплексный подход к интерпретации каротажных диаграмм с использованием вспомогательных геолого-геофизических материалов [по данным ИНГГ СО РАН; Дахнов, 1981; Serra, 1984; Итенберг, 1987; Граусман, 1994] позволил детализировать геологическое строение инд-оленекских покрышек и изучить особенности распределения по площади прослоев, обладающих высокими изо-

лирующими свойствами [Федорович, Космачева, 2021]. На рисунках 39, 40 и 41 продемонстрированы карты изопахит глинистых пород мономской и неджелинской свит, которые залегают над песчаниками нижнетриасового и верхнепермского нефтегазоносных комплексов.

В отложениях мономского флюидоупора нижнего триаса установлены газоносные пласты-линзы T_1-I , T_1-Ia и T_1-II ($T_1-IIa+T_1-IIb$), индексируемые сверху вниз по разрезу, толщины которых могут достигать 40 м. Литологические «окна» распространены на Хапчагайском мегавале, Логлорском вале и юго-западе Вилюйской гемисинеклизы. Песчаные пласты являются коллекторами для газообразных и жидких УВ при наличии перекрывающих глинистых пачек достаточной мощности. В восточной и юго-восточной частях Хапчагайского мегавала толщина песчаных образований столь высока, что они занимают практически весь объем мономской свиты. Разделяющие их глинистые пропластки становятся менее 10 м, и флюидоупор утрачивает экранирующие свойства.

Песчаный преимущественно газоносный пласт в неджелинской свите линзовидного строения T_1-IV ($T_1-IVa-b$) мощностью до 15 м залегает на территории Хапчагайского мегавала – исключением является Средневилюйская площадь, центральная часть Линденской и северный склон Лунгхинско-Келинской впадин.

Литологическая неоднородность покровов определяет их экранирующие свойства. В направлении от центральных к прибортовым частям территории происходит литологическое замещение песчаников на глинистые разности, которые могут служить литологическими экранами.

Глинистые толщи, перекрывающие газоносные отложения, состоят из монтмориллонита и смешаннослойных минералов с большим содержанием набухающих пакетов [Гурова и др., 1982; Осипов, 2001]. В проницаемых породах скорость преобразования глинистых минералов значительно выше, чем в глинистых. На территории Вилюйской гемисинеклизы в глинистых толщах на глубине до 5 км сохраняется монтмориллонит, а в песчаных образованиях разбухающие минералы исчезают уже на глубине порядка 3,5 км [Геология..., 1981; Ивенсен и др., 1983; Ивенсен, 1984; История..., 1986].

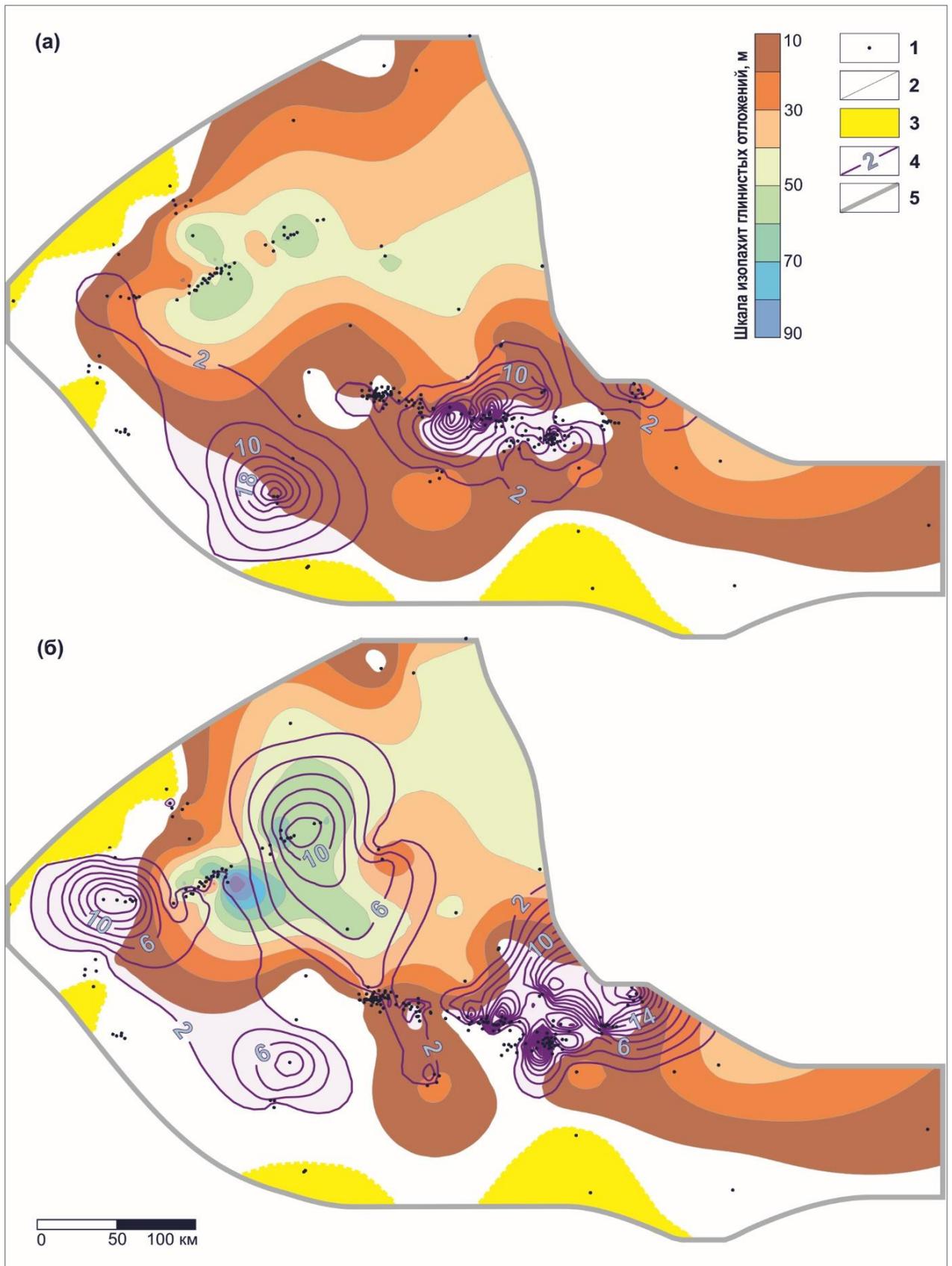


Рисунок 39 – Карты изопахит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T_1-I и (б) T_1-Ia мономской свиты

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – изопахиты глинистых отложений, м; 3 – зона отсутствия мономской свиты; 4 – изопахиты песчаных пластов-линз, м; 5 – полигон исследования.

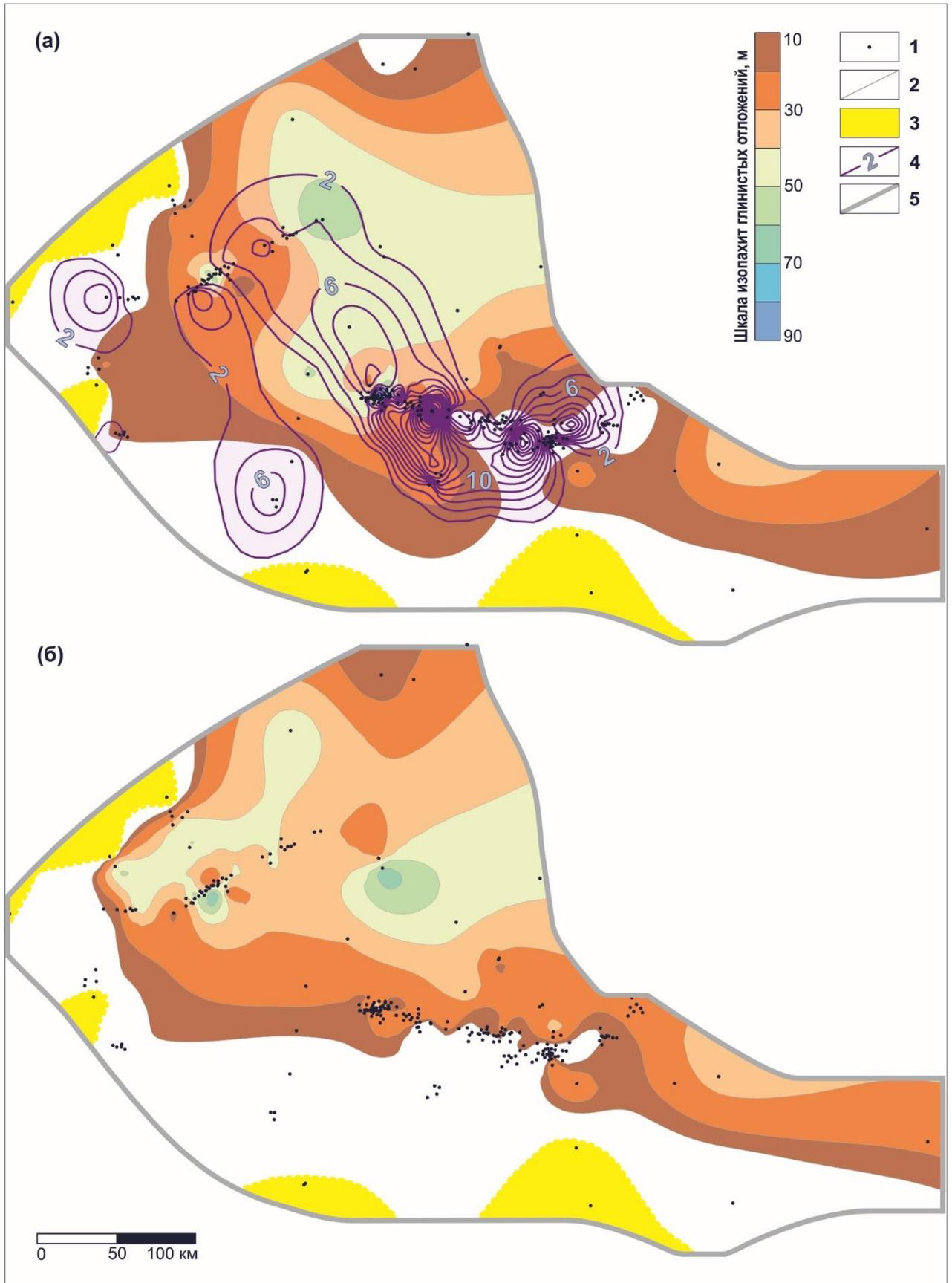


Рисунок 40 – Карты изопахит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) Т₁-II мономской свиты и (б) Т₁-III таганджинской свиты

Условные обозначения: см. на рисунке 39.

