

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

На правах рукописи

ЯРОСЛАВЦЕВА ЕКАТЕРИНА СЕРГЕЕВНА



**ГЕОЛОГИЯ, ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ
В КЕМБРИЙСКОМ ОЧАГЕ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ**

1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
Бурштейн Лев Маркович
доктор геол.-мин. наук
чл.-кор. РАН

Новосибирск

2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1 Геологическое строение центральной части Курейской синеклизы	15
1.1 Стратиграфия	16
1.2 Тектоника	37
1.3 Краткая история геологического развития осадочного чехла Курейской синеклизы	41
1.4 Палеогеография Сибирской платформы в кембрийское время	42
1.5 Нефтегазоносность	46
Глава 2 Геохимия нефтегазопроизводящих толш и флюидов, катагенез рассеянного органического вещества осадочного чехла центральной части Курейской синеклизы	52
2.1 Нефтегазопроизводящие толщи протерозоя и палеозоя Курейской синеклизы	52
2.2 Органическая геохимия куонамского комплекса	55
2.3 Закономерности распределения органического вещества в отложениях куонамской нефтегазопроизводящей толщи	59
Глава 3 Методика бассейнового моделирования	72
Глава 4 Численная модель осадочного чехла Курейской синеклизы	79
4.1 Структурная модель	79
4.2 Температурная модель. Обоснование параметров	86
4.3 Генерационные характеристики куонамской нефтегазопроизводящей толщи	90
Глава 5 Одномерное моделирование структурно-термической эволюции осадочного чехла Курейской синеклизы	95
Глава 6 Трехмерные модели истории погружения, прогрева осадочного чехла и генерации углеводородов в куонамском комплексе Курейской синеклизы на дотрапповый период	107
6.1 Палеотемпературные реконструкции	107
6.2. Моделирование масштабов и динамики генерации углеводородов	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	153
Список литературы	155

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности.

Стагнация традиционных нефтегазодобывающих районов и комплексов приводит к необходимости выбора новых перспективных объектов поисков месторождений нефти и газа. С этой точки зрения Курейская синеклиза – один из крупнейших слабоизученных внутриконтинентальных осадочнопородных бассейнов мира – представляет безусловный интерес.

В осадочном чехле этой территории рядом отечественных ученых прогнозируются значительные ресурсы углеводородов (УВ) [Конторович, 1976; Конторович и др., 1976; Геология нефти и газа..., 1981; Баженова и др., 1971; Конторович и др., 2017; Масленников и др., 2021; Варламов и др., 2023]. Все это определяет **актуальность** настоящей работы.

Сложность исследования Курейской синеклизы связана с ее слабой изученностью и проявлением на этой территории в перми–начале триаса интенсивного траппового магматизма.

Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность на территории Сибирской платформы изучалось, А.Э. Конторовичем, Н.В. Мельниковым, В.С. Старосельцевым, А.В. Хоменко, А.О. Гордеевой, В.А. Асташкиным, Б.Б. Шишкиным и другими специалистами. В их публикациях даны основные критерии, определяющие влияние интрузий на перспективы нефтегазоносности. В работе [Конторович, Хоменко, 2001] сформулированы базовые принципы оценки ресурсов углеводородов бассейнов с проявленным трапповым магматизмом. Предложенный методический подход предполагает реализацию в три этапа.

На первом этапе выполняются реконструкции дотрапповой истории развития осадочного чехла и заключенных в нем нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ), моделирование масштабов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, оценка ресурсов углеводородов.

На втором и третьем этапах восстанавливается размещение магматических

тел в осадочном чехле и проводится реконструкция максимальных температур нагревания осадочных пород. Основные принципы, на которые опирается эта реконструкция, отражены в работах [Лиханов, Тен, 1991; Конторович и др., 1995; Ревердатто, Волкова, 1983; Ревердатто, Меленевский, 1986; Конторович и др., 1996]. На основе этих построений выделяются зоны с различной степенью прогрева пород и зоны, в которых органическое вещество (ОВ) НГПТ еще способно было генерировать углеводороды в пострапповый период, определяется степень сохранности уже сформированных скоплений и выполняется окончательная оценка ресурсов УВ.

Согласно классификации, принятой в работе [Конторович, Хоменко, 2001], центральная часть Курейской синеклизы относится к бассейнам, в которых основные НГПТ к началу эпохи траппового магматизма уже в основном исчерпали свой генерационный потенциал. Однако это заключение, несомненно, требует дополнительного обоснования. Одним из возможных подходов к такому обоснованию является количественное моделирование процессов нефтидогенеза в осадочном чехле исследуемой территории.

Настоящая работа направлена на решение задачи первого этапа – моделирования генерации углеводородов и оценки ее динамики и масштабов в период до начала траппового магматизма для основной палеозойской нефтегазопроизводящей толщи региона – куонамской свиты и ее аналогов.

Обоснование возможных НГПТ, очагов генерации углеводородов в осадочном чехле территории, оценка возможных путей миграции нефти, анализ факторов формирования и размещения коллекторов в осадочном чехле исследуемой территории, представлены в трудах [Геология нефти и газа, 1981, Конторович, 1976; Конторович и др., 1999; Неручев, 1959; Старосельцев и др., 1990; Баженова и др., 1971, 1972а, б, 1981; Масленников и др., 2021, Филиппов и др., 2014а; Вараксина и др. 2017 и др.].

В осадочном чехле смежных с Курейской синеклизой территорий установлены обогащенные органическим веществом толщи рифейского, вендского и палеозойского возрастов [Болдушевская и др., 2022, 2024; Баженова

и др. 1971; Масленников и др. 2021, Соболев и др. 2010]. Их развитие предполагается и в пределах Курейской синеклизы [Баженова и др., 2014]. В депрессионных зонах осадочного чехла Курейской синеклизы выделяют Туринский и Ламско-Хантайский очаги нефтегазообразования [Конторович и др. 1999, Губин и др., 2018; Ярославцева и др., 2024б].

Наиболее значимые перспективы исследуемой территории, вероятно, связаны с кембрийским комплексом, в котором роль НГПТ могут выполнять обогащенные органическим веществом породы куонамской свиты (и ее аналогов) ранне-среднекембрийского возраста [Геология нефти и газа, 1981; Конторович и др., 1999; Баженова, 2019; Губин и др., 2018], что обосновано сочетанием следующих благоприятных факторов:

- 1) распространение в центральной части территории куонамской НГПТ и ее аналогов, подтвержденное глубоким бурением и сейсмическими работами [Конторович и др., 1999; Геология нефти и газа, 1981; Дивина и др., 1996а; Филиппов и др., 2014а; Губин и др., 2018];
- 2) пересекающая центральную часть территории региональная нижне-среднекембрийская система рифоподобных построек [Губин и др., 2018];
- 3) установленный по сейсмическим данным перекрывающий куонамскую НГПТ клиноформный комплекс майского века, породы которого по аналогии с изученным комплексом неокома Западной Сибири могут выполнять роль коллекторов [Филиппов и др. 2014а; Губин и др., 2018].

Таким образом, **объектом** исследования является обогащенная ОВ куонамская нефтегазопроизводящая толща нижнего-среднего кембрия и ее возможные аналоги центральной части Курейской синеклизы.

Цель работы – повышение степени достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности Курейской синеклизы на основе моделирования истории развития ее основной нефтегазопроизводящей толщи – куонамской свиты и ее аналогов.

Для достижения поставленной цели решалась следующая **научная задача** – на основе данных о строении разреза, свойствах рассеянного органического

вещества (РОВ) сформировать количественную модель динамики генерации нефти и газа в ниже-среднекембрийском комплексе протерозойско-палеозойского осадочного чехла центральных районов Курейской синеклизы (Туринский очаг нефтегазообразования) и смежных районов (Ламско-Хантайский очаг) на дотрапповый период и оценить масштабы генерации УВ.

Этапы работы:

- сбор и подготовка фактического материала, формирование базы данных на основе результатов структурных, литологических, палеогеографических исследований, сведений о тепловом режиме недр, ОВ потенциальных НГПТ и др.;
- построение трехмерной структурной модели осадочного чехла изучаемой территории;
- реконструкция истории его формирования;
- обоснование вариантов тепловой истории с использованием одномерных моделей скважин Чириндинская-271, Нижнеимбакская-219, Ледянская -2, Фокинская-225;
- обоснование исходных на начало мезокатагенеза геохимических характеристик куонамской свиты и ее аналогов;
- построение схем распределения толщин куонамской свиты и ее аналогов с содержанием $C_{орг}$ 1–5 %, более 5 % и более 10 % на породу;
- трехмерное численное моделирование динамики процессов генерации УВ на дотрапповый период;
- интерпретация полученных результатов.

Методика исследования

Как говорилось выше, одним из элементов прогноза нефтегазоносности осадочно-породных бассейнов является оценка масштабов генерации углеводородов НГПТ. Такие оценки для рассматриваемой территории приведены в работах [Баженова и др., 2014; Баженова, 2019; Соболев и др., 2010; Масленников и др., 2021; Баженова и др., 1971, 1972а, б, 1981] и выполнены преимущественно с использованием объемно-генетического метода.

В рамках объемно-генетического подхода возможна оценка общих масштабов новообразованных УВ. Для оценки динамики генерации более адекватные результаты дает историко-геологический (генетический) подход [Вассоевич и др. 1971; Неручев, 1969; Неручев и др., 1986]. Историко-геологический подход (известный также как «бассейновое моделирование») предполагает реконструкцию динамики реализации генерационного потенциала НГПТ на основе истории геологического развития рассматриваемого бассейна. Это позволяет в дальнейшем сопоставить динамику и масштабы генерации углеводородов со временем литификации флюидоупоров и формирования коллекторов и с учетом предположений о путях миграции вещества прогнозировать характер и размещение залежей нефтяных. Историко-геологический подход также позволяет прогнозировать объемы углеводородов, сгенерированных к началу траппового периода, и оценить остаточный генерационный потенциал органического вещества НГПТ. Результаты историко-геологического моделирования динамики и масштабов генерации УВ в осадочном чехле Курейской синеклизы опубликованы в работах [Конторович и др., 1999; Губин и др., 2018; Савчик, Болдушевская, 2018; Ярославцева, Бурштейн, 2022; Ярославцева, Носков, 2021; Ярославцева и др., 2024б]. Основные элементы и принципы историко-геологического подхода используются и в настоящей работе.

Выбранный методический подход в рамках региональной бассейновой модели первого приближения предполагал формирование на основе сейсмических данных и результатов глубокого бурения структурной модели; обоснование вариантов термической истории осадков; реконструкцию истории погружения и прогрева осадочного чехла территории на дотрапповый период; оценку исходных параметров куонамской НГПТ (генерационный потенциал, исходное содержание ОВ, кинетические характеристики керогена). Далее на этой основе выполнялась реконструкция динамики и масштабов генерации углеводородов в осадочном чехле исследуемой территории.

Фактический материал

Выполненные исследования основаны на фактических материалах ИНГГ СО РАН и данных открытых источников.

1) Структурная модель сформирована (совместно с П.И. Сафроновым) с использованием пакета структурных карт [Выделение зон..., отв. исп. Губин И.А. 2015ф; Оценка ресурсного..., отв. исп. Мигурский Ф.А, Смирнов Е.В. 2010ф] по основным отражающим сейсмическим горизонтам (поверхность фундамента, поверхность рифея, кровля нижнего венда, кровля тэтэрской свиты, подошва куонамской свиты, кровля куонамской свиты, кровля кембрия, подошва байкитской свиты, подошва силура, подошва триаса), а также с использованием разбивок по скважинам Сухотунгуская-1, Нижнетунгуская-7, Моктаконская-7, Учаминская-1, Пойменная-1, Онекская-1, Чисковская-290, Нижнеимбаская-219, Чириндинская-271, Хошонская-256, Сохсолохская-706, Кочечумская-2, Кирамкинская-1, Айхальская-703, Удачининская-2531, Унга-Хасыхская 2980 и др.

2) Схемы толщин, обогащенных ОВ пород куонамской НГПТ сформированы (при участии Т.М. Парфеновой и др.) с использованием данных анализа $C_{орг}$ по 918 пробам из обнажений, 36 пробам из разрезов скважин, преимущественно расположенных в смежных с Курейской синеклизой восточных, северо-восточных, юго-восточных районах Восточной Сибири (Парфенова и др., 2004, 2010; Бахтуров и др., 1988, Коровников и др., 2024). Также использованы каротажные диаграммы (гамма-каротаж) по 12 скважинам: Чириндинская-271, Нижнеимбаская-219, Сохсолохская-706, Айхальская-706, Удачининская-2531, Быстьхская-1991, Эйкская-3430, Мархинско-Андоиская-3231, Кумахская-481, Северо-Синская-2160, Баппагайская-1, Уордахская-1 [Выделение зон..., 2015ф].

3) Кинетические параметры керогена куонамской НГПТ обоснованы по результатам специализированного пиролиза 10 образцов из разрезов 4 скважин: Серкинский участок №5, №6, Тит-Эбь №6, Усть-Майская №366 [Бурштейн и др., 2024, с участием автора].

4) Исходные генерационные характеристики куонамской НГПТ и

варианты термического режима недр на дотрапповый период обоснованы по материалам (ИНГГ, Т.М. Парфеновой) и литературным данным [Парфенова и др., 2004, 2009, 2010, 2022; Бахтуров и др., 1988, Соболев и др., 2010; и др.].

Научная новизна. С использованием материалов ИНГГ СО РАН и открытых источников автором сформирована актуальная цифровая модель строения осадочного чехла центральной части Курейской синеклизы. Проведен сбор, обработка и анализ фактического материала по геохимии РОВ куонамского комплекса. На этой основе впервые построена регионально-зональная численная модель эволюции куонамской НГПТ в изучаемом районе. Впервые для данной территории построены карты толщин куонамской НГПТ, дифференцированные по содержанию $C_{орг}$. Впервые моделирование преобразования РОВ куонамской НГПТ района исследований выполнено с использованием кинетических параметров керогена, обоснованных по результатам пиролиза образцов куонамской свиты и ее аналогов.

Впервые для данной территории сформирована дифференцированная по площади модель динамики и масштабов генерации углеводородов куонамской НГПТ. Установлено дифференцированное по площади время вхождения куонамского комплекса в главную зону нефтеобразования. Выделены очаги нефтегазообразования.

Полученные результаты будут представлять существенную ценность с точки зрения развития теории нафтидогенеза и найдут практическое применение при количественной оценке перспектив нефтегазоносности и планировании геологоразведочных работ на нефть и газ в западной части Сибирской платформы.

Основные научные результаты. На дотрапповый период построена трехмерная динамическая модель осадочного чехла Курейской синеклизы, сформирована многовариантная численная модель температурного поля осадочного чехла, получена схема распределения обогащенных органическим углеродом толщин пород куонамского горизонта, восстановлена история катагенеза керогена пород куонамской НГПТ, проведена реконструкция

динамики и масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы.

Достоверность результатов определяется в первую очередь применением всего доступного объема геолого-геофизического и геолого-геохимического фактического материала, его комплексной интерпретацией, использованием современных программно-методических комплексов бассейнового моделирования, а также апробацией полученных материалов в публикациях в рецензируемых журналах и в виде докладов на конференциях.

Личный вклад автора

Автором собрана и систематизирована первичная информация и на этой основе построена трехмерная численная модель осадочного чехла Курейской синеклизы. Сформирована структурная модель района исследований (при участии П.И. Сафронова). Сформированы схемы толщин, обогащенных ОВ пород куонамской НГПТ (при участии Т.М. Парфеновой и др.). Выполнено численное моделирование истории развития осадочного чехла территории на дотрапповый период. Сформированы динамические многовариантные схемы масштабов генерации углеводородов куонамской свитой и ее аналогами на дотрапповый период. Выявлены очаги генерации УВ, косвенно оценены масштабы УВ, аккумулированных в потенциальных залежах. Дана предварительная оценка ресурсов УВ на дотрапповый период, связанных с куонамской толщей исследуемой территории с учетом возможных потерь УВ до формирования залежей.

Апробация работы

Основные результаты, представленные в работе, были доложены автором на международных [XX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, г. Томск, 2016; V Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти акад. А.П. Карпинского, г. Санкт-Петербург, 2017; Трофимуковские чтения, г. Новосибирск, 2017; Интеграция современных технологий и прикладных дисциплин при прогнозе свойств УВ систем, г. Санкт-Петербург, 2017; Интерэкспо Гео-Сибирь, 2018, 2021] и

всероссийских [Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, Пермь, 2017; Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием, Новосибирск, 2018; Успехи органической геохимии, Новосибирск, 2022; Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа, Новосибирск, 2024] научных конференциях.

Результаты исследований изложены в 12 публикациях, в том числе в 4 статьях в журналах, входящих в Перечень научных изданий, рекомендованных для публикации основных научных результатов диссертаций («Геология нефти и газа», «Геология и геофизика», «Нефтегазовая геология. Теория и практика», все журналы категории К 1).

Соответствие паспорту научной специальности

Диссертация соответствует паспорту специальности 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки) в части п.1 «Условия образования месторождений нефти и газа»: условия формирования скоплений нефти и газа в земной коре (генерация, миграция, аккумуляция углеводородов); п.2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений»: методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов.

Благодарности

Работа выполнена в ИНГГ СО РАН в Лаборатории теоретических основ прогноза нефтегазоносности и Лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти. Автор выражает благодарность научному руководителю - д.г.-м.н., чл.-корр. РАН Л.М. Бурштейну. Большое влияние на представленную диссертацию оказал академик А.Э. Конторович, которому принадлежит идея выполненной работы и который проявлял большое внимание к исследованиям на всех ключевых этапах.

Автор также выражает благодарность за консультации, рекомендации, предоставленные материалы и ценные советы при подготовке работы к.г.-м.н. И.А. Губину, к.г.-м.н. Т.М. Парфеновой, к.г.-м.н. С.А. Моисееву,

к.г.-м.н. Фомину А.М., к.г.-м.н. Л.Н. Константиновой, д.г.-м.н. Л.С. Борисовой, к.г.-м.н. И.Д. Тимошиной, к.г.-м.н. А.А. Дешину, к.г.-м.н. П.И. Сафронову, А.Н. Козыреву, А.Н. Седых.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость работы заключается в том, что впервые с использованием современных результатов интерпретации геолого-геофизического и геолого-геохимического материала для слабоизученной территории Курейской синеклизы сформированы динамические численные модели эволюции генерационного потенциала куонамской свиты и ее аналогов в катагенезе.

Результаты исследования практически значимы для оценки ресурсов, связанных с куонамской свитой и ее обогащенными ОВ фациальными аналогами, и являются основой для количественной оценки перспектив нефтегазоносности территории Курейской синеклизы. При условии выполнения оценки времени формирования ловушек и сопоставления такового с динамическими схемами генерации УВ и с учетом влияния траппового магматизма могут быть количественно оценены предполагаемые ресурсы УВ в залежах исследуемой территории, что в конечном счете может быть направлено на уточнение прогноза нефтегазоносности Курейской синеклизы.

Структура и содержание работы

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения. Общий объём работы - 180 страниц, включая 91 рисунок, 4 таблицы. Список литературы включает 210 наименований.

Защищаемые положения и результаты

Первый защищаемый результат. *Численная модель пространственного распределения концентраций органического углерода куонамской свиты и ее аналогов на начало мезокатагенеза, представленная в виде набора карт толщин пород с различными концентрациями органического углерода: 1-5 %, более 5 % и более 10 % $C_{орг}$ на породу.*

В распределении обогащенных ОВ пород куонамской свиты и ее аналогов

обширные зоны с наибольшими толщинами (20–30 м с $C_{орг}$ 1-5 %, более 20 м с $C_{орг}$ более 5 %, 10–20 м с $C_{орг}$ более 10 %) отмечаются в северо-восточной части Сибирской платформы – междуречье Большой Куонамки и Молодо, в районах рек Оленек и Арга-Сала, а также прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы в районе р. Котуй. В пределах Курейской синеклизы толщины обогащенных пород снижаются в направлении ниже-среднекембрийкой рифогенной системы.

Второй защищаемый результат. Численная модель пространственного распределения исходной (на начало мезокатагенеза) массы лабильной части РОВ куонамской нефтегазопроизводящей толщи Восточной Сибири в породах с содержанием органического углерода более 1 % на породу.

С учетом консервативной оценки значений исходного водородного индекса ($HI=500 \text{ мГ УВ/г } C_{орг}$) общая масса лабильной части РОВ в куонамской НГПТ на территории исследований по результатам выполненных расчетов составляет не менее 200 млрд т.

Третий защищаемый результат. Многовариантная (при различных возможных термических сценариях развития осадочного чехла) цифровая динамическая модель генерации жидких и газообразных углеводородов в куонамской нефтегазопроизводящей толще центральных районов Курейской синеклизы в дотрапповый период.

При всех рассмотренных температурных сценариях генерация жидких УВ началась уже в раннем ордовике в центральных частях депрессионных зон осадочного чехла - Туринской мегавпадины и Ламско-Хантайского мегапрогиба. Генерация газообразных продуктов за счет термического крекинга в центральной части Туринской впадины при всех температурных сценариях началась также в раннем ордовике. Несколько более значимо влияние температурного сценария на время начала генерации газа в Ламско-Хантайском мегапрогибе: при градиенте 35 °С/км она началась в начале карбона, при 40 °С/км уже в конце ордовика, при 45 °С/км – в раннем ордовике. Дальнейшее погружение осадочного чехла в силуре и девоне привело к расширению площади

интенсивного катагенеза куонамской НГПТ. В периферийных частях депрессионных зон осадочного чехла ранее образованные жидкие углеводороды не подверглись вторичному термическому крекингу. К концу дотраппового периода генерационный потенциал куонамской НГПТ в центральных частях Туринской мегавпадины и Ламско-Хантайского мегапрогиба, вероятно, был в значительной степени реализован.

Четвертый защищаемый результат. На дотрапповый период на территории Курейской синеклизы существовало два несинхронных разномасштабных очага генерации УВ: Туринский и Ламско-Хантайский.

Зарождение Туринского очага произошло в раннем ордовике. В этот период генерация жидких УВ происходила в центральной части исследуемой территории. В наиболее погруженной части очага в связи с термическим крекингом жидких УВ происходило газообразование. К началу перми в пределах Туринского очага плотность генерации УВ доходила до 5,8 млн т условных углеводородов (УУВ)/км². Зарождение Ламско-Хантайского очага началось в конце ордовика, в силуре и девоне происходило расширение области генерации УВ. К концу дотраппового периода плотность генерации в пределах очага составила до 2 млн т УУВ/км². Суммарные масштабы генерации УВ куонамской нефтегазопроизводящей толщей на территории исследований составили порядка 670 млрд т УУВ.

Глава 1

Геологическое строение центральной части Курейской синеклизы

История изучения Курейской синеклизы. Исследования геологического строения Курейской синеклизы ведутся еще с начала прошлого столетия [Геология нефти и газа..., 1981]. Первые данные о строении осадочного чехла получены при поиске угольных месторождений, в процессе которого были обнаружены скопления твердых битумов и нефть. С середины XX века на исследуемой территории началась систематическая геологическая съемка мелкого и среднего масштаба, а также глубокое бурение. С 60-х годов XX века в западной части территории синеклизы выполнялись региональные геофизические работы. На рубеже 60-х и 70-х годов были установлены притоки нефти и газа на Сухотунгусской, Володинской, Нижнелетнинской площадях. Все это позволило сформировать общие представления о стратиграфии, тектонике, магматизме региона. Силами институтов ВНИГРИ, СНИИГГиМС, КНГР и других в этот период выполнены первые оценки перспектив нефтегазоносности Курейской синеклизы и прилегающих территорий.

В 80-е и 90-е годы XX века на обрамляющих территорию исследования крупных надпорядковых структурах (Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Катангской седловине) были открыты многочисленные месторождения углеводородов: Куюмбинское, Собинское, Пайгинское и др. На осложняющем западный борт синеклизы Бахтинском выступе выявлены непромышленные (не учтенные в «Государственном балансе») скопления УВ – Подкаменное, Сухотунгусское, Таначинское, Моктаконское. Также получены притоки газа из палеозойских отложений на Усть-Дельтуинской, Холминской, Делимакитской, Ледянской площадях [Старосельцев, Дивина, 2011].

К современному этапу на территории Курейской синеклизы пробурено свыше 100 глубоких и более 200 колонковых скважин, проведены детальные

сейсмические, гравиметрические и электроразведочные работы. Эти исследования существенно уточнили структуру осадочного чехла региона.

1.1 Стратиграфия

В связи с тем, что исследование посвящено дотрапповой истории развития Курейской синеклизы, в разделе более детально рассмотрены вопросы стратиграфии протерозойско-палеозойской части осадочного чехла центральной части Курейской синеклизы.

Основой для стратиграфического расчленения осадочного чехла рассматриваемой территории послужили утвержденные [Решения..., 1983, 1989], а также уточненные стратиграфические схемы, отраженные в серии монографий «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири» [Мельников и др., 2005; Мельников, 2009, 2018; Тесаков и др., 2002, 2003; Казаков и др., 2002; Каныгин и др., 2007, Сухов и др., 2016], расчленение отложений ордовика, силура и верхнего палеозоя проведено в соответствии с обобщающей работой [Геология нефти и газа..., 1981]. Ниже приведено краткое последовательное описание всех стратиграфических систем осадочных образований, слагающих осадочный чехол Курейской синеклизы.

Рифей

Отложения рифея слагают нижний структурный ярус осадочного чехла Сибирской платформы, с размывом залегают на кристаллическом фундаменте. Поверхность рифейских отложений сильно эродирована в ходе позднерифейско-ранневендского перерыва [Пайразян, 2010; Мельников и др., 2005].

Изученность рифейских отложений в пределах рассматриваемой территории остается слабой. Глубокопогруженные отложения рифея в осадочном чехле центральной части Курейской синеклизы не подтверждены бурением, поэтому представления об их строении и распространении в пределах данной территории основаны на результатах сейсмических работ. На значительной части рассматриваемой территории отложения рифея размыты в ходе позднерифейско-ранневендского перерыва. Естественные выходы рифея отмечены к западу исследуемой территории, в пределах Туруханского поднятия,

где разрез рифея является опорным и служит основой его стратиграфического расчленения.

В основе стратиграфического расчленения рифея Сибирской платформы лежат горизонты Общесибирской шкалы: учурий, аимчаний, крепылий, лахандиний, байкалий. С точки зрения фациального районирования рифея Курейская синеклиза включает Туруханский, Игаро-Норильский, часть Котуйского и Байкитского районов (Юрубчено-Тахомская зона) (Рисунок 1.1) [Мельников и др., 2005].

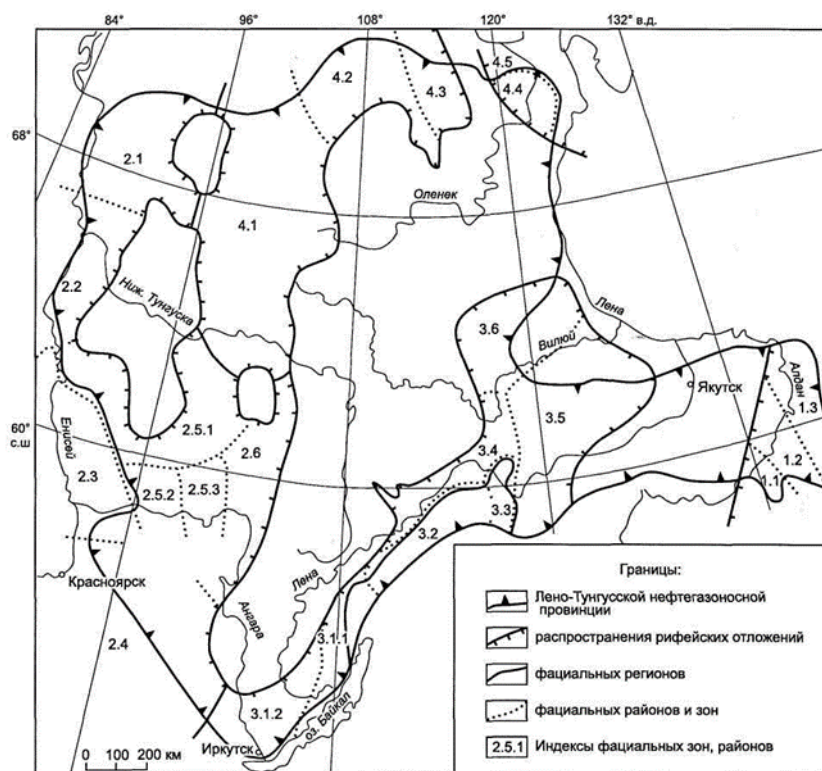


Рисунок 1.1 Схема структурно-фациального районирования Сибирской платформы. Рифейские отложения [Мельников и др., 2005]

Структурно-фациальные регионы, районы и зоны: 1 – *Учуро-Майский регион*, зона:

1.1 – Учурская, 1.2 – Майская, 1.3 – Юдомо-Майская; 2 – *Енисейский регион*, район: 2.1 – Игаро-Норильский, 2.2 – Турухан-ский, 2.3 – Енисейского края, 2.4 – Бирюсинского Присяянья, 2.5 – Байкитский район, зона: 2.5.1 – Юрубчено-Тохомская, 2.5.2 – Тайгинская, 2.5.3 – Чадобецкая; 2.6 – Катангский район; 3 – *Байкало-Патомский регион*: 3.1 – Байкальский район, 3.1.1 – Прибайкальская зона, 3.1.2 – Иркутская зона; 3.2-3.6 – районы: 3.2 – Витимо-Чайский, 3.3 – Жуинско-Ленский, 3.4 – Предпатомский, 3.5 – Березовский, 3.6 – Средневилюйский; 4 – *Анабарский регион*, район: 4.1 – Котуйский, 4.2 – Куонамский, 4.3 – Уджинский, 4.4 – Оленекский, 4.5 – Лено-Анабарский.