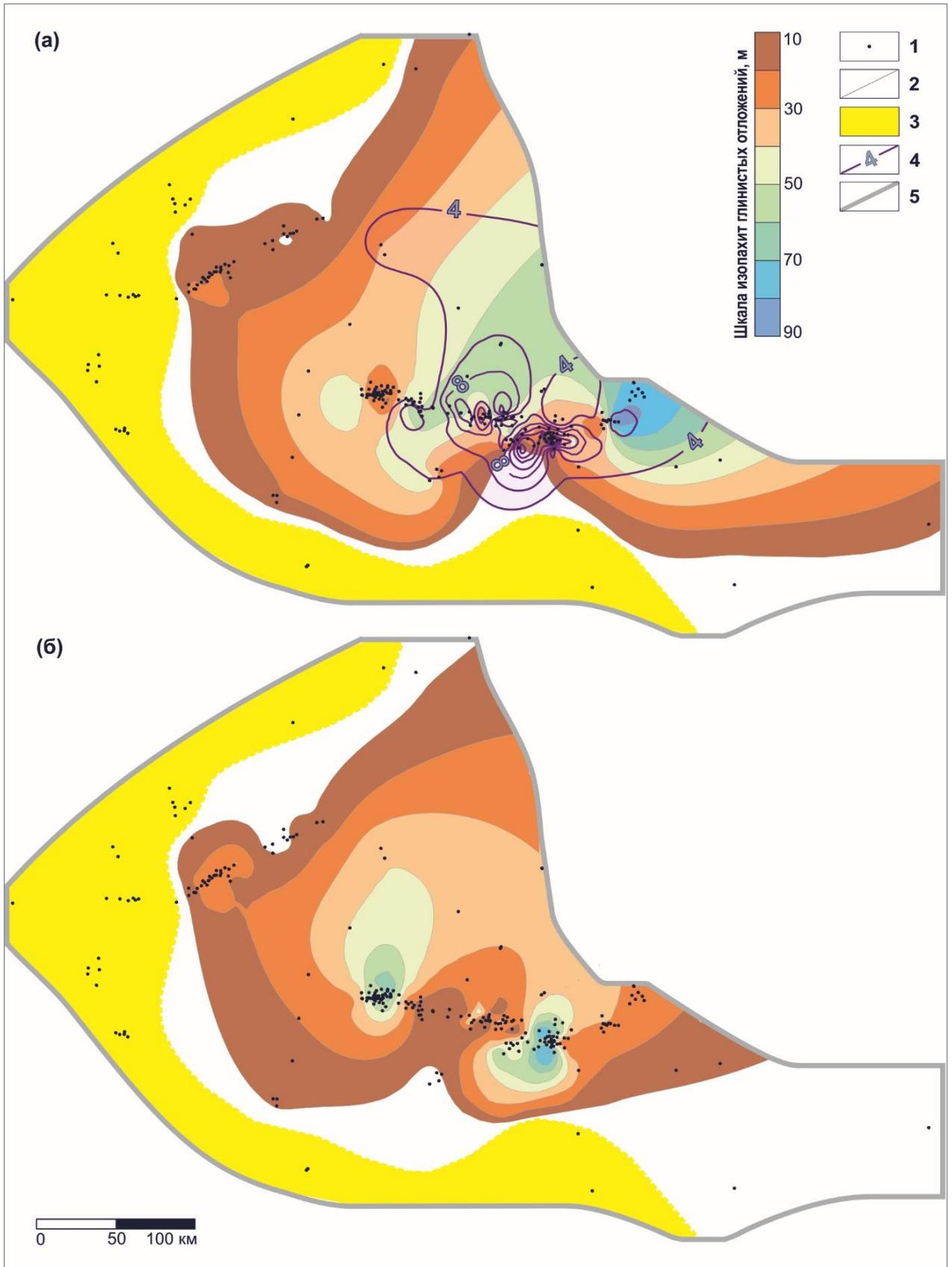


Рисунок 41 – Карты изопакит глинистых пород неджелинской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T_1 -IV неджелинской и (б) P_2 -I тарагайской свит

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – изопакиты глинистых отложений, м; 3 – зона отсутствия неджелинской свиты; 4 – изопакиты песчаных пластов-линз, м; 5 – полигон исследования.

Благоприятный минеральный состав, а также значительная мощность свидетельствуют о высоких изолирующих свойствах региональных покрышек нижнего триаса. Пачки глин, способные удерживать УВ в отложениях рассматриваемых песчаных пластов при толщинах от 10-15 м [Сластенов, 1994 а], зафиксированы на Логлорской, Линденской, Тангнарынской структурах и на отдельных площадях Хапчагайского мегавала. Для мономской свиты максимальные значения мощности до 90 м отмечены на территории Логлорского вала и Линденской впадины, для неджелинской – на территории Хапчагайского мегавала и зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоаянского краевого прогиба.

4.2. Дифференциация территории исследования по степени перспективности

При качественной оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилюйской гемисинеклизы применялся комплексный подход, который позволяет повышать достоверность геологической модели объекта и выявлять наличие благоприятных факторов формирования залежей УВ. В результате ранжирования территории на нефтегазоносные земли различной перспективности (Таблица 9) учитывались:

- структурные карты по отражающим горизонтам ТП (см. рисунок 13), Т и Ю₂;
- карты общей мощности кзылсырского, таганджинского и тарагайского коллекторов и угленосной толщи перми;
- карты мощности глинистых флюидоупоров высокого качества в отложениях нижнего триаса (см. рисунки 39-41);
- карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газо-производящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (см. рисунок 29, 30);
- карта современной катагенетической преобразованности ОВ сунтарской свиты нижней и средней юры (см. рисунок 33);
- результаты испытания скважин.

Таблица 9 – Критерии дифференциации территории Вилюйской гемисинеклизы по перспективности

Категория земель	Основополагающие критерии	
	верхнепермский и нижнетриасовый комплексы	нижнеюрский комплекс
Перспективные с доказанной промышленной газоносностью	наличие залежей УВ, которые находятся на государственном балансе запасов полезных ископаемых	
Перспективные	наличие глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами, породы-коллектора и очага генерации УВ (ОВ перми)	наличие флюидоупора и благоприятных условий для миграции УВ (выпадение из разреза глинистых покрышек нижнего триаса высокого качества)
Потенциально перспективные	—	наличие незаполненных до замка ловушек УВ в отложениях нижнетриасового комплекса
Низкоперспективные	наличие породы-коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами	наличие породы-коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и катагенетически незрелого ОВ в породах нижней юры
Бесперспективные	выпадение из разреза породы-коллектора и перекрывающих флюидоупоров	
Невыясненных перспектив	выпадение из разреза глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами, предполагаемое наличие в породе-коллекторе способных удерживать УВ глинистых прослоев	наличие флюидоупора, породы-коллектора и предполагаемых процессов генерации УВ (ОВ нижней юры)

4.2.1. Верхнепермский нефтегазоносный комплекс

С доказанной промышленной газоносностью перспективные земли верхнепермского комплекса относятся к Средневилуйскому, Толонскому, Мастахскому, Соболох-Неджелинскому месторождениям Хапчагайского мегавала и Среднетюнгскому месторождению Логлорского вала (Рисунок 42).

Перспективные земли соответствуют границам распространения глинистых прослоев неджелинского флюидоупора с высокими изолирующими свойствами (см. рисунок 41). Наличие тарагайского коллектора, источника генерации УВ – пермской газопроизводящей толщи (см. рисунки 29, 30), ОВ в верхней части которой находится в главных зонах нефте- и газообразования, позволяют предполагать заполнение ловушек УВ.

По результатам испытания скважин установлены притоки газа и воды на Андылахской, Хатырык-Хомской, Бадаранской и Хайлахской площадях бурения, воды с растворенным газом и пленками нефти на Быраканской площади, также зафиксированы нефтепроявления на Северо-Тюнгской площади. В некоторых скважинах притоков не получено.

На Западно-Тюнгской и Хоргочумской площадях бурения, где при опробовании песчаных пластов тарагайской свиты отмечены притоки воды и воды с растворенным газом и пленками нефти, неджелинская покрывка верхнепермского и таганджинский коллектор нижнетриасового комплексов выпадают из разреза. Продуктивные отложения верхней перми контролирует мономский флюидоупор нижнетриасового нефтегазоносного комплекса (см. рисунки 39, 40).

Низкоперспективные земли полностью охватывают Линденскую и Лунгинско-Келинскую впадины и центральную часть Тангнарынской впадины Вилюйской гемисинеклизы. Песчаные пласты на глубинах 4 км и более характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами вследствие сильного уплотнения. Возможности обнаружения гранулярных типов коллекторов полностью исчерпаны [Гурова и др., 1982; Граусман, 1984; Алексеев, 2012].

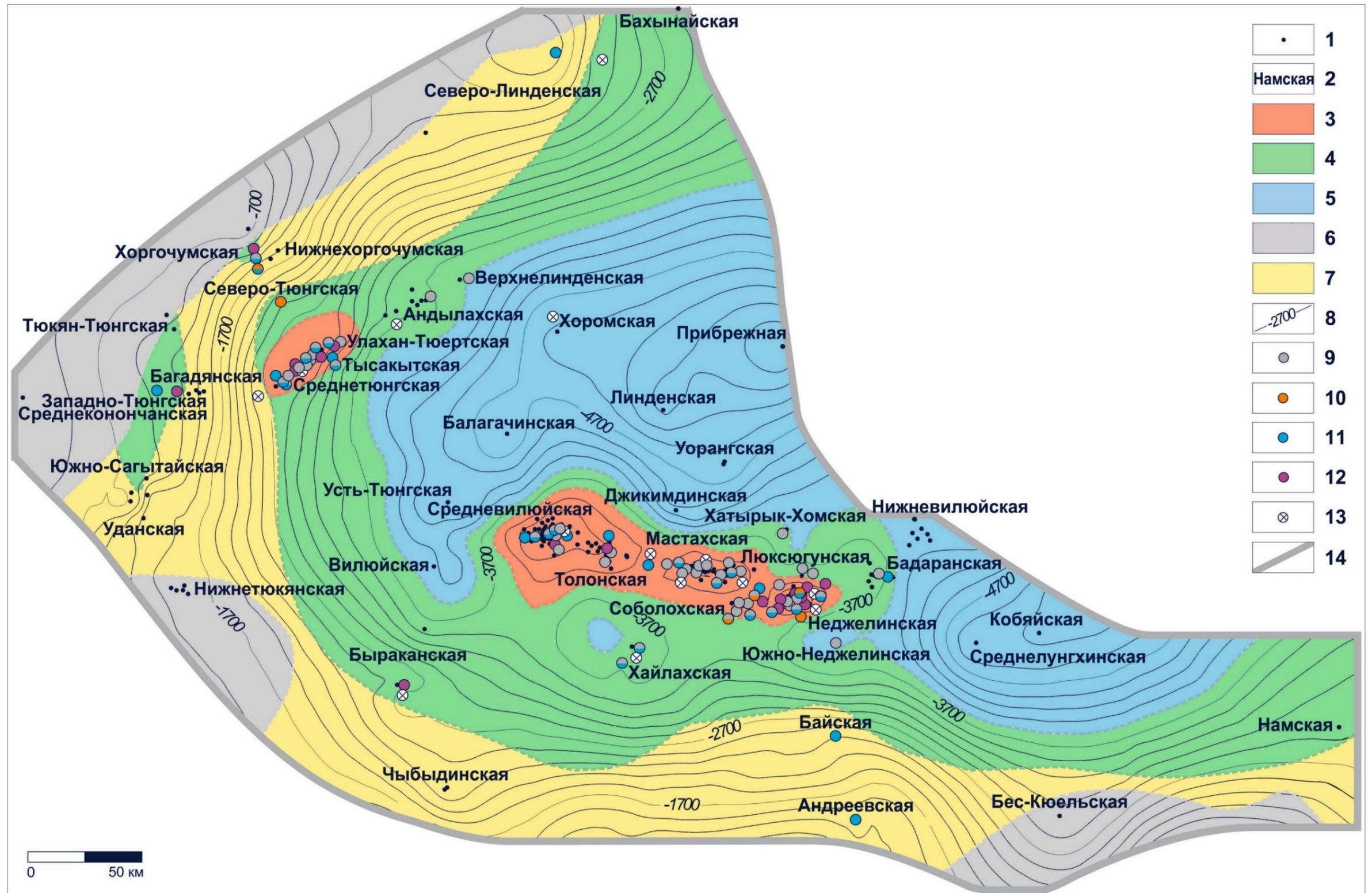


Рисунок 42 – Карта перспектив нефтегазоносности верхнепермского комплекса

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – низкоперспективные, 6 – бесперспективные, 7 – невыясненных перспектив; 8 – изогипсы, м (отражающий горизонт ТП); результаты испытания скважин: 9 – газ, 10 – нефтепроявления, 11 – вода, 12 – газ, вода и нефтепроявления, 13 – нет притока; 14 – полигон исследования.

По результатам испытания скважин получены притоки газа на Верхнелинденской и Южно-Неджелинской площадях бурения. На Хоромской площади притока не зафиксировано. В скважинах на Прибрежной, Линденской, Балагачинской, Уорангской, Нижневиллюйской, Среднелунгхинской и Кобяйской площадях не вскрыт разрез верхнепермского комплекса.

Бесперспективные земли на окраинах региона обусловлены отсутствием пород тарагайского коллектора и неджелинской покрышки.