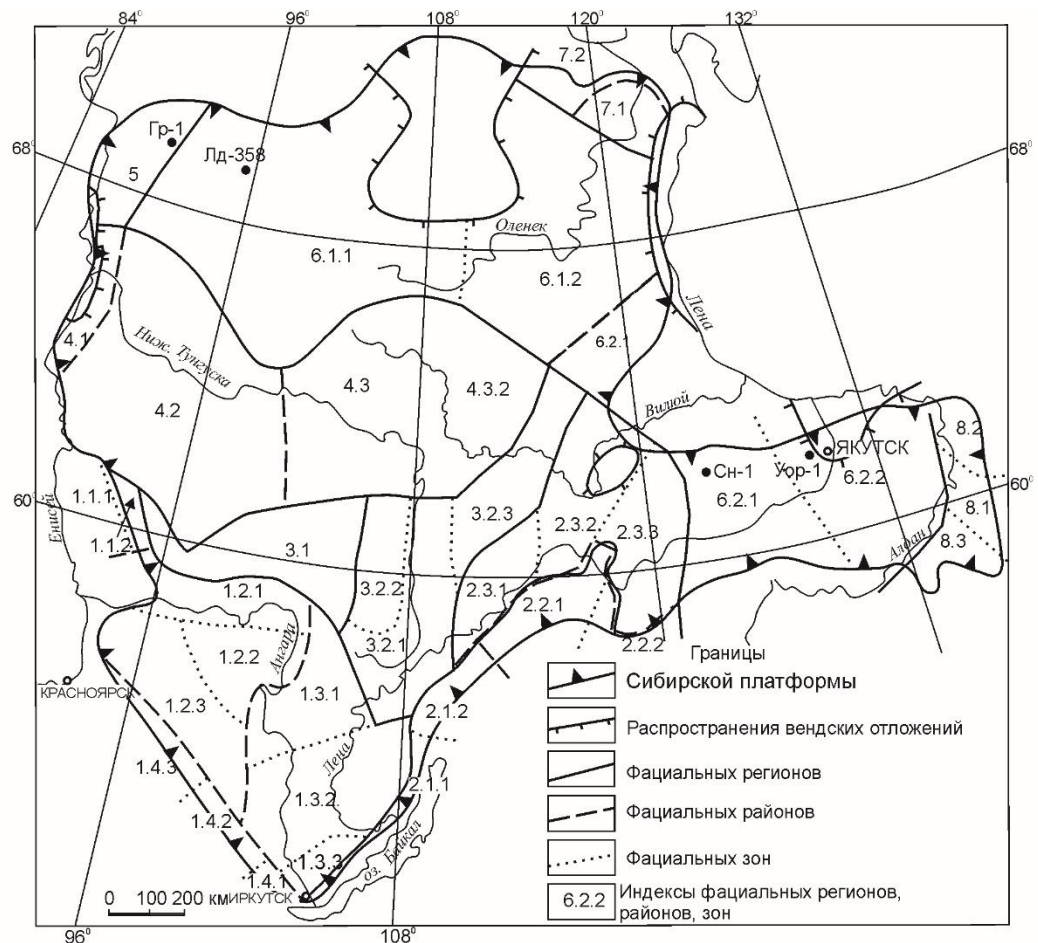
Венд

Результаты многолетних исследований вендских отложений Сибирской платформы изложены в ряде крупных работ: [Геология нефти и газа..., 1981; Мельников и др., 2005; Шемин, 2007; Мельников, 2009, 2018]. С начала венда море начало поступать во внутренние части континента, и на рассматриваемой территории повсеместно распространился мелководно-морской режим осадконакопления [Мельников, 2009].

К концу венда–началу кембрия в южной части Сибирской платформы сформировалась солеродная лагуна, в которой в условиях интенсивного прогибания происходило накопление галогенных и карбонатных осадков.

Отложения венда западной части Сибирской платформы перекрывают нижележащие образования рифея и выступы кристаллического фундамента. Нижневендские образования наследуют зональность байкальского горизонта рифея и распространены в окраинных частях Сибирской платформы. В венде центральную часть Сибирской платформы занимала обширная суша, служившая источником сноса, которая постепенно сокращалась, вовлекаясь в осадконакопление.

Региональными стратиграфическими подразделениями венда внутренних районов Сибирской платформы являются непский, тирский и даниловский горизонты [Решения..., 1989]. Нижняя часть разреза венда (непский, тирский горизонты) сложена преимущественно терригенными породами, образованными на начальном этапе вендской трансгрессии. Согласно сейсмическим данным и материалам бурения, отложения непского и тирского горизонтов достигают максимальной мощности в наиболее погруженной центральной части Курейской синеклизы, выклиниваясь на склонах Байкитской антеклизы и Бахтинского межавыступа [Филипцов и др., 2014б]. Отложения вышележащего даниловского горизонта сформированы при дальнейшем поступлении моря во внутренние части Сибирской платформы. На Курейской синеклизе они распространены повсеместно и представлены отложениями катангской, собинской и тэтэрской свит и их стратиграфических аналогов (Рисунок 1.2).



Скважины: Гр-1 - Гремякинская 1, Лд-358 - Ледяная 358, Сн-1 - Синская 1, Уор-1 - Уордахская 1
ФАЦИАЛЬНЫЕ РЕГИОНЫ, РАЙОНЫ И ЗОНЫ

- | | | |
|--------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| <i>1 Ангарский регион</i> | <i>2 Байкало-Патомский регион</i> | <i>4 Турухано-Сюджерский регион</i> |
| 1.1 Район Енисейского кряжа | 2.1 Байкальский район | 4.1 Туруханский район |
| 1.1.1 Тейская зона | 2.1.1 Прибайкальская зона | 4.2 Бахтинский район |
| 1.1.2 Тохомская зона | 2.1.2 Чая-Миньская зона | 4.3 Сюджерский район |
| 1.2 Присаяно-Енисейский район | 2.2 Патомский район | <i>5 Игаро-Норильский регион</i> |
| 1.2.1 Нижнеангарская зона | 2.2.1 Витимо-Чарская зона | <i>6 Анабаро-Алданский регион</i> |
| 1.2.2 Ковинская зона | 2.2.2 Олекмо-Токкинская зона | 6.1 Анабарский район |
| 1.2.3 Ийско-Удинская зона | 2.3 Предпатомский район | 6.1.1 Котуйская зона |
| 1.3 Ангаро-Ленский район | 2.3.1 Нюйско-Пеледуйская зона | 6.1.2 Куонамская зона |
| 1.3.1 Братская зона | 2.3.2 Вилучанская зона | 6.2 Алданский район |
| 1.3.2 Бельско-Жигаловская зона | 2.3.3 Березовская зона | 6.2.1 Синская зона |
| 1.3.3 Иркутская зона | <i>3 Катангско-Ботубинский регион</i> | 6.2.2 Якутская зона |
| 1.4 Присаянский район | 3.1 Катангский район | <i>7 Оленекский регион</i> |
| 1.4.1 Мотская зона | 3.2 Непско-Ботубинский район | 7.1 Хорбусуонский район |
| 1.4.2 Урикско-Ийская зона | 3.2.1 Приленско-Непская зона | 7.2 Лено-Анабарский район |
| 1.4.3 Бирюсинская зона | 3.2.2 Гаженская зона | <i>8 Учуро-Майский регион</i> |
| | 3.2.3 Ботубинская зона | 8.1 Аллахюньская зона |
| | | 8.2 Суордахская зона |
| | | 8.3 Аимская зона |

Рисунок 1.2 Фациальное районирование венда

[Мельников и др., 2005]

Кембрий

Отложения кембрия распространены практически по всей площади Сибирской платформы. Они согласно залегают на образованиях венда и составляют значительную часть осадочного чехла платформы, достигая мощности 1,5–2,5 км. В связи с разнообразием отложений для кембрия Сибирской платформы выделено три фациальных региона, частично представленных в пределах исследуемой территории: Турухано-Иркутско-Олекминский, Юдомо-Оленекский и Анабаро-Синский [Сухов и др., 2016] (Рисунок 1.3). Для каждого фациального региона существует своя шкала горизонтов. Кроме того, на основе различий волновой картины на временных разрезах ОГТ территория подразделена на литосейсмофациальные зоны, среди которых также выделены соленосно-карбонатные, бессолевые зоны и зона некомпенсированного прогиба тойонского века, заполненного среднекембрийскими соленосными породами [Мельников и др., 2014].

Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион охватывает обширную южную и центральную часть Сибирской платформы. Частично представлен в южной части Курейской синеклизы. Венд-кембрийский разрез здесь характеризуются соленосно-карбонатным составом с преобладанием доломитов, широким развитием солей и сульфатов. Самые древние пачки галитов встречены в тирском горизонте, в низах верхнего венда. В юго-восточной части Курейской синеклизы соли распространены в оскобинской свите. Отложения нижнего-среднего кембрия этого региона отличаются многослойным чередованием пластов и пачек каменной соли, сульфатных, глинистых и карбонатных пород. Мощность этих отложений на юго-западе региона достигает 2,0 км и более. Максимальную соленасыщенность, доходящую до 45–65 %, а в отдельных интервалах до 80 % и более, имеют нижнекембрийские отложения усольской свиты и верхнеангарской подсвиты, а также верхнелитвинцевской подсвиты среднего кембрия. В нижней части усольской свиты мощности пластов каменной соли достигают 60–70 м, а в ангарской свите – 200 м и более. По периферии региона соленасыщенность пород снижается, одновременно

происходит смена соленосных отложений карбонатными, их мощность сокращается до 1200–1600 м. Вся ниже-среднекембрийская соленосная толща имеет отчетливую латеральную зональность. Для галогенной формации региона характерно циклическое изменение по площади соленакопления за счет миграции северной и северо-восточной границ солеродного бассейна.

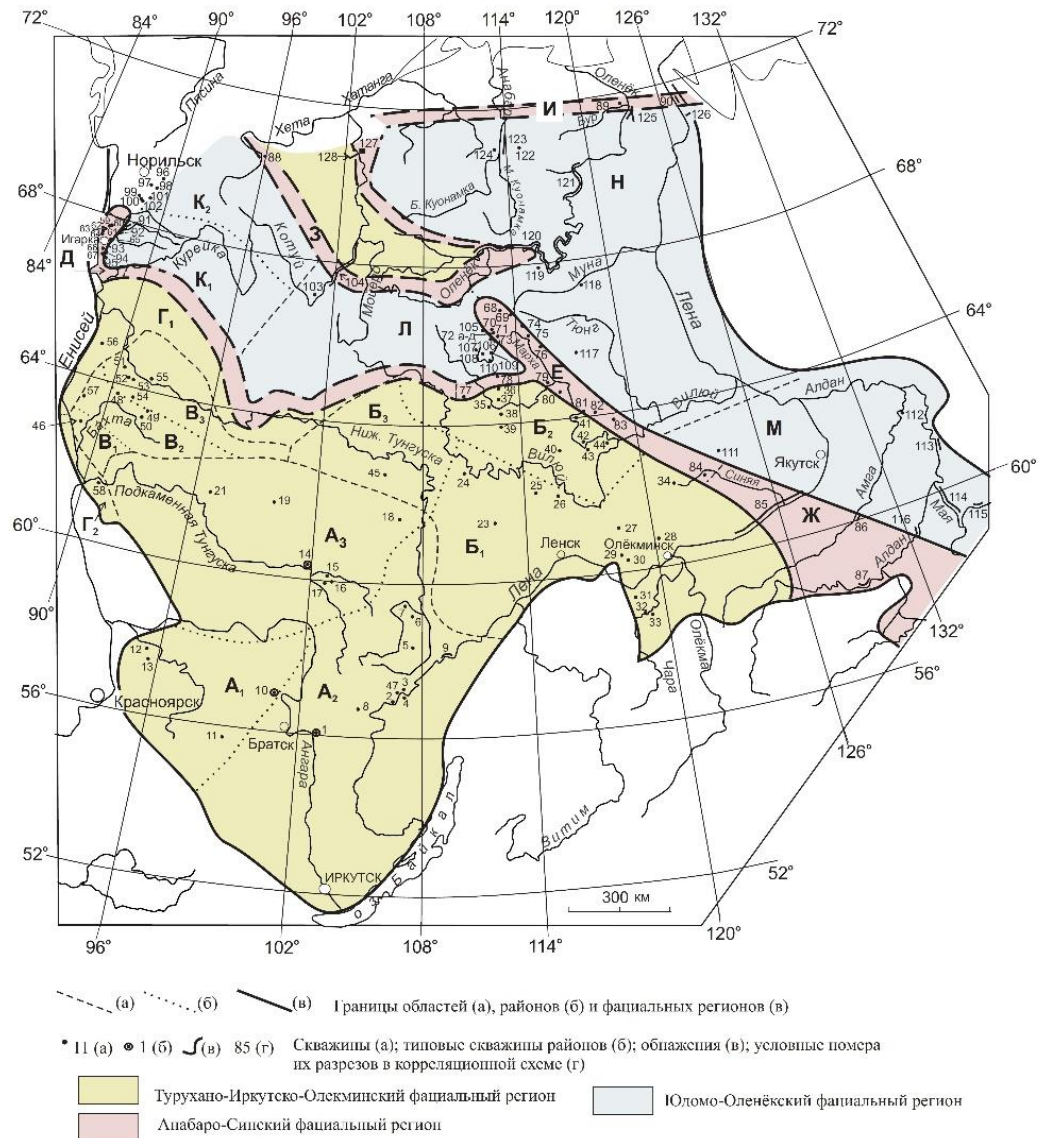


Рисунок 1.3 Схема фациального районирования кембрия Сибирской платформы [Сухов и др., 2016]

Кроме того, наблюдается снижение соленасыщенности вверх по разрезу и усиление роли терригенных осадков. В разрезе солеродного бассейна выделяются свиты: усольская, бельская, булайская, ангарская, литвинцевская (и их аналоги).

Внутри многослойного тела галогенной формации обособляются до 5 основных уровней соленакпления: раннеусольский, позднеускольско-юрегинский, позднебельско-позднетолбачанский, ангарско-чарский и позднелитвинцевско-метегерский. – до 15 соленосных горизонтов [Сухов и др., 2016]. Соленосные толщи чередуются с карбонатными телами: верхней частью даниловского горизонта венда (юряхской, тэтэрской свитами), осинским горизонтом усольской свиты, эльягинской свитой (нижнебельской подсвитой, булайской и ичерской свитами) нижнелитвинцевской подсвитой и их аналогами. Завершение соленакпления в южной части исследуемой территории завершилось в майское время. Таким образом существование соленосного бассейна продолжалось приблизительно 65 млн лет.

В кембрийском разрезе соленосность установлена на шести уровнях: нижнеусольском, верхнеусольском, верхнебельском, ангарском, верхнелитвинцевском и майском.

Юдомо-Оленекский фациальный регион охватывает восточную, северо-восточную и западную окраины Сибирской платформы, а в пределах Курейской синеклизы занимает наиболее погруженную северную часть. Кембрийские отложения в этом регионе накапливались в режиме некомпенсированного прогибания в относительно глубоководных условиях и относятся к доманиковому типу [Асташкин и др., 1984; Геология нефти и газа..., 1981]. Разрез представлен нормально-морскими фациями. В нижней части он сложен пестроцветными известняками, глинистыми известняками, мергелями пестроцветной свиты и ее аналогов мощностью 150–250 м. В верхней части залегают отложения, отвечающие ботомскому, тойонскому, амгинскому и низам майского яруса, они представлены темно-серыми и черными глинистыми известняками и кремнисто-глинистыми породами, обогащенными РОВ (куонамская свита и ее аналоги шумнинская, иниканская свиты). Эти отложения объединены в куонамский комплекс. Мощность составляет 15–55 м.

Выше залегают отложения майского яруса, представленные глинисто-алевритистыми известняками и мергелями, зелено-серыми, плитчатыми

(аналогами усть-майской, усть-ботомской, зеленоцветной свит), а в самых низах – красноцветными нодулярными (аналогами чайской, оленекской свит). Вдоль линии сопряжения с Анабаро-Синским регионом эти отложения перекрываются светлыми органогенно-обломочными и водорослевыми известняками мощностью до 250–300 м майского или аюсокканского ярусов среднего кембрия или низов верхнего кембрия (танхайская, усть-мильская, баппагайская, чукукская свиты) (Рисунок 1.4). Выше залегают мощные пестроцветные сульфатосодержащие известняково-доломито-терригенные толщи верхоленской серии мощностью до 1 км, соответствующие верхоленской же серии в верхнекембрийских отложениях Туруханско-Иркутско-Олекминского региона. В основании серии выделяется красноцветная известняково-доломитово-терригенная с сульфатами часть (аналог нижнеэвенкийской подсвиты и летнинской свиты «бордонская свита»). Общая мощность кембрия в регионе составляет 1500–2000 м, что сопоставимо с бессоловой частью Туруханско-Иркутско-Олекминского региона [Сухов и др., 2016].

Анабаро-Синский фациальный регион протягивается в виде полосы шириной в несколько десятков километров от Северо-Алданской синеклизы через западную часть Вилуйской синеклизы до склонов Анабарской антеклизы, затем пересекает центральную часть Курейской синеклизы и идет на юг до южного окончания Енисейского кряжа. Этот регион представляет собой зону мелководья между солеродной лагуной и морским бассейном.

Здесь в разрезе кембрия широкое распространение приобретают светлые малоглинистые кластоморфно-биоморфные и зернистые карбонатные породы – органогенные постройки разного масштаба, детрито-шламовые, археоциато-цианобактериальные, оолитовые и другие известняки, в разной степени раскристаллизованные и доломитизированные. Общая мощность разреза нижнего-среднего кембрия в этом регионе составляет 1200–1500 м. По мере снижения уровня моря в майском веке карбонатные постройки начали выходить на поверхность и разрушаться, в результате чего из органогенно-обломочного

материала на северном окончании рифового барьера отлагались мощные клиноформные комплексы [Сухов, 1982; Губин и др., 2018].

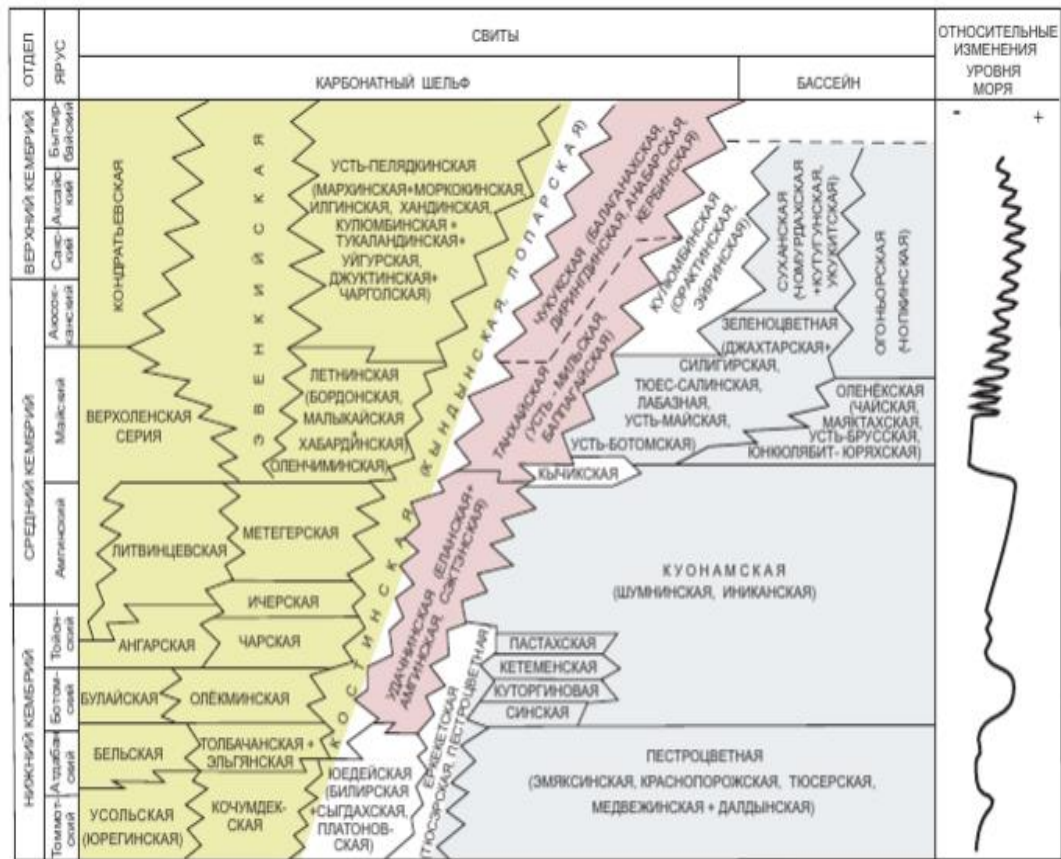


Рисунок 1.4 Схема соотношения основных местных стратиграфических подразделений разнофациальных отложений кембрия Сибирской платформы [Сухов и др., 2016]

Согласно стратиграфической схеме расчленения кембрия Сибирской платформы [Решения..., 1989], кембрий подразделяется на томмотский, атдабанский, ботомский, тойонский, амгинский, майский, аюсококский, сакский, аксайский, батырбайский ярусы.

В связи с огромным количеством различных между собой разрезов, охватывающих большие стратиграфические интервалы, авторы монографии [Сухов и др., 2016] не только приводят районирование Сибирской платформы по фациальным признакам, но также учитывают и территориальное, географическое деление этой территории. По фациальным признакам кембрийских отложений на Сибирской платформе выделены Турухано-Иркутско-Олекминский, Анабаро-Синский и Юдомо-Оленекский регионы, они полностью или частично входят в

исследуемую территорию Курейской синеклизы [Решения..., 1983]. Район исследования включает западную часть Анабаро-Оленевского района, Тунгусский (Туруханская, Сурингдаконская зоны), Байkitский (Байkitская, Тайгинская зоны), Ангaро-Непский (Гажeнская зона) и Сюгджeро-Березовский (Илимпейская зона) фaциальные районы [Решения..., 1989]. С точки зрения географического районирования в исследуемую территорию входят Тунгусский район, расположенный в центре, Турухано-Норильский район, расположенный на западе территории, северная часть Байkitского района, расположенного на юге территории, и северо-западная часть Анабаро-Оленевского района.

Нижний кембрий

Согласно стратиграфической схеме расчленения кембрия Сибирской платформы [Решения..., 1989] нижний кембрий подразделяется на томмотский, атдабанский, ботомский и тойонский ярусы.

Томмотский ярус

На северо-западе Сибирской платформы (в Турухано-Норильском районе) ярус охватывает верхнюю часть шельфовых отложений *сухарихинской* и *полбанской* свит. Верхняя часть яруса представлена нижней частью краснопорожской свиты, сформированной в условиях склона открытого бассейна.

Сухарихинская свита – стратотип на р. Сухариха, где она согласно подстилается излучинской свитой венда и перекрывается краснопорожской свитой кембрия. Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю – полосчатые известковистые и песчанистые доломиты и доломитистые песчаники; верхнюю – известняки глинисто-алевритистые, кремнистые, переслаивающиеся с доломитами. Мощность свиты колеблется от 480 до 570 м. Отложения сформированы в зоне перехода от внутреннего шельфа к внешнему карбонатному.

Полбанская свита распространена только в пределах Гремякинской антиклинали. Имеет трехчленное строение, к кембрию относятся только верхние 80 м. Верхняя часть полбанской свиты является возрастным аналогом сухарихинской свиты и представлена сероцветными глинистыми, алеврито–глинистыми известняками и доломитами. Верхние 28 м свиты сложены

зеленовато-серыми глинистыми и алевроито–глинистыми известняками с комковато-узловой водорослевой текстурой. Мощность подсвиты 180 м. Отложения сформированы в зоне перехода от внутреннего шельфа к внешнему карбонатному.

В Тунгусском районе томмотский ярус сложен шельфовыми породами *ясенгской, моктаконской*, низов *марской* свит. К этому уровню также условно отнесена нижняя часть *костинской* свиты.

В южной части района исследования – в Байкитском районе – томмотский ярус охватывает нижнюю часть *усольской* свиты.

В восточной части исследуемой территории томмотскому ярусу соответствуют шельфовые отложения *билирской* свиты, а в разрезах, где она не охватывает весь объем яруса, верхние его горизонты представлены *сыгыдахской* свитой.

В Анабаро-Оленекском районе отложения томмотского яруса представлены нижней половиной хеттской свиты, а также породами эмяксинской свиты, соответствующей зоне перехода от шельфа к открытому бассейну.

Атдабанский ярус

В Турухано-Норильском районе ярус сложен верхней частью *краснопорожской свиты*, сформированной в условиях открытого бассейна, согласно перекрывающая и частично замещающая ее шельфовая моргуновская свита. К этому ярусу условно отнесены темно-серые известняки открытого бассейна *шумнинской свиты*.

В Тунгусском районе атдабанский ярус сложен верхней частью нижней подсвиты и нижней частью средней подсвиты *костинской свиты*. в южных районах ярус представлен отложениями верхней части *марской свиты*, выше залегают *абакунская, бурусская, сурингдаконская свиты*. В скв. Чириндинская – 271 верхняя часть атдабанского яруса представлена эмяксинской свитой перехода от шельфа к открытому морю.

В Байкитском районе ярус представлен *усольской* и согласно залегающей на ней *бельской свитами*.

В Анабаро-Оленекском районе к атдабанскому ярусу относятся отложения верхней части хетской свиты, нижняя часть ледянской свиты.

Ботомский ярус

В Турухано-Норильском районе ботомский ярус представлен низами шумнинской свиты открытого бассейна и моргуновской свитой, образованной в условиях карбонатного шельфа.

В Тунгусском районе ярус сложен частью средней подсвиты костинской свиты, сложенной доломитами и образованной в условиях внутреннего шельфа, булайской свитой. На Чиридинской площади на этом уровне выделена куонамская свита.

В Байкитском районе ярус включает булайскую свиту.

В Анабаро-Оленекском районе ботомский ярус включает верхние метры эмяксинской свиты зоны перехода от шельфа к склону бассейна, выше залегает куонамская свита открытого моря. В разрезе скважин Ледянской площади к ярусу условно относят среднюю часть ледянской свиты.

Тойонский ярус

В Турухано-Норильском районе тойонскому ярусу соответствует шумнинская свита открытого моря. Она представлена толщей темно-серых и черных глинистых известняков и сланцев с трилобитами, брахиоподами. В зоне перехода от моря к карбонатному шельфу ярус представлен шельфовыми доломитами моргуновской свиты.

В Тунгусском районе тойонский ярус включает часть костинской свиты, на Чириндинской площади ему соответствует куонамская свита, в скв. Нижнетунгусская вскрыта дельтуинская свита

В Байкитском районе тойонский ярус включает нижнюю часть литвинцевской свиты.

В Анабаро-Оленекском районе ярусу соответствует средняя часть куонамской свиты.

Средний кембрий

Амгинский ярус

В Турухано-Норильском районе ярус включает верхнюю часть шумнинской свиты открытого бассейна, в зоне перехода от шельфа к открытому морю – моргуновскую свиту.

В Тунгусском районе ярус включает верхнюю часть костинской свиты, верхнюю часть шельфовых отложений таначинской свиты, в скв. Чириндинская вскрывается верхняя часть куонамской свиты и нижнюю часть согласно перекрывающей ее эмэтокской свиты.

В Байкитском районе к ярусу относится оленчиминская свита.

В Анабаро-Оленекском районе ярус представлен отложениями куонамской свитой открытого бассейна, на северо-западе его слагают отложения карбонатного внешнего шельфа или перехода от шельфа к склону бассейна: нижняя часть тамуканской свиты.

Майский ярус

В северной части Турухано-Норильского района майский ярус включает породы открытого бассейна: верхнюю часть шумнинской свиты, большую часть рыбнинской свиты, в Игарском районе – устьбуусскую, лабазную свиты. В южной части района ярус представлен отложениями моргуновской свиты внешнего шельфа.