Земли невыясненных перспектив относятся к прибортовым зонам Виллюйской гемисинеклизы, где происходит выпадение из разреза неджелинского флюидоупора высокого качества (см. рисунок 41). При наличии в тарагайском коллекторе глинистых прослоев, способных удерживать УВ, возможна переоценка перспектив нефтегазоносности отложений комплекса в сторону ее повышения. Вопрос требует специального рассмотрения и проведения дополнительных исследований.

По результатам испытания скважин зафиксированы притоки воды в тарагайской толще верхней перми на Северо-Линденской, Байской и Андреевской площадях бурения, воды и жидкой нефти на Хоргочумской площади. При испытании скважины на Среднетюнгской площади притока не получено.

Открытие во второй половине 2021 г. Хайлахского месторождения на территории Тангнарынской впадины [Портал NEDRADV, 2021], где залежи конденсатного газа и газа сосредоточены в породах тарагайской и неджелинской свит, во многих аспектах подтверждает корректность выполненной в рамках настоящего исследования оценки перспектив нефтегазоносности на качественном уровне для верхнепермского комплекса Виллюйской гемисинеклизы.

4.2.2. Нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс

С доказанной промышленной газоносностью перспективные земли нижнетриасового комплекса относятся к Средневиллюйскому, Толонскому, Мастахскому, Бадаранскому, Нижневиллюйскому месторождениям Хапчагайского мегавала

и Среднетюнгскому и Андылахскому месторождениям Логлорского вала (Рисунок 43).

На Мастахской площади установлено отсутствие глинистых прослоев мономского флюидоупора с высокими изолирующими свойствами (см. рисунки 39, 40). Залежи УВ песчаного пласта T_1-X (см. рисунок 8) контролируются вышелегающим глинистым прослоем в отложениях таганджинского коллектора (см. рисунок 38).

Перспективные земли относятся к областям распространения глинистых прослоев мономского флюидоупора с высокими экранирующими свойствами (см. рисунки 39, 40), таганджинского коллектора и очага генерации УВ органическим веществом пермской газоматеринской толщи (см. рисунки 29, 30). По результатам испытания скважин установлены притоки воды с растворенным газом на Северо-Линденской, Верхнелинденской, Нижнетюкянской и Хайлахской площадях бурения. На Бадаранской площади приток не зафиксирован.

На Соболох-Неджелинской площади, где отсутствуют глинистые прослои мономского флюидоупора с высокими экранирующими свойствами (см. рисунки 39, 40), отмечены притоки газа, воды с растворенным газом и пленками нефти. Скопления УВ песчаного пласта T_1-X контролируются вышелегающим маломощным (10-15 м) глинистым прослоем в отложениях таганджинского коллектора.

В песчаных пластах мономской покрышки получены притоки воды с растворенным газом и эмульсией нефти на Западно-Тюнгской, Тюкян-Тюнгской, Хоргочумской площадях бурения, где мощность таганджинского коллектора сокращается до 0 м.

Низкоперспективные земли, обусловленные резким скачком динамики уплотнения алевритовых и песчаных пород на больших глубинах, относятся к Линденской и Лунгхинско-Келинской впадинам. Преимущественным развитием пользуются трещинные типы коллекторов [Гурова и др., 1982; Граусман, 1984; Алексеев, 2012].

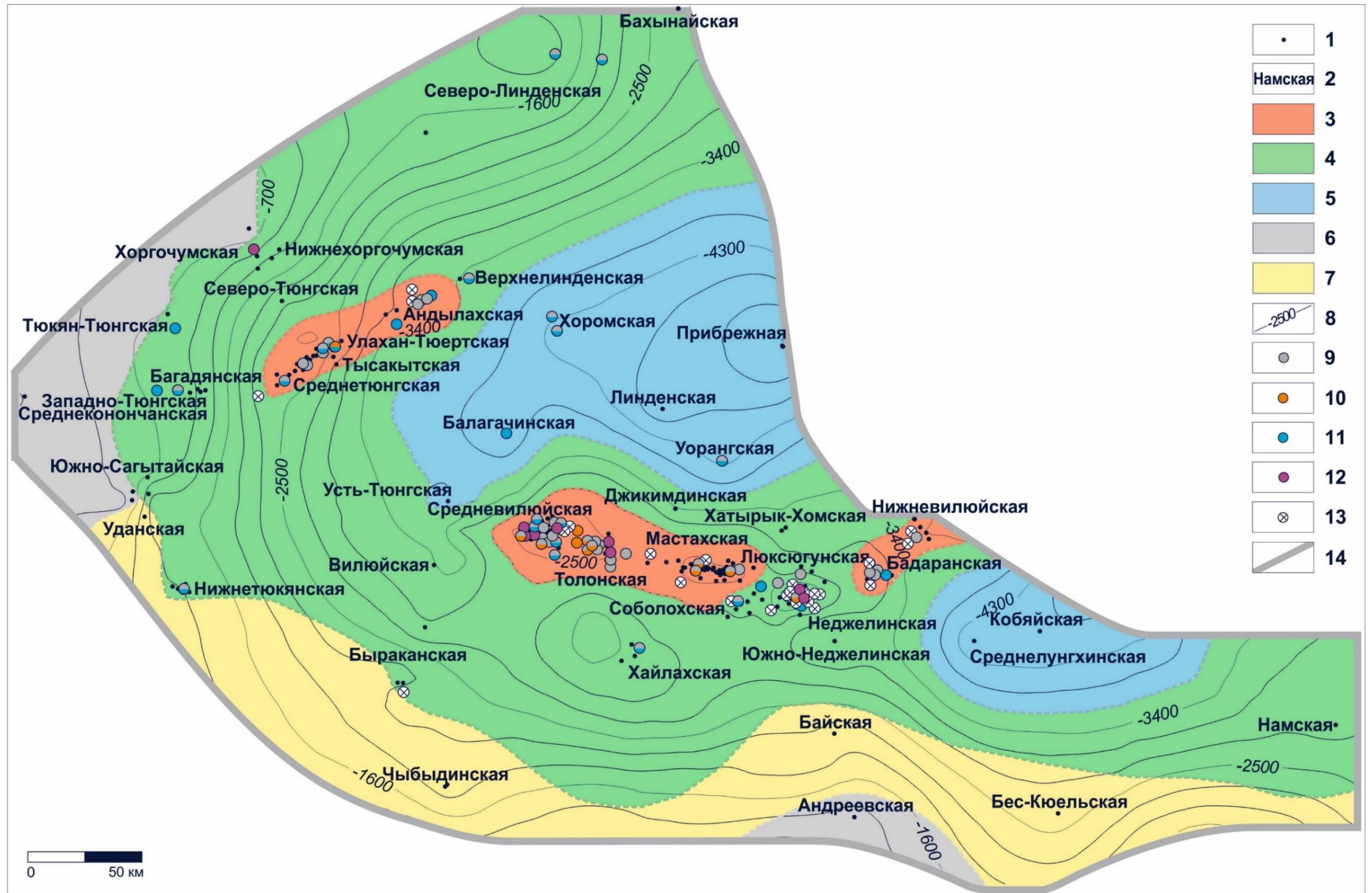


Рисунок 43 – Карта перспектив нефтегазоносности нижнетриасового комплекса

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – низкоперспективные, 6 – бесперспективные, 7 – невыясненных перспектив; 8 – изогипсы, м (отражающий горизонт Т); результаты испытания скважин: 9 – газ, 10 – нефтепроявления, 11 – вода, 12 – газ, вода и нефтепроявления, 13 – нет притока; 14 – полигон исследования.

При испытании скважин установлены притоки воды на Балагачинской площади и воды с растворенным газом на Хоромской и Уорангской площадях бурения. В скважинах на Прибрежной, Линденской, Среднелунгхинской и Кобяйской площадях не вскрыт разрез нижнетриасового комплекса (см. рисунок 1).

Бесперспективные земли на склонах Вилюйской гемисинеклизы связаны с отсутствием пород таганджинского коллектора и мономского флюидоупора.

Земли не выясненных перспектив сосредоточены по периферии региона исследования. Отложения мономского флюидоупора высокого качества полностью выпадают из разреза (см. рисунки 39, 40). Локальные глинистые прослои в таганджинском коллекторе могут контролировать скопления УВ. Результаты испытания скважин отсутствуют.

4.2.3. Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс

С доказанной промышленной газоносностью перспективные земли нижнеюрского комплекса относятся к Средневилюйскому, Мастахскому, Соболох-Неджелинскому, Нижневилюйскому месторождениям Хапчагайского мегавала и Нижнетюкянскому месторождению, расположенному на юго-западе района исследования (Рисунок 44).

Перспективные земли соответствуют зонам отсутствия глинистых прослоев мономского и неджелинского флюидоупоров с высокими экранирующими свойствами в прибортовых частях территории (см. рисунки 39-41). Благоприятные условия для миграции УВ свидетельствуют о формировании скоплений в отложениях кызылсырского коллектора. В скважине на Байской площади бурения установлен приток воды.

Потенциально перспективные земли связаны с выявленными крупными зонами накопления УВ – Хапчагайским мегавалом и Логлорским валом. Наличие залежей УВ в нижнетриасовом комплексе создает предпосылки к формированию скоплений УВ в кызылсырском коллекторе в масштабах геологического времени.

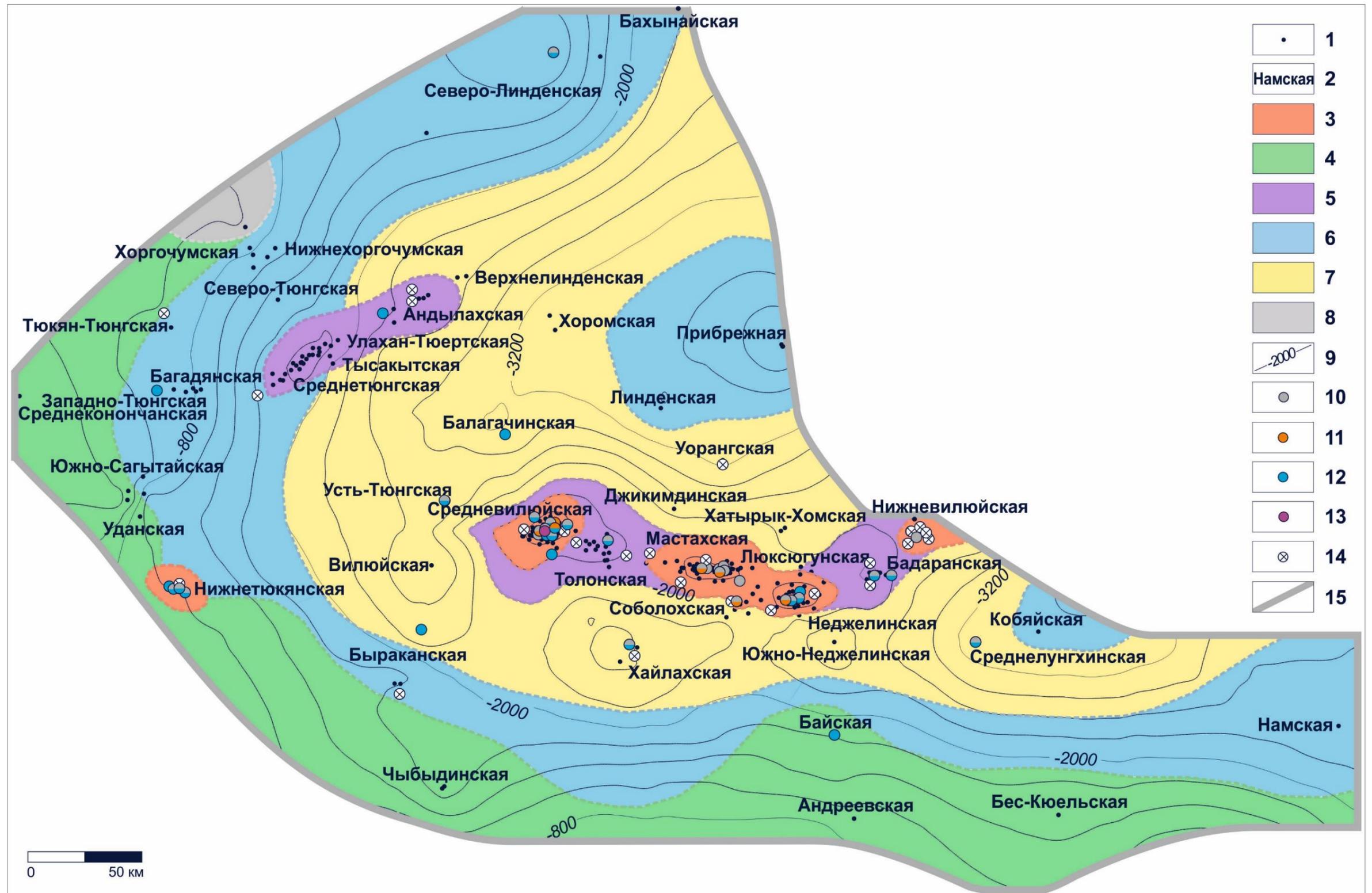


Рисунок 44 – Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрского комплекса

Условные обозначения: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – потенциально перспективные, 6 – низкоперспективные, 7 – бесперспективные, 8 – невыясненных перспектив; 9 – изогипсы, м (отражающий горизонт Ю₂); результаты испытания скважин: 10 – газ, 11 – нефтепроявления, 12 – вода, 13 – газ, вода и нефтепроявления, 14 – нет притока; 15 – полигон исследования.

По результатам испытания скважин установлены притоки воды на Андылахской и воды с растворенным газом на Толонской и Бадаранской площадях бурения. В некоторых скважинах притоки не получены.

Земли не выясненных перспектив занимают центральную часть территории исследования. Породы кызылсырского коллектора и сунтарского флюидоупора распространены повсеместно, имеют выдержанную мощность (см. рисунки 35-37), открытая пористость песчаников достигает 30 % [Гурова и др., 1982; Граусман, 1984; Нефтегазоносные..., 1994].

В нижнеюрских отложениях присутствуют пачки глинистых алевролитов, обогащенных ОВ. В Линденской и Лунгхинско-Келинской впадинах, где глубина залегания нижнеюрских пород достигает 4 км, а степень преобразованности ОВ соответствует начальным стадиям мезокатагенеза $МК_1^2$ - $МК_2$ (см. рисунок 33), можно предполагать процессы генерации и вероятную миграцию УВ [Изосимова, 1975; Олли, 1975; Зуева и др., 2013; Васильев и др., 2018] в нижележащие отложения кызылсырского коллектора при сочетании благоприятных геологических факторов.

По результатам испытания скважин отмечены притоки воды на Балагачинской, Быраканской площадях и воды с растворенным газом на Усть-Тюнгской, Хайлахской и Среднелунгхинской площадях бурения. В некоторых скважинах притоки не получены.

При наличии интенсивных процессов генерации УВ органическим веществом сунтарской свиты нижней и средней юры и благоприятных условий для миграции и аккумуляции УВ в отложениях кызылсырского коллектора возможна переоценка перспектив нефтегазоносности комплекса в сторону ее повышения. Вопрос требует отдельного рассмотрения и дополнительных исследований.

Низкоперспективные земли связаны с центральными зонами Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, где качество кызылсырского коллектора ухудшается и выделены порово-трещинные или трещинные типы коллекторов [Гурова и др., 1982; Граусман, 1984; Алексеев, 2012]. В скважинах на Прибрежной и Кобяйской площадях не вскрыт разрез нижнеюрского комплекса (см. рисунок 1).

Основываясь на вышеизложенном, к низкоперспективным землям с некоторой долей условности можно отнести участки распространения катагенетически незрелых пород сунтарской свиты (см. рисунок 33). По результатам испытания скважин отмечены притоки воды на Западно-Тюнгской, воды с растворенным газом на Северо-Линденской площадях бурения. В некоторых скважинах притоки не получены.

Бесперспективные земли, которые находятся на северо-западном склоне Вилюйской гемисинеклизы, обусловлены отсутствием кызылсырского коллектора и сунтарского флюидоупора.

На основании проведенных исследований получены следующие **научные результаты**.

- **Перспективные территории относятся к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ. Низкоперспективные земли относятся к наиболее погруженным районам, где песчаные пласты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Бесперспективные земли на склонах Вилюйской гемисинеклизы обусловлены отсутствием рассматриваемых нефтегазоносных комплексов.**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена моделированию истории формирования месторождений УВ в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях Виллюйской гемисинеклизы. В результате проведенных исследований сделаны следующие выводы.

1. Решающее влияние на нефтегазоносность Виллюйской гемисинеклизы с точки зрения истории тектонического развития оказал меловой период, с которым связано формирование основных ловушек УВ и разрывных нарушений, способных выполнять роль каналов для миграции УВ из газоматеринской толщи перми в верхнепермские, нижнетриасовые и нижнеюрские газоносные отложения.
2. Газоматеринские породы перми, мощность которых превышает 3 км в погруженных зонах, поэтапно достигали стадий мезокатагенеза. Активные процессы генерации УВ в нижней части газопроизводящих отложений перми начались 270 млн лет назад в казанский век, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад в вятский век. На рубеже перми и триаса произошло резкое изменение катагенетической преобразованности ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ. Масштабы генерации для ОВ пермских газопроизводящих пород составляют около 800 трлн м³.
3. Консолидация глинистых толщ нижнего триаса до способности удерживать УВ произошла около 210 млн лет назад в норийский век, нижней юры – 150 млн лет назад в титонский век. Из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса было утеряно 590 трлн м³ УВ до поздне триасовой эпохи. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м³ УВ до раннемеловой эпохи по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Основной вклад в формирование месторождений УВ внесла верхняя часть угленосной толщи перми.

4. Заполнение ловушек УВ происходило в раннемеловую эпоху, когда структуры современного плана, основные элементы верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы уже сформировались, и процессы генерации и миграции УВ протекали на территории исследования. Коэффициент аккумуляции УВ на Хапчагайском мегавале составляет 2,5 %, Логлорском вале – 2,0 %.
5. Перспективные территории верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского нефтегазоносных комплексов Вилюйской гемисинеклизы относятся к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ.
6. Потенциально перспективные территории (в масштабах геологического времени) нижнеюрского комплекса связаны с наличием незаполненных до замка ловушек УВ в нижнетриасовых отложениях.
7. Низкоперспективные земли относятся к наиболее погруженным районам, где песчаные пласты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Бесперспективные земли на склонах Вилюйской гемисинеклизы обусловлены отсутствием рассматриваемых нефтегазоносных комплексов.
8. Для территорий с невыясненными перспективами характерны благоприятные условия для формирования скоплений УВ при наличии глинистых прослоев в песчаных коллекторах. Выделение зон с невыясненными перспективами для нижнеюрского комплекса объясняется предполагаемой генерацией УВ в породах нижней юры.

Несмотря на решение многих вопросов, связанных с изучением условий формирования залежей УВ на территории исследования, остаются задачи, рассмотрение которых при существующей степени изученности невозможно. Поскольку фонд крупных объектов Вилюйской гемисинеклизы исчерпан, целью дальнейших поисково-разведочных работ являются малоамплитудные структуры. Кроме того, необходима доразведка Хапчагайского мегавала для расширения контуров промышленной газоносности верхнепермских и нижнетриасовых от-

ложений, где распределение зон с доказанной промышленной газоносностью контролируется в большей степени литологическим, а не структурным фактором.

Результаты проведенных исследований могут применяться в качестве основы для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных и оптимизации геологоразведочных работ. Актуальные данные об открытии Хайлахского месторождения являются обоснованием выполненной оценки перспектив нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы.

В рамках первоочередных рекомендаций предлагается:

- проведение сейсморазведки 3D на открытых месторождениях для оконтуривания ловушек УВ;
- увеличение плотности сейсмических наблюдений на территории выделенных перспективных земель и зон с невыясненными перспективами с целью уточнения структурного плана района;
- проведение региональных сейсморазведочных работ на территории Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин для доизучения геологического строения глубокозалегающих отложений.

Перспективы дальнейшей разработки темы предполагают изучение истории формирования скоплений УВ в отложениях средней-верхней юры и мела Вилюйской гемисинеклизы. Прежде всего, определение возможных условий для миграции и аккумуляции УВ, генетически связанных как с угленосной толщей перми, так и с обогащенными ОВ глинистыми и глинисто-углистыми породами соответственно нижней и верхней юры.

На основании интерпретации новых данных сейсморазведки на южном и северо-западном склонах Вилюйской гемисинеклизы необходимы уточнение геологического строения территории и поиск ловушек УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, Н.Н. Интегральные особенности формирования пород-коллекторов нефти и газа в Вилюйском позднепалеозойско-мезозойском нефтегазоносном бассейне / Н.Н. Алексеев // Наука и образование. – 2012. – № 4. – С. 19-23.
2. Алексеев, Н.Н. Влияние мезозойской тектоно-магматической активизации на нефтегазоносность чехла центральной части Вилюйской синеклизы / Н.Н. Алексеев, Н.Н. Гаврильев, В.А. Михайлов, Д.В. Аброскин, Ю.Х. Протопопов // Нефтегазоносные отложения Западной Якутии. – Якутск, 1982. – С. 98-108.
3. Аммосов, И.И. Литификация и нефтегазоносность / И.И. Аммосов // Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. – М.: Наука, 1967. – С. 5-80.
4. Андрианова, В.А. К петрографо-минералогической и палинологической характеристике пермских отложений Средне-Вилюйской площади / В.А. Андриянова, Е.К. Петрова // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Якутской АССР и направление дальнейших работ на нефть и газ. – Якутск, 1972. – С. 143-151.
5. Астахов, С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования / С.М. Астахов. – Ростов-на-Дону: Контики, 2015. – 256 с.
6. Бабаян, Г.Д. Основные направления и рациональный комплекс геолого-геофизических нефте- и газопоисковых работ Якутии / Г.Д. Бабаян, Г.В. Бархатов, Ю.Д. Горшенин, К.Б. Мокшанцев, Г.Т. Семенов // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 416-421.
7. Баженова, Т.К. Масштабы нефтегазообразования в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы / Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, А.Н. Золотов, В.В. Казаринов, С.А. Кащенко, А.Э. Конторович,

- Л.Г. Маркова, Е.А. Рогозина // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1970. – С. 83-127.
8. Баженова, Т.К. Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её докембрийского мегабассейна / Т.К. Баженова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 1-21. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf, свободный.
 9. Бакин, В.Е. Характер распространения и экранирующие свойства основных газонефтеводоупоров в центральной части Вилюйской гемисинеклизы / В.Е. Бакин // Закономерности размещения скоплений нефти и газа на Сибирской платформе. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979. – С. 151-167.
 10. Бакиров, Э.А. О роли нефтегазоносных комплексов в формировании зон нефтегазонакопления / Э.А. Бакиров // Критерии поисков зон нефтегазонакопления. – М.: Наука, 1979. – С. 239-242.
 11. Балобаев, В.Т. Геотермия мерзлой зоны литосферы севера Азии / В.Т. Балобаев. – Новосибирск: Наука, 1991. – 194 с.
 12. Бахтуров, С.Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов. – Новосибирск: Наука, 1988. – 152 с.
 13. Бобров, А.К. Стратиграфия нефтегазоносных толщ Якутии / А.К. Бобров, И.И. Тучков, В.Н. Андрианов, Ю.Д. Горшенин, Г.С. Гусев, С.В. Нужнов, Г.С. Фрадкин, И.Г. Шаповалова // Геологическое строение и нефтегазопосность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 5-24.
 14. Боганик, Г.Н. Сейсморазведка / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич – Тверь: АИС, 2006. – 743 с.
 15. Бодунов, Е.И. Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах / Е.И. Бодунов, И.Н. Зуева, В.А. Каширцев, Н.А. Уткина, П.Д. Зыкова, И.Н. Андреев, А.Б. Бочковская, В.А. Козлова // Нефтегазоносность и во-

- просы освоения месторождений нефти и газа Якутии. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С. 58 – 69.
16. Болдушевская, Л.Н. Мощности размыва отложений на разных этапах геологической истории Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты по данным изучения степени катагенеза органического веществ пород / Л.Н. Болдушевская, Ю.А. Филиппов, А.Н. Фомин // Нефтегазовая геология. – 2010. – № 3. – С. 51-53.
 17. Будников, И.В. Лено-Виллюйская газонефтеносная провинция / И.В. Будников, В.В. Гребенюк, В.П. Девятков // Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР. – М., 1987. – С. 121-126.
 18. Будников, И.В. Литостратиграфия верхнего палеозоя краевых прогибов северо-востока Сибирской платформы / И.В. Будников, В.И. Будников, В.В. Граусман, В.И. Данилов, Т.Е. Михайлова // Стратиграфия и литофациальный анализ верхнего палеозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 5-14.
 19. Бурштейн, Л.М. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070-1078.
 20. Васильев, В.Г. Нефтегазоносность Восточной Сибири и перспективы дальнейших поисков нефти и газа / В.Г. Васильев, Н.В. Черский // Геология нефти и газа. – 1964. – № 9. – С. 18-30.
 21. Васильев, С.А. Нефтегазоносность Виллюйской синеклизы и перспективы поисков залежей углеводородов / С.А. Васильев, П.Н. Соболев, Е.С. Таффарель, М.П. Голованова, И.И. Гарифуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 12. – С. 14-26.
 22. Вассоевич, Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н.Б. Вассоевич // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1967. – № 11. – С. 137-142.