В Тунгусском районе ярусу отвечают пестроцветные доломиты, аргиллиты и известняки летнинской свиты внутреннего шельфа. В скв. Моктаконская ярус сложен соленосно-карбонатной толщей, толщей доломитов и известняков, условно отнесенных к оленчиминской свите, а также летнинская свита. В восточной части Тунгусского района в скв. Чириндинская–271 ярус сложен верхней частью эмэтокской свиты, баличанской и хохлоковской свитами.

В Байкитском районе к майскому ярусу относятся пестроцветные отложения внутреннего шельфа нижней подсвиты эвенкийской свиты.

На северо-западе Анабаро-Оленекского района майский ярус включает отложения верхней части тамуканской свиты, сформированной в зоне перехода от карбонатного шельфа к склону открытого бассейна. В восточной части района ярусу соответствуют образования открытого бассейна – верхи куонамской свиты.

Аюсокканский ярус

В Турухано-Норильском районе ярус включает верхнюю часть рыбнинской свиты и вскрытую часть чопкинской свиты. В Игарском районе ярус включает низы орактинской свиты.

В Тунгусском районе ярус включает нижнюю часть устьпелядзинской свиты внутреннего шельфа, а на востоке района скв. Чириндинская-271 вскрывает соответствующий этому диапазону разрез нижней части одорокитской толщи, сформированной в зоне перехода от внешней части карбонатного шельфа к склону бассейна.

В Байкитском районе ярус включает среднюю часть внутришельфовых образований эвенкийской свиты.

В северо-западной части Анабаро-Оленекского района к аюсокканскому ярусу относятся шельфовые отложения нижней части арыканской свиты.

Верхний кембрий

Сакский ярус

На севере Турухано-Норильского района ярус включает верхнюю часть чопкинской свиты. Отложения формировались на границе карбонатного шельфа и открытого бассейна. Южнее к сакскому ярусу относятся шельфовые отложения – верхняя часть орактинской свиты, нижняя часть кулюмбинской свиты.

В Тунгусском районе к ярусу относятся внутришельфовые отложения верхней части устьмундуйской свиты, вскрытой скважинами Сухотунгусская–1, Нижнетунгусская–6, Моктаконская–7, Имбакская–3. В скв. Чириндинская–271 сакскому ярусу соответствует верхняя часть одорокитской свиты и нижняя часть умноготынской толщи.

В Байкитском районе к сакскому ярусу условно отнесены средняя часть эвенкийской свиты.

На северо-западе Анабаро-Оленекского района к сакскому ярусу относятся шельфовые отложения средней части арыканской свиты, вскрытые скв. Ледянская–358.

Аксайский ярус

На севере Турухано-Норильского района ярус представлен породами нижней части тукаландинской свиты внутреннего шельфа. В южной части района ему соответствуют отложения средней части кулюмбинской свиты, а в разрезе р. Кулюмбе – верхняя часть кулюмбинской свиты [Решения, 1983].

В Тунгусском районе аксайский ярус представлен внутрешельфовыми отложениями средней части устьмундуской свиты. В скв. Чириндинская – 271 ярус представлен верхней частью умноготынской свиты и низы санатской толщи.

В Байкитском районе к аксайскому ярусу условно отнесены отложения средней части эвенкийской и илгинской свит.

В Анабаро-Оленекском районе к аксайскому ярусу условно относят шельфовые отложения верхней части арыканской и нижней части хибарбинской свит, вскрытых скв. Ледянская–358.

Батырбайский ярус

На севере Турухано-Норильского районе ярус объединяет внутришельфовые отложения верхней части тукаландинской свиты и уйгурскую свиту. На юге района к этому ярусу относятся отложения верхней части кулюмбинской свиты и уйгурская свита.

В Тунгусском районе ярус включает внутришельфовые отложения верхней части устьмундуской свиты и санатской толщи.

В Байкитском районе к ярусу условно относятся отложения внутреннего шельфа, представленные породами верхней части эвенкийской и илгинской свит.

В Анабаро-Оленекском районе к батырбайскому ярусу условно отнесены верхняя часть хибарбинской свиты, вскрытой скв. Ледянская–358.

Ордовик

В ордовике на территории Сибирской платформы существовал эпиконтинентальный морской бассейн с преобладанием мелководных обстановок и набором соответствующих фаций – от нормально-морских карбонатных и терригенно-карбонатных до лагунных эвапоритовых и красноцветных [Тесаков и др., 2003].

Выходы ордовика на поверхность встречаются в Иркутском амфитеатре и по окраинам Тунгусской и Вилуйской синеклиз. На исследуемой территории отложения ордовика вскрыты бурением в пределах Турухано-Норильской гряде и в южной части Курейской синеклизы. По литолого-фациальному составу отложения ордовика исследуемой территории находятся в Тунгусской фациальной области. Она подразделяется на Нижнетунгусский, Мойеронский, Туринский, Подкаменно-Тунгусский фациальные районы.

В Нижнетунгусском районе разрез ордовика представлен усть-мундуйской, бабкинской, байкитской, криволуцкой и неручандской свитами.

В Туринском районе ордовикские отложения полностью вскрыты Туринской опорной скважиной. На серых, светло-серых известняках усть-пелядзинской свиты верхнего кембрия залегают пестроцветные терригенно-карбонатные породы усть-мундуйской свиты [Геология нефти и газа..., 1981]. Выше выделяются бабкинская и туринская свиты в нижнем ордовике, криволуцкая, неручандская в среднем ордовике, чункинская и нирундинская свиты в верхнем ордовике.

В Подкаменно-Тунгусском районе ордовикские отложения подразделяются на усть-бугариктинскую, чунскую, бабкинскую, байкитскую, криволуцкую, неручандскую, чункинскую и нирундинскую свиты.

Силур

Отложения силура распространены примерно на той же территории Сибирской платформы, что и ордовикские. На исследуемой территории они вскрыты в Турухано-Норильской гряде и в южной части Курейской синеклизы.

Отложения силура накапливались в спокойных тектонических условиях в мелководных обстановках. Разрез силура разделен на лландоверийский, венлокский и лудловский ярусы.

Исследуемая территория находится в Тунгусской фациальной области и по литолого-фациальному составу отложений ордовика подразделяется на Норильский, Курейский, Туруханский, Сурингдаконский, Туринский, Мойеринский, Вилучанский фациальные регионы. Отложения силура с размывом

залегают на различных горизонтах ордовика и представлены карбонатными и терригенно-карбонатными осадками с незначительными колебаниями мощности.

Лландоверийский ярус в Норильском, Курейском и Туруханском районах в основании представлен отложениями чамбинской свиты. Она сложена темно-серыми и черными углистыми листоватыми известковистыми аргиллитами с отпечатками граптолитов. В Сурингдаконском и Туринском районах нижняя часть лландоверийского яруса представлена чалбышевской свитой, сложенной толщей известняков мощностью от 15 м в Туринском районе до 50 м на востоке Сурингдаконского района. Выше залегает Могоктинская свита. Она представляет собой толщу серых, темно-серых, зеленовато-серых мергелей с редкими прослоями известняков.

Верхняя часть лландоверийского яруса и нижняя часть венлокского представлены валецкой свитой. Свита сложена переслаиванием зеленовато-серых, темно-серых мергелей и известняков, глинистых известняков. Мощность составляет от 55 м в Туруханском районе до 120–175 м в Норильском районе. Средняя и верхняя часть венлокского яруса в Норильском, Туруханском, Сурингдаконском и Туринском районах сложена дьявольской свитой. Свита сложена темно-серыми, коричневатого-серыми органогенными и кораллово-строматолитовыми известняками и доломитами. Мощность свиты 60–120 м. В Курейском и Туринском районе этому уровню соответствует орловская свита, сложенная глинистыми известняками, известняками с прослоями мергелей, аргиллитов, желваками кремней. Мощность свиты составляет 200–250 м.

Лудловский ярус представлен глинистыми доломитами нимбидинской свиты мощностью от 86 м в Сурингдаконском районе до 168 м в Курейском районе. Исключение составляет Норильский район, в котором нижняя часть Лудловского яруса сложена слоистыми серыми доломитовыми известняками имангдинской свиты мощностью 60–70 м. А выше она перекрывается доломитами нимбидинской свиты, в этом районе достигающей мощности 108–245 м.

В Туринском районе выше нимбидинской свиты залегает толща доломитов, доломитовых мергелей, доломито-ангидритов мирошкинской свиты. Свита условно отнесена к прджидольскому ярусу. Мощность свиты достигает 90 м.

Девон

В девоне на северо-западе Сибирской платформы существовало Среднесибирское море, которое на юге граничило с материком Ангарида. Среднесибирское море соединялось через пролив с Таймырским и Западно-Сибирским морями и представляло собой залив с повышенной соленостью вод. Морской залив периодически пересыхал и на этой территории возникали мелководные лагуны и озера, в которых в условиях аридного климата накапливались доломитовые илы, доломитистые глины с прослоями гипсов и ангидритов. Повсеместно формировались биогермные массивы и рифовые сооружения, объединенные в узкую рифогенную полосу, протянувшуюся из Салаирского и Алтайского морей через Нюрольский район в пределы Таймырского моря. Фактически в раннем-среднем девоне на северо-западе Сибирской платформы существовала обстановка, сходная с солеродным бассейном венд-кембрийского времени, только контуры девонского солеродного бассейна были смещены относительно венд-кембрийского на север. К позднему девону завершился трансгрессионный этап, и Сибирская платформа начала испытывать поднятие, что привело к перерыву в осадконакоплении на рубеже девона и карбона [Дубатов, Краснов, 2011].

Отложения девона распространены на северо-западе Сибирской платформы, вдоль правобережья р. Енисей севернее Енисейского кряжа, а также на северо-востоке Тунгусской синеклизы и в пределах Вилуйской синеклизы. На северо-западе Сибирской платформы выделяются Северо-Тунгусский и Центральнотунгусский фациальные районы. Для отложений в целом характерно чередование мелководно-морских фаций с красноцветными терригенными породами со значительным вкладом гипсов, ангидритов и солей. Фактически Северо-Тунгусская область считается крупнейшим солеродным бассейном на северо-западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Девон северо-

запада Сибирской платформы разделен на ярусы: жединский, зигенский, эмский, эйфельский, живетский, франский, фаменский. В Северо-Тунгусском фациальном районе отложения девона представлены зубовской, кольдинской, разведочнинской, мантуровской, сидинской, юктинской, гакахозской, караргонской, фокинской и люмской свитми.

Нижний карбон

На исследуемой территории породы девона перекрываются образованиями нижнего карбона. Нижний карбон расчленен на турнейский и визейнамюрский ярусы [Геология нефти и газа..., 1981]. Выделяются Северо-Тунгусский и Центральнотунгусский фациальные районы.

В Северо-Тунгусском фациальном районе отложения фокинской (люмской) свиты верхнего девона перекрываются доломитистыми известняками с многочисленными остатками организмов, подразделенными по набору фауны на ханельбиринскую и серебрянскую свиты. Отложения распространены в северо-западной части исследуемого района. Выше залегает бурусская свита. Она со скрытым несогласием перекрывает образования турнейского яруса. В нижней части свита сложена пестроцветными грубообломочными брекчиями, состоящими из обломков подстилающих известняков, мощностью 18–24 м, вверх по разрезу брекчии сменяются алевроито-глинистыми известняками и мергелями с прослоями аргиллитов и алевролитов, а верхняя часть свиты сложена алевролитами и песчаниками с прослоями аргиллитов и глинистых известняков.

В Центральнотунгусском районе отложения нижнего карбона представлены джалтуинской свитой, распространенной на западе района. Свита сложена в основании пластом песчаных известняков, выше отложения сменяются известковистыми алевролитами и глинистыми известняками. Мощность свиты составляет 55–60 м. В южной части района отложения нижнего карбона представлены кондроминской свитой, сложенной кварцевыми песчаниками мощностью 10–60 м.

Отложения среднего карбона относятся к угленосной формации верхнего палеозоя и будут рассмотрены в следующем разделе.

Верхний палеозой

Верхнепалеозойские отложения среднего карбона и перми составляют единую угленосную формацию (тунгусскую серию), в связи с чем рассматриваются в одном разделе. Они выходят на поверхность в краевых частях Тунгусской синеклизы, окаймляя туфолавовое поле триаса. Породы тунгусской серии с угловым несогласием и ярко выраженным размывом перекрывают осадки подстилающего венд-нижнепалеозойского структурного яруса и характеризуются соответствующим набором пород: аргиллиты, алевролиты, песчаники, гравелиты, конгломераты и угли, мергели, глинистые известняки, туфогенно-осадочные породы.

По особенностям состава и строения угленосной формации в пределах исследуемой территории выделены Норильский, Курейский, Нижнетунгусский районы.

В **Норильском районе** отложения верхнего палеозоя распространены на площади Норильской мульды. Они представлены апсеканской, руднинской, далдыканской, кайерканской и амбарнинской свитами, по возрастному диапазону соответствующими периоду от карбона до ранней перми.

В **Курейском районе** отложения верхнего палеозоя распространены в бассейнах нижнего течения р. Курейка и Нижняя Тунгуска и представлены катской, ногинской, чапоткинской, дегалинской свитами.

Для **Нижнетунгусского района** характерны меньшие мощности верхнепалеозойского комплекса, повышенная песчанистость, меньшая угленосность. В основании угленосной формации Нижнетунгусского района лежит тушамская свита. Выше залегает анакитская свита [Геология нефти и газа..., 1981], сложенная переслаиванием песчаников, алевролитов, реже аргиллитов. Возраст толщи – средне-верхнекаменноугольный. Мощность свиты достигает 80 м. Анакитская свита согласно перекрывается отложениями бургуклинской свиты. Выше залегают ногинская, чапоткинская свиты. Завершает разрез верхнего палеозоя дегалинская свита. Она представлена чередованием мощных пластов песчаников, алевролитов и углей. В верхней части

свиты обнаружена пачка туфогенно-осадочных пород. Мощность свиты достигает 120–180 м.

Ангарский район включает южную часть Тунгусской синеклизы. В основании верхнепалеозойского комплекса в этом районе залегают мелкозернистые песчаники тушамской свиты. Мощность свиты 170 м. Выше залегает катская свита. Она сложена чередованием песчаников и алевролитов, мощность свиты 150–200 м. Бургуклинская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей. Мощность свиты 200–250 м. Верхнепермские отложения представлены стрелкинской свитой. Свита сложена песчаниками, алевролитами, углистыми аргиллитами и углями.