23. Вассоевич, Н.Б. Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского нефтегазоносного бассейна) / Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина, Б.А. Соколов // Известия Академии Наук СССР. Серия геологическая. – 1971. – № 11. – С. 56-60.
24. Вассоевич, Н.Б. Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа / Н.Б. Вассоевич, Б.А. Соколов // Геология и разведка. – 1976. – № 5. – С. 67-72.
25. Вассоевич, Н.Б. Геолого-геохимические предпосылки объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа / Н.Б. Вассоевич, Б.А. Соколов // Объемно-генетический метод оценки ресурсов нефти и газа. – Ташкент: СНИИГиМС, 1980. – С. 15-21.
26. Вассоевич, Н.Б. Опыт применения историко-генетического метода для определения времени формирования скоплений углеводородов в Восточно-Маньчском прогибе / Н.Б. Вассоевич, Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич // Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. – М.: Наука, 1980. – С. 149-161.
27. Вахрамеев, В.А. Новые данные о геологическом строении Вилюйской впадины и Предверхоянского краевого прогиба / В.А. Вахрамеев, Ю.М. Пушаровский // Доклады АН СССР. – 1952. – № 2. – С. 333-336.
28. Вейнберг, М.К. Строение мезозойского чехла восточной части Вилюйской синеклизы / М.К. Вейнберг, П.К. Мазаева, М.И. Дорман // Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция. – М.: Наука, 1969. – С. 94-98.
29. Вернадский, В.И. Начало и вечность жизни. – Петербург, 1922. – 60 с.
30. Вышемирский, В.С. Геологическое развитие Предверхоянского прогиба и его обрамления / В.С. Вышемирский // Ученые записки Саратовского университета. – 1956. – Т.49. – С.7-14.
31. Вышемирский, В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефти / В.С. Вышемирский. – Саратов, 1963. – 378 с.

32. Вышемирский, В.С. Миграция рассеянных битумоидов. / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук. – Новосибирск: Наука, 1971. – 167 с.
33. Вышемирский, В.С. Успехи теории органического происхождения нефти и газа / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука, 1980. – С 27-39.
34. Гайдук, В.В. Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система / В.В. Гайдук – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. – 128 с.
35. Галушкин, Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
36. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов / Под ред. А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1968. – 520 с.
37. Геологическое строение и нефтегазоносность ЯАССР / Под ред. В.Г. Васильева. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 478 с.
38. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / Под ред. В.В. Забалужева. – Л.: Недра, 1980. – 200 с.
39. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
40. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. – 86 с.
41. Голубева, И.И. Особенности и общие черты пермского осадконакопления Тунгусской и Вилюйской синеклиз / И.И. Голубева // Литология и геохимия нефтегазоносных отложений Сибирской платформы. – Новосибирск, 1979. – С. 32-39.
42. Голубева, И.И. О стратиграфическом расчленении газоносных отложений перми центральной части Вилюйской синеклизы / И.И. Голубева, В.В. Граусман, С.В. Мейен, Е.К. Петрова // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1980. – С. 36-45.

43. Горшенин, Ю.Д. Перспективы восточной части Вилюйской синеклизы и центральной части Предверхоянского прогиба на нефть и газ / Ю.Д. Горшенин, И.А. Филимонов // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 285-298.
44. Граусман, А.А. Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении / А.А. Граусман. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1984. – 136 с.
45. Граусман, В.В. Стратиграфия верхнего докембрия и фанерозоя перспективных на нефть и газ территорий Западной Якутии: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / В.В. Граусман. – Новосибирск, 1994. – 38 с.
46. Граусман, В.В. Стратиграфия пермских отложений Вилюйской синеклизы / В.В. Граусман, В.Д. Матвеев, С.В. Мейен // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1982. – № 11. – С. 57-67.
47. Граусман, В.В. Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы / В.В. Граусман, С.В. Мейен // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1987. – № 10. – С. 53-60.
48. Гребенюк, В.В. Специфика нефтегазообразования в мезозойских депрессиях Сибирской платформы / В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гурари, А.Д. Луговцов, В.И. Москвин // Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири. – Новосибирск: Наука, 1983. – С. 132-140.
49. Губин, И.А. Уточнение строения Вилюйской гемисинеклизы по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ / И.А. Губин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4. – С. 40-52.
50. Губкин, И.М. Учение о нефти / И.М. Губкин. – Л.: Госнефтеиздат, 1932. – 443 с.
51. Гудков, А.А. Тектоника осадочного чехла Вилюйской синеклизы и прилегающих районов Приверхоянского прогиба / А.А. Гудков // Тектоника, стратиграфия и литология осадочных формаций Якутии. – Якутск, 1968. – С. 32-41.

52. Гурова, Т.И. Резервуары нефти и газа верхнепермских и мезозойских отложений Хатангско-Вилуйской нефтегазоносной провинции / Т.И. Гурова, В.Н. Кузнецова, Р.С. Рояк // Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 63-74.
53. Дахнов, В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1981. – 344 с.
54. Девятов, В.П. Стратиграфия триасовых отложений Верхоянской фациальной области (Центральная Якутия) / В.П. Девятов, А.М. Трущелев, В.С. Гриненко // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 2. – С. 24-37.
55. Добрянский, А.Ф. Геохимия нефти / А.Ф. Добрянский. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 475 с.
56. Долженко, К.В. История генерации углеводородов органическим веществом верхнепалеозойских отложений по материалам сверхглубокой скважины Средневилуйская-27 / К.В. Долженко // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017. – С. 100-108.
57. Долженко, К.В. Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилуйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин / К.В. Долженко, А.Н. Фомин, В.Н. Меленевский // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 77-84.
58. Дорман, М.И. Новые данные о строении мезозойского чехла Вилуйской синеклизы / М.И. Дорман // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 173-178.

59. Дучков, А.Д. Мерзлотно-геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока / А.Д. Дучков, Н.Н. Добрецов, Л.С. Соколова, Д.Е. Аюнов // Динамика физических полей Земли. – М., 2011. – С. 207-221.
60. Дучков, А.Д. Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова, Д.Е. Аюнов // Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Международ. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013 (Новосибирск, 15-26 апр. 2013 г.). – Новосибирск: СГГА, 2013. – Т. 3. – С. 153-157.
61. Дучков, А.Д. Тепловой поток Сибири / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова // Геофизические методы исследования земной коры: Сб. материалов Всерос. конф., посвященной 100-летию со дня рождения академика Н.Н. Пузырева (Новосибирск, 8-13 дек. 2014 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 211-216.
62. Дучков, А.Д. К вопросу о поисках месторождений гидратов метана в областях распространения криолитозоны / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова, М.Н. Железняк, Д.Е. Аюнов // Геофизические технологии. – 2018. – № 2. – С. 27-40.
63. Евтушенко, В.М. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества и битумоидов куонамского комплекса отложений в связи с перспективами нефтегазоносности Восточной части Сибирской платформы / В.М. Евтушенко, А.Э. Конторович // Кембрий Сибирской платформы (Юдомо-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений). – М.: Недра, 1972. – С. 133–146.
64. Забалуев, В.В. Геологическое строение и история развития Приверхоянского краевого прогиба в районе Западного Верхоянья / В.В. Забалуев // Материалы по нефтегазоносности Якутской АССР. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 158-183.

65. Зуева, И.Н. Геохимия порфиринов и микроэлементов органического вещества и нафтидов Западной Якутии / И.Н. Зуева, Н.А. Уткина, В.А. Каширцев, Т.А. Григорьева. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1992. – 99 с.
66. Зуева, И.Н. Характеристика рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнелейасовых отложений Вилюйской синеклизы / И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, А.Ф. Сафронов, В.А. Каширцев // Наука и образование. – 2013. – № 2. – С. 41-46.
67. Зуева, И.Н. Катагенез рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнепермских отложений Вилюйской синеклизы / И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, А.Ф. Сафронов, В.А. Каширцев // Наука и образование. – 2014. – № 2. – С. 110-117.
68. Зуева, И.Н. Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилюйского бассейна / И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, Ю.С. Глязнецова, С.Х. Лифшиц // Наука и образование. – 2017. – № 2. – С. 17-21.
69. Ивенсен, В.Ю. Раннетриасовый вулканизм Вилюйской синеклизы и прилегающей части Верхоянского мегантиклинория / В.Ю. Ивенсен // Ученые записки ЯГУ. Серия: геология, география, биология. – Якутск, 1994. – С. 12-22.
70. Ивенсен, В.Ю. Минералогический состав нижнетриасовых покровов Вилюйской синеклизы / В.Ю. Ивенсен, Г.В. Ивенсен, А.Ф. Сафронов // Экспресс-информация ВНИИЭГазпрома. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – 1983. – № 7. – С. 8-12.
71. Ивенсен, Г.В. Глинистые минералы пермо-триасовых отложений Лено-Вилюйской нефтегазоносной области: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / Г.В. Ивенсен. – М., 1984. – 25 с.
72. Изосимова, А.Н. Нефтепроизводящие отложения Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба / А.Н. Изосимова // Литология и геохимия осадочных толщ Якутии. – Новосибирск: Наука, 1975. – С. 130-149.

73. Изосимова, А.Н. Генетические типы органического вещества / А.Н. Изосимова, И.Н. Зуева, А.Ф. Сафронов, В.И. Фролов, В.А. Каширцев, О.Н. Чалая, Н.А. Уткина, А.Б. Бочковская, В.А. Козлова // Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1984 а. – С. 27-53.
74. Изосимова, А.Н. Нефти и конденсаты Западной Якутии / А.Н. Изосимова, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, Н.А. Уткина, Г.С. Трущелева, Л.В. Шумилова, И.Н. Андреев // Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1984 б. – С. 74-100.
75. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Под. ред. Н.В. Черского. – М.: Наука, 1986. – 167 с.
76. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
77. Казаринов, В.В. Геохимическая характеристика нефтей и газов Хапчагайского поднятия Вилюйской синеклизы / В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, Р.Е. Мачинская, Д.П. Сидоров, О.Ф. Стасова // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1967. – С. 149-166.
78. Карнюшина, Е.Е. Обстановки седиментации нижнеюрско-ааленского природного резервуара Вилюйской синеклизы / Е.Е. Карнюшина, Е.В. Жукова // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2013. – № 1. – С. 36-42.
79. Каширцев, В.А. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев, А.Ф. Сафронов, А.Н. Изосимова, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Г.С. Трущелева, С.Х. Лифшиц, О.С. Карелина. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.
80. Каширцев, В.А. Углеводородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) / В.А. Каширцев, К.В. Долженко, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 869-879.