Триас

С точки зрения структурно-фациального районирования триасовых отложений район исследования входит в Тунгусско-Котуский регион, который, в свою очередь, подразделяется на Тунгусскую и Котуй-Маймечинскую фациальные области [Казаков, 2002]. Отложения триаса данного региона представлены континентальными вулканогенными образованиями трапповой формации нижнего-среднего триаса. Они сложены продуктами извержения магмы основного состава и залегают на угленосных отложениях верхнего палеозоя. Трапповая формация триаса расчленена на тутончанский, двурогинский и пугоранский горизонты.

Тутончанский горизонт лежит в основании трапповой формации триаса и соответствует первому этапу вулканизма, при котором в северо-западной части региона происходило извержение дифференцированной магмы, а на оставшейся территории отлагались вулканогенно-осадочные породы. Двурогинский горизонт соответствует начальной фазе второго этапа вулканизма, при котором на всей северной части региона извергались недифференцированные лавы. Накопление пугоранского горизонта происходило на финальных стадиях второго этапа вулканизма, когда извержение магмы охватило практически всю Тунгусскую синеклизу.

Мезозой, кайнозой

По завершении траппового периода, в юрское время исследуемая территория подвергалась размыву и денудации [Девятов и др., 2011].

1.2 Тектоника

В осадочном чехле исследуемой территории выделяется три структурных яруса: рифейский, венд-нижнепалеозойский и верхнепалеозойско-мезозойский. [Старосельцев, 2008]. В рифейском структурном ярусе выделены три субмеридиональные надпорядковые структуры: Ангара-Котуйский рифтогенный прогиб на востоке, Аянско-Байкитская антеклиза в центре и Приенисейский перикратонный прогиб на западе [Старосельцев, 2008; Конторович и др. 2009].

В вышележащих отложениях венд-нижнепалеозойского структурного яруса выражена надпорядковая отрицательная структура – Курейская синеклиза. Она частично перекрывается Тунгусской синеклизой верхнепалеозойско-мезозойского яруса.

Основной нефтегазовый комплекс, рассматриваемый в данной работе, сосредоточен в кембрийских отложениях, в связи с чем по отношению к исследуемой территории в работе используется термин «Курейская синеклиза». Ниже более детально рассмотрено тектоническое строение венд-нижнепалеозойского структурного яруса.

Курейская синеклиза занимает северо-западную часть Сибирской платформы и охватывает площадь 660 тыс км². На севере синеклиза граничит с Енисей-Хатангским региональным прогибом, на северо-востоке структура граничит с Анабарской антеклизой по изогипсе минус 3400 м, на юго-востоке с Мархино-Чуньской мегамоноклиной по изогипсе минус 3000, на юго-западе с Байкитской антеклизой на глубине 2500 м. С запада Курейская синеклиза ограничена Енисейским складчатым поясом байкальского возраста [Башарин и др., 2005; Горюнов и др., 2004].

Синеклиза имеет неправильную форму, слегка вытянутую в северо-западном направлении. Поверхность фундамента в пределах синеклизы расположена глубже 5 км, а во впадинах до 8–12 км [Геология нефти и

газа..., 1981; Губин и др., 2018]. Разрез платформенного чехла этой территории сложен породами от рифея до триаса, однако синеклиза как единая депрессия выражена по нижне- и среднепалеозойским горизонтам. На большей части Курейской синеклизы преобладают венд-ордовикские отложения, отложения рифея предположительно распространены в пределах отрицательных элементов фундамента, верхнепалеозойские отложения и образования триаса распространены на юге далеко за контурами Курейской синеклизы [Геология нефти и газа..., 1981].

На территории Курейской синеклизы выделены три отрицательные структуры I порядка: Туринская мегавпадина, Верхнекочечумская впадина и Ламско-Хантайский мегапрогиб.

Туринская мегавпадина расположена в центральной части Курейской синеклизы (Рисунок 1.5). Структура оконтурена изолинией -7000 м и вытянута в северо-западном направлении. Она охватывает площадь более 65 тыс. км². В наиболее погруженной части Туринской впадины расположена структура II порядка Тембечинский прогиб (-8700 м), имеющая амплитуду 600 м. В западной части Туринская впадина осложнена Верхнеэмбечинским куполовидным поднятием.

К северу от Туринской мегавпадины расположена Верхнекочечумская впадина – отрицательная структура I порядка площадью 18400 км² с амплитудой 1000 м. Между ними выделена положительная структура округлой формы – Ядунский свод. Он имеет амплитуду 300 м и занимает площадь 13600 км².

В северной части Курейской синеклизы выделена положительная структура I порядка – Путоранский выступ. На северо-западе Курейской синеклизы на уровне -4900 м расположен Ламско-Хантайский мегапрогиб. Он имеет мощность осадочного чехла более 5000 м и его площадь составляет 40 тыс. км².

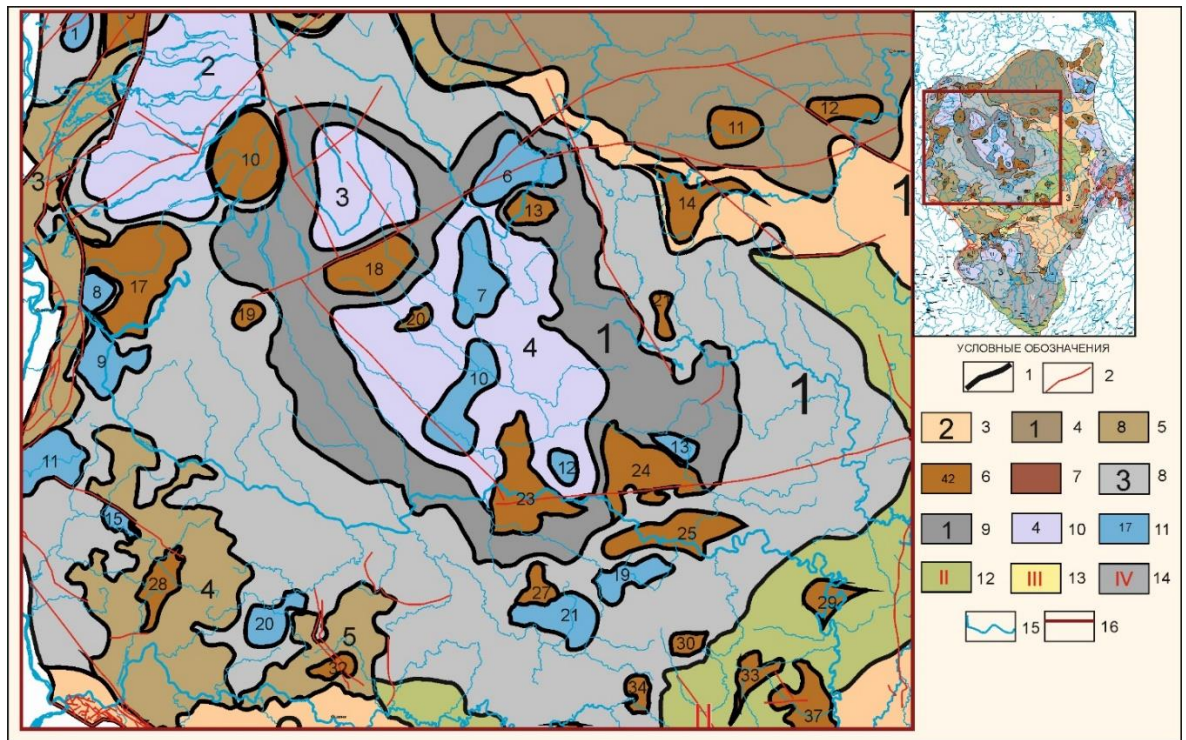


Рисунок 1.5. Фрагмент тектонической карты по подошве венд-

силурийского структурного яруса района исследований [Конторович и др., 2009]

Условные обозначения: 1 – границы тектонических элементов, 2 – разрывные нарушения; 3–14 тектонические элементы: 3–7 положительные – 3 – надпорядковые, 4 – 0 порядка, 5 – I порядка, 6 – II порядка, 7 – III порядка; 8–11 – отрицательные – 8 – надпорядковые, 9 – 0 порядка, 10 – I порядка, 11 – II порядка; 12–14 – промежуточные – 12 – моноклинали, 13 – седловины, 14 – Ангара-Ленская ступень (мегамоноклиза); 15 – гидросеть; 16 – границы района исследования

Положительные структуры:

Надпорядковые: 1 – Анабарская антеклиза, 2 – Байкитская антеклиза, 3 – Непско-Ботуобинская антеклиза

I порядка: 4 – Путоранский выступ, 5 – Бахтинско-Кондроминский выступ, 6 – Нижнечунканский выступ, 7 – Камовский свод, 8 – Непский свод

II порядка: 9 – Рыбнинское КП, 10 – Кыстыхта-Самоедский вал, 11 – Ледянское КП, 12 – Северо-Мерчимденский структурный мыс, 13 – Анамское КП, 14 – Чириндинское КП, 15 – Северореченский выступ, 16 – Ядунское КП, 17 – Логанчинское КП, 18 – Верхнеэмбечеминское КП, 19 – Сенгачангский структурный мыс, 20 – Ейкинский структурный мыс, 21 – Усть-Илимпейский структурный мыс, 22 – Юнаринское КП, 23 – Кондроминское КП, 24 – Наканновский структурный мыс, 25 – Кербовский

структурный мыс, 32 – Верхнеамнуннаканское КП, 33 – Верхнеилимпейский структурный мыс, 37 – Умоткинский структурный мыс, 38 – Лакурский структурный мыс, 39 – Алтыбский структурный мыс;

Отрицательные структуры:

Надпорядковые: 1 – Курейская синеклиза; 0 порядка 1 – Туринская мегавпадина;

I порядка: 2 – Ламско–Хантайский мегапрогиб, 3 – Верхнекочечумская впадина, 4 – Вивинская впадина;

II порядка: 1 – Норильско–Вологочанская котловина, 2 – Хараелахско-Иконская котловина, 3 – Биректинская котловина, 4 – Моторчунская котловина, 5 – Верхнесилигирская котловина, 6 – Муруктинский структурный залив, 7 – Чурбуканская котловина, 8 – Северокаменная котловина, 9 – Караульная котловина, 10 – Тембенчинский прогиб, 11 – Фатьяниховский структурный залив, 12 – Туруканская котловина, 13 – Верхнетурунская котловина, 14 – Сарсанская котловина, 15 – Кочумдэкская котловина, 19 – Конандинский структурный залив, 20 – Биромбинская котловина, 21 – Верхнетаймуринская котловина, 24 – Вильминская котловина;

Промежуточные структуры: – II – Мархино–Чуньская мегамоноклиналь

Ламско-Хантайский мегапрогиб отделен от Верхнекочечумской впадины Анамским куполовидным поднятием. Анамское куполовидное поднятие выделено по изогипсе – 4700 м, его площадь составляет 6200 км², а амплитуда достигает 1000 м. Ламско-Хантайский мегапрогиб осложнен двумя отрицательными структурами II порядка – Курейской и Кулюмбинской котловинами, а также положительной структурой II порядка – Хантайским структурным мысом.

К западу от Ламско-Хантайского мегапрогиба расположен Хантайско-Рыбнинский мегавал. На юге мегапрогиб ограничен Северореченским выступом. К востоку от выступа выделены Нижнетунгусский прогиб и Бильчанское куполовидное поднятие. На юго-западе расположена положительная структура I порядка – Бахтинско-Кондроминский выступ. На юге Курейской синеклизы выделена положительная структура II порядка – Ейкинский структурный мыс.

1.3 Краткая история геологического развития осадочного чехла Курейской синеклизы

На протяжении практически всего рифея осадконакопление происходило по северной и западной окраинам Курейской синеклизы, в палеопрогибах, отделенных друг от друга палеоподнятиями [Старосельцев, Кроль, 2014]. С начала венда море в связи с трансгрессией на рассматриваемой территории повсеместно распространился мелководно-морской режим осадконакопления [Мельников и др., 2009].

К концу венда – началу кембрия в южной части территории сформировалась солеродная лагуна, в которой в условиях интенсивного прогибания происходило накопление галогенных и карбонатных осадков, а в северной части бассейна установилась обстановка открытого моря, в котором в режиме некомпенсированного прогибания накапливались глинисто-карбонатно-кремнистые породы, обогащенные ОВ. Солеродный бассейн отгораживался от открытого моря полосой барьерных рифов. К началу майского века южная часть территории испытывала воздымание, в результате чего ранее образованные толщи подверглись размыву и обеспечили активное поступление материала в депрессионную зону с образованием клиноформ [Геология нефти и газа..., 1981; Конторович и др., 1994; Савицкий и др., 1972; Филипцов и др., 2014а].

В период с ордовика по ранний карбон происходила постепенная смена режима осадконакопления от морского до субконтинентального. Процесс перехода сопровождался многочисленными локальными перерывами и размывами ранее образованных толщ. На этом этапе сформировалась крупная малоамплитудная конседиментационная структура – Туринская впадина [Конторович и др., 1994; Тесаков и др., 2003].

В период начиная со среднего карбона по пермь в пределах Курейской синеклизы происходило субконтинентальное осадконакопление, при котором формировалась угленосные отложения. В конце перми – начале триаса произошло принципиально важное геологическое событие в истории данного региона – трапповый магматизм. Изверженные магматические породы сложили

многочисленные покровы суммарной толщиной от десятков–первых сотен метров на юге до 2,5–3,3 км на севере Курейской синеклизы, интрузивные тела согласного залегания (силлы) и дайки долеритов установлены в осадочном чехле рассматриваемой территории [Геология нефти и газа..., 1981].

По завершении траппового периода, с юрского времени, территория Курейской синеклизы испытывала воздымание и выполняла роль главного источника сноса обломочного материала в палеобассейны Сибири [Конторович и др., 1994].

1.4 Палеогеография Сибирской платформы в кембрийское время

Первые палеогеографические реконструкции на нижний–средний кембрий Сибирской платформы проведены еще в середине прошлого столетия [Зеленов, 1957; Суворова и др., 1960; Хоментовский, Репина, 1965; Демочкин, 1968; Савицкий и др., 1972; Писарчик и др., 1968, 1975; Асташкин, Савицкий, 1978; Конторович, Савицкий, 1970; Сухов, Переладов, 1979; Конторович, Савицкий, Евтушенко, 1972; Шишкин и др., 1978; Мельников и др., 1980, 1984, 1989а].

По мере освоения венд–нижнепалеозойского структурного яруса рассматриваемой территории геолого–геофизическими методами и развития теоретических данных о строении и истории формирования осадочного чехла Сибирской платформы в целом сведения о литолого–фациальных обстановках и палеогеографии кембрия продолжают уточняться [Сухов, 2010; Мельников, 2009, 2018; Сухов и др., 2018; Моисеев и др., 2021; Вальчак, 2015; Конторович и др., 2024].

Несмотря на многообразие точек зрения на обстановки формирования отложений кембрия, общепринято, что в этот период на Сибирской платформе начиная с атдабанского времени существовала солеродная лагуна (Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион), отгороженная от открытого моря (Юдомо-Оленекский регион) широкой полосой рифовых образований (Анабаро-Синский фациальный регион) [Мельников, 2009, 2018, 1984; Филиппов, 2014а; Асташкин и др., 1984; Савицкий, Асташкин, 1979; Сухов, Варламов, 2004].

К северу от солеродного бассейна располагался открытый морской бассейн с нормальной соленостью вод (Рисунок 1.6), в котором в режиме некомпенсированного прогибания формировались маломощные глинисто-карбонатно-кремнистые породы, обогащенные органическим веществом, суммарной мощностью до 200 м, по возрастному диапазону соответствующие ботомскому, тойонскому и амгинскому времени (куонамская свита и ее аналоги – шумнинская, иниканская, синская и др.) [Писарчик и др., 1975; Зеленов, 1957; Хоментовский, Репина, 1965]. По поводу глубины и формы морского бассейна существуют две точки зрения. Первая заключается в том, что морской бассейн был полузамкнутым и мелководным [Зинченко и др., 1985; Николаева и др., 1986; Малич, Минаева, 1987; Розанов, Заварзин, 1997]. Вторая точка зрения предполагает, что открытый морской бассейн был глубоководным (от нескольких сотен метров до километра и более) [Грачевский, 1974; Асташкин, Савицкий, 1978; Асташкин, 1982; Сухов, 1982; Мельников и др., 1980; и др.].

Переходная зона (Анабаро-Синский фациальный регион) между солеродной лагуной и «голодным бассейном» представляет из себя полосу древнейших органогенных построек: рифоидов и органогенных банок, сформированных за счет водорослей и в меньшей степени археоциат [Журавлева, 1979]. Рифовая система кембрия сложена обширным комплексом карбонатно-обломочных и органогенно-обломочных пород, резко замещается маломощным депрессионным комплексом морского бассейна. В ходе развития органогенные тела не достигли стадии барьерных рифов, однако им приписывают все свойства и особенности таковых [Савицкий, Асташкин, 1975]. Ширина органогенной полосы достигает 100 км, она протягивается от южных склонов Северо-Алданской антеклизы через западную часть Вилуйской синеклизы до склонов Анабарской антеклизы и затем поворачивает на запад через южный склон Алданской антеклизы, пересекает Курейскую синеклизу и направляется к Енисейскому кряжу [Конторович, Савицкий, 1970; Геология нефти и газа..., 1981; Конторович и др., 1999; Журавлева, 1979].

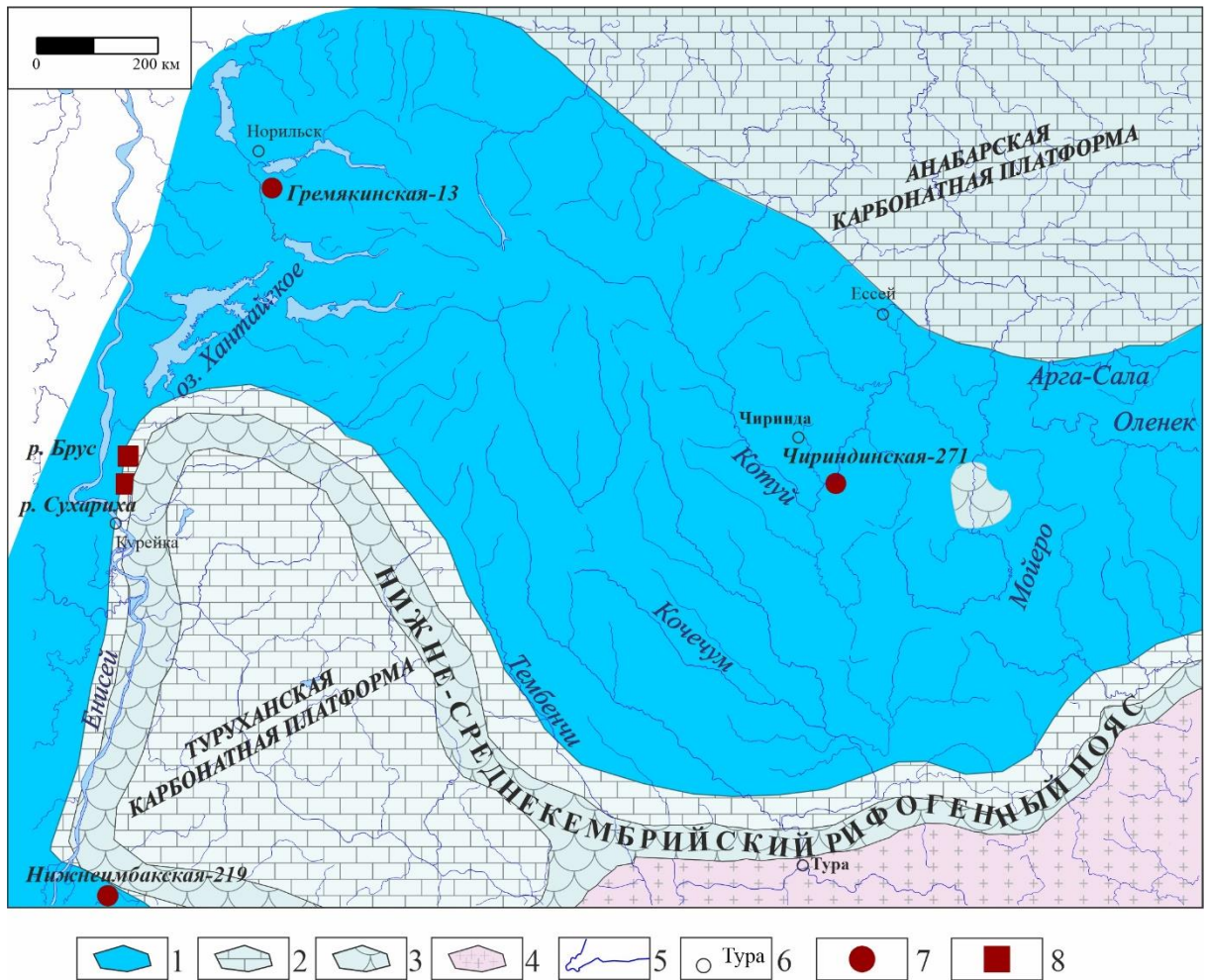


Рисунок 1.6 Палеогеографическая схема Лено-Тунгусской НГП.

Тойонский век [Моисеев и др., 2021]

Условные обозначения: 1 – открытое море, относительно глубокое (область накопления преимущественно биогенных илов); 2 – мелкое море (область накопления карбонатных и сульфатно-карбонатных илов); 3 – области развития системы барьерных рифов; 4 – внутренний эпиконтинентальный морской бассейн с повышенной соленостью вод; 5 – гидросеть; 6 – населенные пункты; 7 – скважины, вскрывшие куонамскую свиту и ее аналоги; 8 – обнажения куонамской свиты и ее аналогов;

В майское время происходило снижение уровня моря, в связи с чем рифовая система вышла на дневную поверхность и подверглась разрушению, а в южной части рассматриваемого региона на территории некогда солеродного бассейна образовалась обширная суша, которая подверглась разрушению и денудации, обеспечив интенсивное поступление обломочного материала в глубоководную

часть бассейна и образование клиноформ. Рифообразование в майское время привело к формированию диригдинского и чукукского рифового комплексов (Рисунок 1.7). На протяжении майского века происходило развитие диригдинского и чукукского рифового комплексов [Сухов и др., 2016].

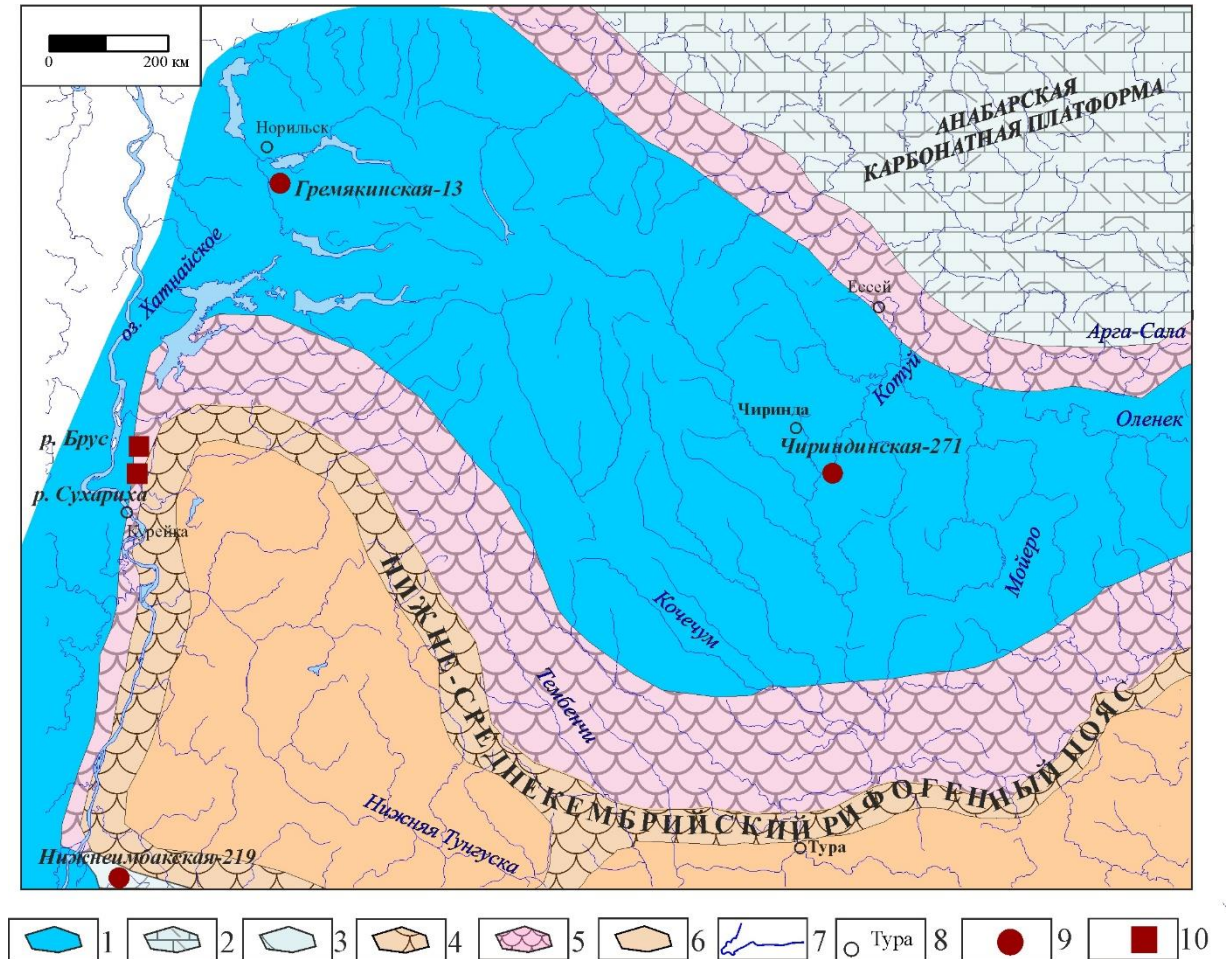


Рисунок 1.7 Палеогеографическая схема Лено-Тунгусской НПП. Майский век [Моисеев и др., 2021]

Условные обозначения: 1 – преимущественно известняковые илы и силикатно-карбонатные турбидиты (проградирующий подводный склон открытого моря); 2 – хемогенно-биогенные карбонатные илы, подвергшиеся доломитизации (пересыхающие отмели, бары); 3 – соленосные глинистые доломиты, известняки, пестроцветные доломитовые мергели (закрытые мелкие депрессии и прибрежные отмели); 4 – область развития ботомско-амгинских барьерных рифов, погребенных под майскими отложениями; 5 – Чукукский рифовый комплекс и его аналоги (проградирующие рифово-баровые карбонатные отложения, ограничивающие прибрежную равнину); 6 – пестроцветные доломитовые мергели

соле- и сульфатсодержащие, глинистые доломиты, известняки (засолоненная равнина, периодически заливаемая морем); 7 - гидросеть; 8 – населённые пункты; 9 - скважины, вскрывшие куонамскую свиту и ее аналоги; 10 - обнажения куонамской свиты и ее аналогов;

1.5 Нефтегазоносность

С точки зрения нефтегазогеологического районирования исследуемая территория (центральная часть Курейской синеклизы) входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию (НГП) и включает Северо-Тунгусскую НГО. В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции к настоящему времени выявлено чуть менее ста месторождений, в том числе 69 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных и 26 газовых и газоконденсатных, приуроченных к галогенно-карбонатным отложениям нижнего-среднего кембрия, терригенным отложениям вендского возраста и терригенно-карбонатным – рифейского. Все они преимущественно сосредоточены в южных и центральных районах Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза, Ангара-Ленская ступень, Байкитская антеклиза). К настоящему моменту на территории Северо-Тунгусской НГО пока не открыто ни одного месторождения, однако же с этой территорией связывают значительные перспективы прироста ресурсной базы нефтегазовой промышленности России [Сулимов и др., 1967; Старосельцев, 1989, 2002, 2008; Старосельцев, Дивина, 2011; Филиппов, Старосельцев, 2009; Фролов и др., 2013; Конторович и др., 2017].

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемой территории определяются древним возрастом и внушительной мощностью осадочного чехла, региональным распространением мощных отложений рифея, венда, кембрия, содержащих сапропелевое органическое вещество, испытавшее катагенез, широким стратиграфическим диапазоном резервуаров, а также известными нефте-, битумопроявлениями и притоками в отдельных скважинах. Значимую роль при оценке перспектив нефтегазоносности данной территории играет насыщенность разреза трапповыми телами, их морфология и положение в разрезе [Геология нефти и газа..., 1981; Кринин, Порозов, 2019, 2020; Кринин и др., 2022;

Болдушевская и др., 2024; и др.]. Кроме того, нефтегазопроизводящие толщи могут содержаться в силурийских отложениях (граптолитовые сланцы), а также не исключена миграция углеводородов из Енисей-Хатангского регионального прогиба.