81. Киселев, А.Е. Аквагенные и пепловые туфы Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции / А.Е. Киселев // Советская геология. – 1970. – № 3. – С. 85-97.
82. Киселев, А.Е. Нефтегазоносные коллекторы мезозоя и направление поисковых работ в восточной части Сибирской платформы / А.Е. Киселев, Ю.В. Давыдов, В.А. Образцова // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 47-57.
83. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация / Под. ред. А.Н. Шабанова. – М.: ЕСОЭН, 2016. – 320 с.
84. Князев, В.Г. Основные разрезы морской юры Виллюйской гемисинеклизы / В.Г. Князев, В.П. Девятов, Э.Н. Кисельман, Б.Н. Шурыгин, В.В. Граусман // Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири. – Новосибирск: Наука, 1983. – С. 29-43.
85. Ковальская, В.Т. Палинологическое обоснование стратиграфического расчленения мезозойских отложений Линденской и Средне-Лунхинской площадей / В.Т. Ковальская // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1980. – С. 58-69.
86. Кондратьева, К.А. Геокриологические условия Лено-Виллюйского региона / К.А. Кондратьева, В.П. Марахтанов, С.М. Фотиев // Геокриология СССР. Средняя Сибирь. – М.: Недра, 1989. – 414 с.
87. Конторович, А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа / А.Э. Конторович // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1970. – С. 4-52.
88. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
89. Конторович, А.Э. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович,

- Е.А. Рогозина // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1967. – С. 13-25.
90. Конторович, А.Э. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) / А.Э. Конторович, Г.М. Парпарова, П.А. Трушков // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16-29.
91. Конторович, А.Э. К методике изучения истории залежей нефти и газа / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Геология нефти и газа. – 1973. – № 7. – С. 18-24.
92. Конторович, А.Э. Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири) / А.Э. Конторович, В.П. Данилова // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1973. – С. 73-82.
93. Конторович, А.Э. Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в зоне катагенеза / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, П.А. Трушков // Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1974. – С. 5-12.
94. Конторович, А.Э. Типы нефтей Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова // Органическая геохимия мезозойских нефтеносных отложений Сибири. – М.: Недра, 1974. – С.155-157.
95. Конторович, А.Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4-21.
96. Конторович, А.Э. Литогенез и нефтегазообразование / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. – М.: Наука, 1976. – С. 19-36.
97. Конторович, А.Э. Генерация нефти и газа в осадочных толщах / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Расте-

- гин // Прогноз месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – С. 139-161.
98. Конторович, А.Э. Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, М.М. Колганова, Е.И. Соболева // Советская геология. – 1988. – № 7. – С. 26-36.
99. Конторович, А.Э. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1988. – № 1. – С. 3-13.
100. Конторович, А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179-1226.
101. Конторович, А.Э. Нефтегазогеологическое 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 // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Междунар. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017 (Новосибирск, 17-21 апр. 2017 г.). – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 57-64.
102. Конторович, А.Э. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, К.В. Долженко // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 8. – С. 1093-1108.
103. Конторович, А.Э. Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе / А.Э. Конторович,

- Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1026-1047.
104. Коржуев, С.С. Карст Якутии / С.С. Коржуев // Типы карста в СССР. – М.: Наука, 1965. – С. 67-72.
105. **Космачева, А.Ю.** Моделирование процессов нефтегазообразования Чкаловского месторождения в Томской области / А.Ю. Космачева, М.О. Захрямина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 1. – С. 1-18. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/11/6_2017.pdf, свободный.
106. **Космачева, А.Ю.** Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки 3-D и данных глубокого бурения / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. – С. 1-15. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/29_2019.html, свободный.
107. **Космачева, А.Ю.** История тектонического развития и количественная оценка генерационного потенциала нефтегазопроизводящих толщ Толонского месторождения (Саха Якутия) / А.Ю. Космачева, С.С. Семенов, М.О. Федорович // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Междунар. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2020 (Новосибирск, 20-24 апр. 2020 г.). – Новосибирск: СГУГиТ, 2020. – Т. 2. – С. 130-137.
108. **Космачева, А.Ю.** К вопросу о нефтегазопроизводящих толщах центральной части Логлорского вала на основе одномерного моделирования нефтегазоносных систем (Андылахское месторождение, Республика Саха(Якутия)) / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021 а. – Т. 16. – №. 1. – С. 1-11. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2021/7_2021.html, свободный.
109. **Космачева, А.Ю.** Куонамский комплекс как новое направление по наращиванию минерально-сырьевой базы углеводородов на территории Лено-

- Вилу́йской нефтегазоносной провинции / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Нефтегазовое дело. – 2021 б. – Т. 19. – № 3. – С. 28-35.
110. **Космачева, А.Ю.** Структурная характеристика и история тектонического развития мезозойских отложений Вилу́йской гемисинеклизы / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Геофизические технологии. – 2021 в. – № 1. – С. 4-18.
111. **Космачева, А.Ю.** Трехмерное бассейновое моделирование нефтегазоносных систем верхнего палеозоя и мезозоя Вилу́йской гемисинеклизы / А.Ю. Космачева, М.О. Федорович // Нефтяное хозяйство. – 2021 г. – № 4. – С. 28-32.
112. Косолапов, А.И. Геохимия природных вод, газов и нефтей Якутии / А.И. Косолапов, М.Н. Косолапова, Т.И. Сороко // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 270-278.
113. Курчиков, А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
114. Лено-Вилу́йская нефтегазоносная провинция / Под ред. Г.С. Фрадкина. – М.: Наука, 1969. – 278 с.
115. Лопатин, Н.В. Температура и геологическое время как факторы углефикации / Н.В. Лопатин // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1971. – № 3. – С. 95-106.
116. Луговцов, А.Д. Перспективы обнаружения залежей нефти в краевых депрессиях Сибирской платформы / А.Д. Луговцов // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 105-116.
117. Лунев, Б.В. Модель первого приближения формирования эпиконтинентальных осадочных бассейнов вследствие конвективной неустойчивости термической литосферы / Б.В. Лунев, В.В. Лапковский // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – № 4. – С. 1363-1380.

118. Лысак, С.В. Тепловой поток континентальных рифтовых зон / С.В. Лысак. – Новосибирск: Наука, 1988. – 200 с.
119. Мак-Куиллин, Р. Введение в сейсмическую интерпретацию / Р. Мак-Куиллин, М. Бекон, У. Баркалай. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
120. Матвеев, В.Д. Нефтегазоносность и вещественный состав продуктивных отложений Средне-Виллюйского и Неджелинского месторождений / В.Д. Матвеев, В.П. Шабалин // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 291-299.
121. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под. ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.
122. Меленевский, В.Н. Катагенетические преобразования органического вещества Виллюйской синеклизы / В.Н. Меленевский, И.Д. Полякова, Ю.Г. Гладкий // Геология нефти и газа. – 1989. – № 9. – С.37-38.
123. Мельников, П.И. Геотермические исследования в Центральной Якутии / П.И. Мельников, В.Т. Балобаев, И.М. Кутасов, В.Н. Девяткин // Геология и геофизика. – 1972. – № 12. – С. 134-137.
124. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России // Под ред. К.А. Клещева, А.Э. Конторовича, Н.А. Крылова, Ю.П. Мирончева, М.И. Лоджевской, В.В. Аленина, М.Д. Белонина, В.И. Богацкого, Е.Б. Груниса, В.И. Демина, Е.В. Захарова, М.Б. Келлера, В.И. Назарова, В.М. Проворова, В.И. Старосельского, В.С. Старосельцева, В.И. Шпильмана. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
125. Микуленко, К.И. Тектоника осадочного чехла краевых депрессий Сибирской платформы (в связи с нефтегазоносностью) / К.И. Микуленко // Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири. – Новосибирск: Наука, 1983. – С. 90-104.
126. Микуленко, К.И. Принципы выделения и тектоническое районирование

- нефтегазоносных бассейнов Сибири / К.И. Микуленко // Тектоника и нефтегазоносность Якутии – Якутск, 1989. – С. 28-36.
127. Михайлова, Т.Е. Стратиграфия и корреляция верхнепермских отложений Вилюйской гемисинеклизы на основе палинологических данных / Т.Е. Михайлова, Л.М. Фартунатова, Л.Г. Сандакова // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2011. – Т. 8. – № 1. – С. 48-54.
128. Мокшанцев, К.Б. Тектоническое строение нефтегазоносных районов Якутии / К.Б. Мокшанцев, Г.Д. Бабаян, М.Н. Васильева, Д.К. Горнштейн, А.А. Гудков, Г.С. Гусев, В.В. Еловских, Г.И. Штех // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 94-116.
129. Мокшанцев, К.Б. Тектоническое районирование Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции / К.Б. Мокшанцев, Г.И. Штех, Г.Д. Бабаян, В.Д. Матвеев, А.С. Токарев, Г.С. Фрадкин // Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция. – М.: Наука, 1969. – С. 72-94.
130. Москвин, В.И. Катагенез органического вещества / В.И. Москвин // Геология нефти и газа. – 1981. – № 3 – С. 45-51.
131. Неручев, С.Г. Главная фаза газообразования один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Л.Н. Капченко // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14-17.
132. Неручев, С.Г. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нефтидов и битуминозных пород. – М.: Наука, 1976. – С. 47-62.
133. Неручев, С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. – СПб: Недра, 2006. – 364 с.

134. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Виллойский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича, В.В. Гребенюка, Н.П. Запивалова, Л.Л. Кузнецова, Н.В. Мельникова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Г.С. Фрадкина, А.В. Хоменко, Г.Г. Шемина. – Новосибирск: СО РАН, 1994. – 107 с.
135. Новиков, Д.А. Геотермический режим недр Виллойской синеклизы / Д.А. Новиков, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, В.А. Хилько, И.И. Юрчик // Теплофизика и энергетика арктических и субарктических территорий: Расшир. тезисы докл. Всерос. науч.-практич. конф. с междунар. участием, посвященной 80-летию со дня рождения д.т.н. Рева Ивановича Гаврильева (Якутск, 24-27 июня 2019 г.). – Якутск: Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, 2019. – С. 371-377.
136. Обзорная структурно-тектоническая карта нефтегазоносных территорий Республики Саха (Якутия). – 1:1500000. – Якутск: Якутскгеофизика, 2015.
137. Овчаренко, А.В. Флюидоупоры в месторождениях углеводородов / А.В. Овчаренко, Б.В. Ермаков, К.М. Мятчин, А.Е. Шлезингер // Литология и полезные ископаемые. – 2007. – № 2. – С. 201-213.
138. Олли, И.А. Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири / И.А. Олли. – М.: Наука, 1975. – 135 с.
139. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. – М.: Недра, 1974. – 189 с.
140. Осипов, В.И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.
141. Парфенова, Т.М. Кероген куонамской свиты кембрия / Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Л.С. Борисова, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 3. – С. 353-363.
142. Петрова, Е.К. Палинологическая характеристика пермских отложений Средне-Виллойской площади / Е.К. Петрова // Палинологическая характеристика палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений Якутии. – Якутск, 1971. – С. 45-50.

143. Писахович, В.П. Результаты исследования конденсата газовых месторождений центральной части Вилюйской синеклизы / В.П. Писахович, В.А. Габелия // Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция. – М.: Наука, 1969. – С. 194-200.
144. Погодаев, А.В. Гидрогеологические условия формирования и сохранности газоконденсатных залежей Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы: дис. ... канд. геол.-мин. наук / А.В. Погодаев. – Якутск, 2019. – 158 с.
145. Полякова, И.Д. Интенсивность эмиграции жидких и генерации газообразных углеводородов из нефтегазоносных комплексов Хатангско-Вилюйской нефтегазоносной провинции / И.Д. Полякова, Е.И. Соболева, Г.Ф. Степаненко // Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири. – Новосибирск: Наука, 1983. – С. 140-147.
146. Полякова, И.Д. Геохимия свободных газов из месторождений краевых депрессий Сибирской платформы / И.Д. Полякова, Г.Ф. Степаненко // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 68-78.
147. Полякова, И.Д. Катагенез органического вещества в отложениях Предверхоянского краевого прогиба / И.Д. Полякова, Е.И. Соболева // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 58-68.
148. Полякова, И.Д. Преобразование органического вещества угленосных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах / И.Д. Полякова, Л.И. Богородская, Е.И. Соболева // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 48-57.
149. Полянский, О.П. Рифтогенная природа формирования Вилюйского бассейна (Восточная Сибирь) на основе реконструкций осадконакопления и механико-математических моделей / О.П. Полянский, А.В. Прокопьев, А.В. Бабичев, С.Н. Коробейников, В.В. Ревердатто // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 2. – С. 163-183.

150. Портал NEDRADV. ЯТЭК увеличила запасы газа на 33 млрд кубометров. – Режим доступа: https://nedradv.ru/nedradv/ru/page_news?obj=b8ce6228fc2b2cdbdf8b61cdf531457e, свободный.
151. Прозорович, Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г.Э. Прозорович. – М.: Недра, 1972. – 118 с.
152. Пушаровский, Ю.М. Приверхоянский краевой прогиб и мезозоида Северо-Восточной Азии / Ю.М. Пушаровский. – М.: АН СССР, 1960. – 236 с.
153. Решения 3-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – 91 с.
154. Рожин, И.И. Моделирование геотемпературного поля и мощности криогенной толщи Вилюйской синеклизы / И.И. Рожин, К.К. Аргунова // Успехи современного естествознания. – 2019. – № 12. – С. 134-139.
155. Рукович, А.В. История формирования газоносных толщ восточной части Вилюйской синеклизы и прилегающих районов Приверхоянского прогиба: дис. ... канд. геол.-мин. наук / А.В. Рукович. – Якутск, 2001. – 177 с.
156. Сафронов, А.Ф. Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования: (на примере Востока Сибирской платформы) / А.Ф. Сафронов. – Якутск: Якутский научный центр СО РАН, 1992. – 148 с.
157. Сафронов, А.Ф. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы / А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, В.Б. Черненко // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 8. – С. 1263 – 1269.
158. Семенов, В.П. Особенности геотемпературного поля и залегания многолетнемерзлой толщи Вилюйской синеклизы / В.П. Семенов, М.Н. Железняк // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2018. – Т. 26. – № 4. – С. 3-10.
159. Ситников, В.С. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы / В.С. Ситников, Н.Н. Алексеев, К.А. Павлова, А.В. Погодаев, М.И. Слепцова // Нефтегазовая геология.

- Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – №. 1. – С. 1-20. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf, свободный.
160. Скрипина, Г.Ф. Палинологическая характеристика триасовых отложений Северо-Линденской площади (Западная Якутия) / Г.Ф. Скрипина // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1980. – С. 52-57.
161. Сластенов, Ю.Л. Классификационная характеристика глинистых покрышек Лено-Вилюйской НГО / Ю.Л. Сластенов // Ученые записки ЯГУ. Серия: геология, география, биология. – Якутск, 1994 а. – С. 75-99.
162. Сластенов, Ю.Л. Стратиграфия мезозойских отложений Вилюйской синеклизы и Приверхоянского прогиба в связи с их нефтегазоносностью: автореф. дис. докт. геол.-мин. наук / Ю.Л. Сластенов. – Санкт-Петербург, 1994 б. – 32 с.
163. Сластенов, Ю.Л. Литология и экранирующие свойства глинистых горизонтов в разрезе мезозоя Лено-Вилюйской газоносной области / Ю.Л. Сластенов, Р.В. Королева, Н.Н. Алексеев // Литология и геохимия осадочных толщ Якутии. – Новосибирск: Наука, 1975. – С. 3-13.
164. Сороко, Т.И. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества верхнелейасовых отложений Вилюйской синеклизы и оценка их нефтепроизводящих свойств / Т.И. Сороко // Нефтегазоносность Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1973. – С.78–85.
165. Спижарский, Т.Н. Тектоника. Сибирская платформа / Т.Н. Спижарский // Геологическое строение СССР. – М.: Госгеолтехиздат, 1958. – Т. 3. – С. 35-47.
166. Тектоника Якутии / Под ред. Ю.Н. Трушкова. – Новосибирск: Наука, 1975. – 198 с.
167. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы // Под ред. В.С. Старосельцева. – 1:2500000. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2001.

168. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы // Под ред. В.С. Старосельцева. – 1:2500000. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018.
169. Тепловое поле недр Сибири / Под ред. Э.Э. Фотиади. – Новосибирск: Наука, 1987. – 196 с.
170. Томилова, Н.Н. Строение и формирование мономского вулканогенного резервуара Хапчагайского мегавала / Н.Н. Томилова, М.П. Юрова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 15-19.
171. Томилова, Н.Н. Нижнетриасовые вулканогенные ловушки газа Якутии: генезис, строение коллектора, особенности освоения / Н.Н. Томилова, М.П. Юрова // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 208-216.
172. Трофимук, А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы / А.А. Трофимук // Геология и геофизика. – 1960. – №. 7. – С. 15-21.
173. Тучков, И.И. Палеогеография и история развития Якутии в позднем палеозое и мезозое / И.И. Тучков. – М.: Наука, 1973. – 210 с.
174. Тучков, И.И. История развития и палеогеографические условия накопления нефтегазоносных отложений на территории Якутии / И.И. Тучков, В.Н. Андрианов, Д.К. Горнштейн, А.Е. Киселев, Г.Т. Семенов, А.И. Ушаков, Г.С. Фрадкин // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 25-41.
175. Успенский, В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов / В.А. Успенский // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1954. – № 6. – С. 94-101.
176. Успенский, В.А. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества / В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом, А.С. Чернышева, В.Н. Сенникова // Вопросы образования нефти. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 221-314.

177. Федорович, М.О. Компьютерное моделирование истории осадконакопления песчаных тел среднеюрского нефтегазоносного комплекса (на примере Герасимовского месторождения, Западная Сибирь) / М.О. Федорович, **А.Ю. Космачева** // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – Т. 41.– № 4. – С. 8-13.
178. Федорович, М.О. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) / М.О. Федорович, **А.Ю. Космачева**, Н.В. Поспеева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 31-35.
179. Федорович, М.О. Закономерности строения песчаных резервуаров и глинистых покрышек триасовых и верхнепалеозойских газоносных отложений Вилуйской гемисинеклизы / М.О. Федорович, **А.Ю. Космачева** // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век: Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностр. ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука (Новосибирск, 14-15 сентября 2021 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. – С. 182-184.
180. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
181. Фомин, А.Н. Прогноз зон генерации жидких и газообразных углеводородов в центральной части Вилуйской синеклизы (на примере сверхглубокой скважины Средневилуйская 27) / А.Н. Фомин, К.В. Долженко, В.Н. Меленевский // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: Сб. материалов Междунар. науч. конф. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016 (Новосибирск, 18-22 апр. 2016 г.). – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – Т. 1. – С. 26-30.

182. Фрадкин, Г.С. Нефтегазоносность западной части Вилюйской синеклизы и сопредельных регионов / Г.С. Фрадкин, А.Г. Иванов, Ю.С. Нахабцев // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – С. 309-320.
183. Фрадкин, Г.С. Тектоническое положение и природа Вилюйской синеклизы / Г.С. Фрадкин, М.В. Болдырев, В.В. Гайдук, Л.М. Парфенов // Геология и геофизика. – 1984. – № 1. – С. 38-50.
184. Фрадкин, Г.С. Среднепалеозойский мегакомплекс востока Сибирской платформы – перспективный газопоисковый объект Якутии / Г.С. Фрадкин, С.А. Моисеев, А.Ф. Сафронов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 44-59.
185. Фролов, В.И. О катагенезе органического вещества глубоких горизонтов центральной части Вилюйской синеклизы / В.И. Фролов, Н.А. Сяндюков, В.Е. Бакин // Доклады АН СССР. Серия геологическая. – 1987. – Т. 297. – № 2. – С. 442-444.
186. Фролов, С.В. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна / С.В. Фролов, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Е.А. Бакай, Н.С. Курдина, О.В. Крылов, А.А. Тарасенко // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 13-30.
187. Чепиков, К.Р. К разработке детальных стратиграфических схем продуктивных отложений нижнего мезозоя Вилюйской синеклизы и Предверхоянского краевого прогиба / К.Р. Чепиков, С.В. Артамонова, Вл.Вл. Меннер // Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция. – М.: Наука, 1969. – С. 11-23.
188. Чепиков, К.Р. О геологической истории и тектоническом районировании Вилюйской синеклизы и смежных участков Приверхоянского краевого прогиба / К.Р. Чепиков, С.В. Артамонова, Вл. Вл. Меннер // Тектоника Сибири. Т. III. – М., 1970. – С. 105-113.
189. Черданцев, Г.А. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений юго-западной части Вилюйской синеклизы на основе анализа обстановки

- вок осадконакопления и геохимических условий нефтегазоносности / Г.А. Черданцев, А.М. Жарков // Записки горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 698-711.
190. Черский, Н.В. Перспективы нефтегазоносности Якутской АССР / Н.В. Черский // Геология газовых месторождений. – М.: ГОСИНТИ, 1959. – С. 43-61.
191. Шабалин, В.П. Геохимическая характеристика природных газов продуктивных отложений Лено-Вилюйской провинции / В.П. Шабалин, В.Д. Матвеев // Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция. – М.: Наука, 1969. – С. 200-204.
192. Шатский, Н.С. Проблемы нефтеносности Сибири / Н.С. Шатский // Нефтяное хозяйство. – 1932. – № 9. – С. 131-140.
193. Штех, Г.И. Глубинное строение и история тектонического развития Вилюйской впадины / Г.И. Штех – М.: Наука, 1965. – 137 с.
194. Allen, P.A. Basin Analysis: Principles and Applications to Petroleum Play Assessment / P.A. Allen, J.R. Allen. – Oxford: Blackwell Publishing, 2013. – 619 p.
195. Applied petroleum geochemistry/ Ed. by M.L. Bordenave. – Paris: Editions Technip, 1993. – 524 p.
196. Behar, F. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation / F. Behar, M. Vandenbroucke, Y. Tang, F. Marquis, J. Espitalie // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26. – No 5/6. – P. 321 – 339.
197. Burnham, A.K. Global chemical kinetics of fossil fuels: how to model maturation and pyrolysis / A.K. Burnham. – Cham: Springer, 2017. – 315 p.
198. Espitalie, J. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modelling C₁, C₂-C₅, C₆-C₁₅ and C₁₅+ classes of hydrocarbons formed / J. Espitalie, P. Ungerer, I. Irwin, F. Marquis // Organic Geochemistry. – 1988. – Vol. 13, № 4-6. – P. 893-899.

199. Hantschel, T. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling / T. Hantschel, I.A. Kauerauf. – Berlin: Springer, 2009. – 476 p.
200. Hood, A. Organic metamorphism and the generation of petroleum / A. Hood, C.C.M. Gutjahr, R.L. Heacock // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1975. – Vol. 59. – P. 986-996.
201. Hunt, J.M. Petroleum geochemistry and geology / J.M. Hunt. – San Francisco: W.H. Freeman and Company, 1979. – 617 p.
202. **Kosmacheva, A.** Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia) / A. Kosmacheva, M. Fedorovich // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – No. 11. – P. 539-548.
203. Lewan, M.D. Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation / M.D. Lewan // Philosophical Transactions of the Royal Society of London. – 1985. – Vol. 315. – P. 123-134.
204. Lewan, M.D. Comparison of petroleum generation kinetics by isothermal hydrous and nonisothermal open-system pyrolysis / M.D. Lewan, T.E. Ruble // Organic Geochemistry. – 2002. – Vol. 13. – No. 12. – P. 1457-1475.
205. Littke, R. Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin / R. Littke, B. Cramer, P. Gerling, N.V. Lopatin, H.S. Poelchau, R.G. Schaefer, D.H. Welte // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – No. 10. – P. 1642-1665.
- Magoon, L.B. The petroleum system / L.B. Magoon, W.G. Dow // The petroleum system – from source to trap. – American Association of Petroleum Geologists. – 1994. – Vol. 60. – P. 3-24.
206. Mchomvu, I.M. 2D seismic interpretation and 2D basin modeling of hydrocarbon generation, migration and entrapment in the North Viking Graben / I.M. Mchomvu. – Norway: Norwegian University of Science and Technology, 2016. – 64 p.

207. Pepper, A.S. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil-gas cracking / A.S. Pepper, P.J. Corvi // *Marine and Petroleum Geology*. – 1995. – Vol. 12. – No. 3. – P. 291-319.
208. Peters, K. Basin and petroleum system modeling / K. Peters, O. Schenk, A. Scheirer, B. Wygrala, T. Hantschel // *Springer handbook of petroleum technology*. – Cham: Springer, 2017. – P. 381-418.
209. Pusey, W.C. The ESR-kerogen method – how to evaluate potential gas and oil source rocks / W.C. Pusey // *World Oil*. – 1973. – Vol. 176. – P. 71-75.
210. Serra, O. Fundamentals of well-log interpretation. The acquisition of logging data / O. Serra. – Amsterdam: Elsevier, 1984. – 424 p.
211. Sweeney, J.J. Evolution of a sample model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics / J.J. Sweeney, A.K. Burnham // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1990. – Vol. 74. – No. 10. – P. 1559-1570.
212. Teichmuller, M. Geological aspects of metamorphism / M. Teichmuller, R. Teichmuller // *Coal and Coal-bearing Strata*. – Edinburgh: Oliver and Boyd, 1968. – P. 233-267.
213. Tissot, B.P. L'evolution thermique de la matiere organique des sediments: Applications d'une simulation mathematique / B.P. Tissot, J. Espitalie // *Revue de L'institut Francais du pttrole*. – 1975. – Vol. 24. – P. 743-777.
214. Tissot, B.P. Petroleum formation and occurrence / B.P. Tissot, D.H. Welte. – Berlin: Springer, 1978. – 538 p.
215. Ungerer, P. State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and destruction / P. Ungerer // *Organic Geochemistry*. – 1990. – Vol. 16. – P. 1-25.
216. Vandenbroucke, M. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) / M. Vandenbroucke, F. Behar, J.L. Rudkiewicz // *Organic Geochemistry*. – 1999. – Vol. 30. – P. 1105-1125.
217. Welte, D.H. Evolution of sedimentary basins from the standpoint of petroleum origin and accumulation – an approach for a quantitative basin study / D.H. Welte, A. Yuekler // *Organic geochemistry*. – 1980. – Vol. 2. – P. 1-8.

218. Welte, D.H. Petroleum origin and accumulation in basin evolution — A quantitative model / D.H. Welte, M.A. Yuekler // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1981. – Vol. 65. – No. 8. – P. 1387-1396.
219. Welte, D.H. Basin modeling – a new comprehensive method in petroleum geology / D.H. Welte, M.N. Yalcin // Advances in organic geochemistry. – 1988. – Vol. 13. – P. 141-151.
220. Welte, D.H. Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling / D.H. Welte, B. Horsfield, D.R. Baker. – Berlin: Springer, 1997. – 535 p.
221. White, D. Metamorfizm of organic sediments and derived oils / D. White // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1935. – Vol. 19. – P. 589-617.
222. Yekler, M.A. One-dimensional model to simulate geologic, hydrodynamic and thermodynamic development of a sedimentary basin / M.A. Yekler, C. Cornford, D.H. Welte // Geologische Rundschau. – 1978. – Vol. 67. – No. 3. – P. 966-979.

Фондовая литература

223. Геологическая оценка перспектив нефтегазоносности территорий нераспределенного фонда недр центральных и южных районов Республики Саха (Якутия): отчет о научно-исследовательской работе / А.Э. Конторович и др. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2021 Ф.
224. Направления поисков газовых залежей в Вилюйской синеклизе: отчет о научно-исследовательской работе / В.Д. Матвеев и др. – Якутск: трест «Якутскгеофизика», 1991 Ф.
225. Построить атлас палеогеографических карт фанерозоя Сибири масштаба 1:7500000: отчет о научно-исследовательской работе в 2 т. / И.В. Будников и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012 Ф. – Т. 1.

226. Прогноз новых зон обнаружения гигантских залежей газа в Республике Саха (Якутия): отчет о научно-исследовательской работе в 3 т. / А.Э. Конторович и др. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2020 Ф. – Т. 1.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1 – Схема фактического материала и местоположения района исследования.....	10
Рисунок 2 – Динамика объемов глубокого бурения и открытия месторождений в Лено-Виллюйском бассейне [Нефтегазоносные..., 1994, с дополнениями и изменениями автора].....	22
Рисунок 3 – Стратиграфическая схема верхнепалеозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы [Граусман, Мейен, 1987, с дополнениями и изменениями автора].....	27
Рисунок 4 – Карта структурно-тектонического районирования Виллюйской гемисинеклизы [Обзорная структурно-тектоническая..., 2015, с дополнениями и изменениями автора].....	34
Рисунок 5 – Глубинный сейсмогеологический разрез по линии профиля I-I (см. рисунок 4) [Прогноз..., 2020 Ф].....	37
Рисунок 6 – Глубинный сейсмогеологический разрез по линии профиля II-II (см. рисунок 4) [Губин, 2020].....	39
Рисунок 7 – Нефтегазогеологическое районирование Виллюйской гемисинеклизы и Предверхожанского краевого прогиба [по Лено-Виллюйская..., 1969; Конторович и др., 2017].....	42
Рисунок 8 – Размещение залежей УВ в разрезе нижней юры, нижнего триаса и верхней перми Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых и ПГО «Ленанефтегазгеология»].....	45
Рисунок 9 – Опорный разрез верхнепалеозойских и мезозойских отложений (скв. Северо-Тюнгская № 222).....	69
Рисунок 10 – Реконструкция динамики плотности теплового потока у основания осадочного чехла на территории Хапчагайского мегавала.....	71
Рисунок 11 – Реконструкция динамики плотности теплового потока у основания осадочного чехла на территории Логлорского вала.....	72
Рисунок 12 – Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории (а) Хапчагайского мегавала и (б) Логлорского вала.....	74
Рисунок 13 – Структурная карта подошвы отложений нижнего триаса (отражающий горизонт ТП) [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Виллюйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора].....	77
Рисунок 14 – Карты изопакит (а) нижнетриасового и (б) средне-верхнетриасового сейсмогеологических комплексов [по Геологическое	

строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора]	79
Рисунок 15 – Карты изопахит (а) нижнеюрского и (б) средне-верхнеюрского сейсмогеологических комплексов [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора].....	80
Рисунок 16 – Карта изопахит мел-неогенового сейсмогеологического комплекса [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора].....	81
Рисунок 17 – Выровненные по горизонтам (а) Т, (б) ЮТ, (в) Ю ₂ , (г) Ю ₃ палеоразрезы и (д) сейсмогеологический временной разрез через Хапчагайский мегавал [по Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора].....	83
Рисунок 18 – Палеоповерхность нижнетриасовых отложений на момент формирования (а) нижнеюрской и (б) средне-верхнеюрской осадочных толщ [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора].....	85
Рисунок 19 – Палеоповерхность нижнетриасовых отложений на момент формирования (а) меловой осадочной толщи и (б) современная поверхность [по Геологическое строение..., 1968; Лено-Вилуйская..., 1969; Геологическая оценка..., 2021 Ф, с дополнениями и изменениями автора].....	86
Рисунок 20 – Катагенетическая преобразованность ОВ в нижней части газопроизводящих отложений перми в позднепермскую ((а) 270 и (б) 252 млн л) эпоху	89
Рисунок 21 – Катагенетическая преобразованность ОВ в средней части газопроизводящих отложений перми в (а) раннетриасовую (248 млн л) и (б) познетриасовую (210 млн л) эпохи.....	90
Рисунок 22 – Катагенетическая преобразованность ОВ в верхней части газопроизводящих отложений перми в (а) среднетриасовую (238 млн л) и (б) раннетриасовую (201 млн л) эпохи.....	91
Рисунок 23 – Современная катагенетическая преобразованность ОВ в верхней части газопроизводящих отложений перми [по Геология..., 1981; Конторович и др., 1988, 2020; Полякова, Соболева, 1991, с дополнениями и изменениями автора].....	92
Рисунок 24 – История погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ в разрезе (а) Хапчагайского мегавала и (б) Логлорского вала в позднепалеозойскую, мезозойскую и кайнозойскую эры.....	93

Рисунок 25 – Карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми в позднепермскую ((а) 270 и (б) 259 млн л) эпоху	95
Рисунок 26 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми на настоящее время	96
Рисунок 27 – Степень реализации генерационного потенциала керогена в верхней части газопроизводящих отложений перми на современном этапе	97
Рисунок 28 – История уплотнения глинистых отложений нижнего триаса (неджелинский и мономский флюидоупоры) на территории Хапчагайского мегавала	99
Рисунок 29 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л)	100
Рисунок 30 – Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в верхней части газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (210-0 млн л)	101
Рисунок 31 – Диаграмма геологических событий для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Хапчагайского мегавала Виллюйской гемисинеклизы	103
Рисунок 32 – Катагенетическая преобразованность ОВ верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений и плотность нефтей Виллюйской гемисинеклизы [по данным ИНГГ СО РАН; Изосимова и др., 1984б; Каширцев и др., 2009; Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]	104
Рисунок 33 – Современная катагенетическая преобразованность ОВ в породах сунтарской свиты тоар-раннеааленского возраста [по Изосимова, 1975; Олли, 1975; Зуева и др., 2013, с изменениями и дополнениями автора]	105
Рисунок 34 – Схема расположения корреляционных профилей	108
Рисунок 35 – Корреляционные профили по линиям (а) I-I и (б) II-II	109
Рисунок 36 – Корреляционные профили по линиям (а) III-III и (б) IV-IV	110
Рисунок 37 – Корреляционные профили по линиям (а) V-V и (б) VI-VI	111
Рисунок 38 – Разрез отложений верхней перми и нижнего триаса (скв. Мастахская № 23)	112
Рисунок 39 – Карты изопакит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T ₁ -I и (б) T ₁ -Ia мономской свиты	115
Рисунок 40 – Карты изопакит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T ₁ -II мономской свиты и (б) T ₁ -III таганджинской свиты	116

Рисунок 41 – Карты изопакит глинистых пород неджелинской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) Т ₁ -IV неджелинской и (б) Р ₂ -I тарагайской свит.....	117
Рисунок 42 – Карта перспектив нефтегазоносности верхнепермского комплекса	121
Рисунок 43 – Карта перспектив нефтегазоносности нижнетриасового комплекса	124
Рисунок 44 – Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрского комплекса.	126

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Нижние границы зон мезо- и апокатагенеза ОВ в разрезе скв. Средневиллюйская 27 [по Конторович и др., 1988; Полякова и др., 1991].....	53
Таблица 2 – Средний элементный состав нерастворимого ОВ Средневиллюйской площади на начало стадий катагенеза [Полякова и др., 1991].....	54
Таблица 3 – Значения пластовых температур на территории Виллюйской гемисинеклизы и прилегающих районов [по Дучков и др., 2013].....	58
Таблица 4 – Значения плотности теплового потока и глубины распространения многолетнемерзлых пород на территории Виллюйской гемисинеклизы и прилегающих районов [по Дучков и др., 2013].....	60
Таблица 5 – Шкала градаций катагенеза ОВ осадочных образований [Конторович, Трофимук, 1976].....	64
Таблица 6 – Катагенетическая преобразованность ОВ отложений Виллюйской гемисинеклизы [по данным ИНГГ СО РАН]	72
Таблица 7 – Сейсмогеологические комплексы мезозойских и кайнозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы	78
Таблица 8 – Прирост амплитуд структур Виллюйской гемисинеклизы [Микуленко, 1983].....	84
Таблица 9 – Критерии дифференциации территории Виллюйской гемисинеклизы по перспективности.....	119