По современным представлениям с центральными районами Северо-Тунгусской НГО связываны относительно высокие плотности начальных геологических ресурсов (более 50 тыс.т/км² УУВ (условных углеводородов), в то время как на южном и западном окончании данной территории при распространении НГПТ с высоким генерационным потенциалом предполагается заражение резервуаров траппами и плотности начальных геологических ресурсов снижаются до 5 тыс. т/км² [Конторович и др., 2017]. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы УВ Северо-Тунгусской НГО составляют 47,51 млрд т УУВ. Согласно оценке, основные ресурсы нефти сосредоточены в кембрийских отложениях, а газа – в протерозое, кембрии и силуре [Конторович и др., 2017].

Опорные разрезы севера Лено-Тунгусской НГП содержатся в скважинах Володинская-4 (вскрыты отложения рифея, венда, кембрия), Чириндискская-271 (вскрыт разрез от кембрия до ордовика), а также в обнажениях по бассейнам рек Котуй, Котуйкан (рифей, венд) и по долине р. Арга-Сала (венд, кембрий).

В пределах Северо-Тунгусской НГО по результатам глубокого бурения отмечен ряд притоков флюидов на Летнинской, Володинской, Сухотунгусской и Подкаменной площадях, преимущественно приуроченные к преображенскому горизонту венда, а также литвинцевской свите кембрия [Геология нефти и газа..., 1981].

На Подкаменном месторождении доказана продуктивность костинского продуктивного горизонта. Получены промышленные притоки газа в скважинах на Сухотунгусской площади, притоки воды в Анакитской, Тутончанской, Сухотунгусской скважинах.

В пределах рассматриваемого бассейна и на смежных территориях выделены зоны нефтегазонакопления [Конторович и др., 1994; Методология..., 2023].

Собинская зона с доказанной промышленной нефтегазоносностью выделена в северной части катангской седловины и охватывает Собинскую, Пайгинскую, Джелингдуконскую, Верхнеджелингдуконскую площади. Причина выделения этой зоны заключается в том, что в ее пределах широко развит терригенный резервуар в подошве венда (ванаварская свита). Контуров зоны определены границей распространения ванабарской свиты. Помимо низов венда промышленная нефтегазоносность может быть связана с подстилающей рифейской толщей а также с межсолевыми пластами карбонатных пород кембрия, часть из которых является трещинно-поровыми коллекторами. В пределах этой зоны открыто Собинское и Пайгинское месторождения. На Джелингдуконской и Верхнеджелингдуконской площадях получены небольшие притоки нефти из вендского терригенного резервуара. В Ванаварской параметрической скважине отмечены нефтепроявления в отложениях рифея. На Копоктинской площади установлено нефтепроявление в карбонатах верхней части усольской свиты. Типы ловушек: структурные и ловушки вреза [Конторович и др., 1994].

Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью. В ее пределах открыто Таначинское газовое и Моктаконское нефтегазоконденсатное месторождения. Зона расположена на сочленении Тынепского и Сурингдаконского типов разреза и охватывает Сурингдаконскую, Моктаконскую, Таначинскую, Малькитконскую площади. Зона выделена по материалам глубокого бурения и сейсмо-, грави-, электроразведочных работ. Предпосылки для выделения зоны – развитие рифовых построек в низах и верхней части нижнекембрийских образований, которые сопровождаются широким распространением коллекторских горизонтов трещинно-порового и трещинно-кавернового типов. Контуров Таначи-Моктаконской зоны определены границами распространения рифовых построек в моктаконской, дельтулинской, таначинской свитах. Предполагается, что в пределах этой зоны будут продуктивны

терригенные отложения венда, вскрытые в одной из скважин на северо-западной границе зоны и прогнозируемые по геофизическим данным на юго-западе. Тип ловушек преимущественно рифовый и стратиграфический. Дополнительными объектами поисковых работ служат межсолевые карбонатные пласты в нижнем кембрии, обладающие удовлетворительными коллекторскими свойствами, а также рифогенные образования чалбышевской и дьявольской свит, в керне которых отмечены нафтидопроявления. Все притоки УВ получены из карбонатных резервуаров. Тип ловушек – рифовый, структуры облекания, возможно, структурный.

Курейско-Бакланихинская зона нефтегазонакопления. Расположена на западе исследуемого района в пределах Курейско-Бакланихинского мегавала и охватывает Подкаменную, Сухотунгусскую, Володинскую, Нижнелетнинскую и Голоярскую площади. Основанием для выделения зоны является развитие здесь крупных положительных структур (на поверхность выходят нижнекембрийские толщи), выявленных в процессе геолого-съёмочных работ и подтвержденных глубоким бурением. В пределах зоны развиты ловушки структурного типа. Коллектор – трещинно-поровый, карбонатный. Тип разреза – карбонатный, соли почти полностью отсутствуют. Контуры зоны определяются границами Курейско-Бакланихинского мегавала. В пределах зоны открыты Подкаменное и Сухотунгусское газовые месторождения, а также Володинское и Нижнелетнинское газопроявления. Притоки получены из верхней части костинской и из платоновской свиты нижнего кембрия.

Подкаменное месторождение открыто в 1976 году. Приурочено к подкаменному поднятию, расположенному в южной части Сухотунгусского вала, осложняющего Курейско-Бакланихинский мегавал. Открыто скв. 7, давшей промышленный приток газа из кровли костинской свиты. Размер поднятия 3-4х16 км. Амплитуда – свыше 200 м. Разрез осадочного чехла включает рифей, кембрий, ордовик, силур. Продуктивными являются порово-кавернозные доломиты костинской свиты, давшие притоки газа и пластовой воды в скв. 7, 8, 9. Роль покрышки выполняют глинисто-карбонатные породы летнинской свиты.

Природа залежи – пластовая сводовая. Пластовые давления аномально высоки и достигают 115 % от гидростатического [Геология нефти и газа..., 1981].

Чиридинская потенциальная зона нефтегазонакопления. Перспективы нефтегазоносности этой зоны обусловлены сочетанием следующих факторов: 1) уникальные размеры поднятия; 2) расположение на путях миграции УВ; 3) большая мощность платформенных отложений, 4) высокая закрытость недр.; 5) длительный однонаправленный рост ловушки.

Ледянская потенциальная зона нефтегазонакопления приурочена к Ледянскому своду. Содержит в себе приподнятые зоны в отложениях ордовика, силура, сложенные органогенными нефтенасыщенными карбонатами.

Аянская потенциальная зона нефтегазонакопления приурочена к Аянскому своду. Выделена по данным региональной гравиразведки и магнитным данным. Вероятным продуктивным уровнем могут быть силурийские рифогенные карбонаты. Прямые признаки нефтебитумного проявления установлены в районе озера Дюпкун и Бельдучан. Битуминозные базальты нидымской свиты триаса.

Самоедско-Постагинская зона нефтегазонакопления выделена на северо-западной окраине Северо-Тунгусской НГО, включающей благоприятные структуры для аккумуляции мигрирующих УВ – Пастагинский вал, Мегунское поднятие, где при бурении структурных скважин получены признаки нефтегазоносности. В пределах Ламско-Хантайского мегапрогиба выделяется очаг нефтегазообразования по нижнекембрийским и верхнеордовикско-нижнесилурийским отложениям [Баженова и др., 2014].

В центральных районах Курейской синеклизы также имеются геологические предпосылки для выделения зон нефтегазонакопления, однако эти территории требуют дальнейшего изучения. Месторождения углеводородов в северной части территории могут быть связаны с зоной распространения нижне-среднекембрийской рифовой системы. Предполагается, что строение ловушек в этой зоне аналогично ловушкам Таначи-Моктаконской зоны. Кроме того, большой интерес представляют рифогенные толщи нижнего силура, распространенные на периферии бассейна – дьявольская и чалбышевская свиты.

Можно ожидать промышленные скопления нефти и газа в структурных ловушках из карбонатных резервуаров нижнего и среднего кембрия на территории бассейна, перекрытой базальтами. В верхней части осадочного чехла существенный интерес представляют базальные горизонты среднего ордовика, представленные песчаниками байкитской свиты. Вероятно, эти отложения располагались в пределах крупных конседиментационных поднятий в центральной и северной частях Тунгусского бассейна. Наконец, возможно, нефтегазоносны будут пермские, преимущественно терригенные отложения, широко развитые в центральной и северной частях бассейна, перекрытые мощной вулканогенной толщей нижнего триаса. Экранами будут служить непроницаемые туфогенные образования, расположенные в подошве триасовых базальтов. Разветвленный трапповый каркас создал сеть своеобразных локальных ловушек [Старосельцев, 1989, 1990]. В настоящее время установлено, что приконтактные зоны интрузий траппов обладают хорошими коллекторскими свойствами, а центральные части интрузий практически непроницаемы. Сочетание интрузивного тела с пластом-коллектором по восстанию является по сути локальной ловушкой. Подтверждением этому служат высокодебетные притоки воды из приконтактных зон интрузивных тел [Конторович и др., 1994].

Глава 2

Геохимия нефтегазопроизводящих толщ и флюидов, катагенез рассеянного органического вещества осадочного чехла центральной части Курейской синеклизы

2.1 Нефтегазопроизводящие толщи протерозоя и палеозоя Курейской синеклизы

В длительной геологической истории Курейской синеклизы и прилегающих территорий неоднократно возникали условия, благоприятные для накопления обогащенных ОВ толщ [Баженова и др., 1971; 2014; Конторович и др, 1999].

Значительные перспективы центральной части Курейской синеклизы связывают с куонамской нефтегазопроизводящей толщей нижнего – среднего кембрия [Баженова и др., 1971; Конторович и др., 1976; Геология нефти и газа..., 1981]. Кроме того, генерация углеводородов в осадочном чехле Курейской синеклизы может быть связана с НППТ рифея, венда и среднего палеозоя. Ниже приведен обзор по литературным данным области распространения, катагенеза ОВ и содержания $C_{орг}$ в потенциальных НППТ центральной части Курейской синеклизы и смежных территорий. В связи с выбором объекта настоящего исследования более тщательное внимание во второй половине главы уделено вопросам геохимии ОВ куонамской свиты и ее аналогов.

Рифей

Усть-ильинская свита раннего рифея развита в Котуйском районе. Свита представлена переслаивающимися доломитами, аргиллитами и алевролитами мощностью до 70 м и содержит от 0,2 до 5–6 % органического углерода. Степень катагенеза усть-ильинской свиты соответствует градациям $МК_1^1$ – $МК_1^2$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976]. По представлениям [Баженова и др., 2014] усть-ильинская свита генерировала УВ, о чем свидетельствуют генетически связанные с ней многочисленные нафтидопроявления в вышележащих и подстилающих отложениях склонов Анабарской антеклизы.

Нижнетунгусская свита позднего рифея развита в Туруханском районе. Она имеет мощность 600–700 м и сложена темноцветными известняками и

доломитами глинистыми, а также мергелями. В западной части имеет более терригенный, глинистый разрез, в большей степени обогащенный ОВ. Степень катагенетической преобразованности ОВ достигает градаций $МК_2$ – $АК_1$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976], содержание органического углерода варьирует от долей процента до 3,5 % [Баженова и др., 2014].

Мадринская толща среднего рифея представлена преимущественно глинистыми доломитами и аргиллитами. Мощность свиты возрастает в восточном и северо-восточном направлении от 28 до 370 м. Содержание органического углерода достигает 2,1 %, в среднем составляет 0,73 % [Тимошина, 2005].

Ирэмэкэнская свита позднего рифея представлена пестроцветными карбонатами, содержит горизонт темноцветных аргиллитов мощностью около 10 м. Содержание органического углерода в темноцветных аргиллитах достигает 8,17 % [Болдушевская и др., 2022, 2024]. По материалам пиролиза и элементного состава керогена степень катагенетической преобразованности пород соответствует градации $МК_1^2$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

Венд

Нефтегазопроизводящие толщи раннего венда характерны для окраинных частей Сибирской платформы. Нефтегазопроизводящие толщи позднего венда имеют практически повсеместное распространение. На северо-западном окончании Курейской синеклизы этому уровню соответствует сухарихинская свита [Баженова и др., 2014]. Она представлена темноцветными породами: глинистыми известняками, доломитами, мергелями. $C_{орг}$ меняется от 0,15 % до 3 %. Уровень катагенеза ОВ отвечает градации $АК_1$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

Кембрий

Куонамская нефтегазопроизводящая толща нижнего-среднего кембрия представлена глинисто-карбонатно-кремнистыми породами, глинистыми известняками, горючими сланцами, силицитами, обогащенными органическим углеродом. Куонамская свита и ее аналоги (шумнинская, иниканская, синская) имеют региональное распространение и протягиваются полосой северо-западного

простирается от северо-западной границы исследуемого района далеко на юго-восток. Шумнинская свита распространена на северо-западе исследуемой территории, характеризуется высокими мощностями (200–300 м), содержанием $C_{орг}$ 0.5–0.7 %, катагенезом ОВ $МК_3^2$ – $АК_1$ по шкале Конторовича [Баженова и др., 2014; Конторович, 1976].

Костинская свита кембрия распространена в Тунусском районе, сформирована в зоне перехода от внутреннего шельфа к внешнему. По возрасту свита соответствует диапазону томмотского-амгинского веков нижнего и среднего кембрия. Свита и ее аналоги представлены доломитами и в меньшем количестве известняками. Содержание $C_{орг}$ в верхней части свиты достигает 5,7 %, в нижней части до 0,1 %. ОВ костинской свиты достигло градации $МК_2$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

В разрезе среднего-верхнего кембрия выделена *чопкинская свита*, представленная глинисто-алевритистыми известняками и мергелями. Содержание органического углерода в породах чопкинской свиты составляет 0,04 до 3,1 % $C_{орг}$ [Баженова и др., 2014]. Максимальные концентрации фиксируются в нижней части свиты. Породы чопкинской свиты характеризуются высокой степенью катагенеза: $МК_3$ – $АК$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

Ордовик, силур

В вышележащих карбонатных отложениях ордовика и силура значения $C_{орг}$ не превышают сотых и десятых долей процента. Наиболее обогащенная ОВ толща силура представлена *граптолитовыми сланцами ландоверийского яруса (чамбинская свита)*, распространенными в северной и северо-западной части территории и подтвержденная глубоким бурением (скв. Кыстыктахская 1П). Содержание $C_{орг}$ в этих отложениях достигает 7–10 % [Конторович и др., 1994; Маркова, 1968; Баженова и др., 1981]. Степень катагенетической преобразованности ОВ меняется в пределах градации $МК_1^2$ – $МК_3$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

Девон

В девонских отложениях севера Курейской синеклизы в качестве потенциальной НГПТ выделяют юктинскую свиту среднего девона, которая предположительно содержит аквагенное ОВ [Зуева, 1979]. $C_{\text{орг}}$ в среднем составляет 0,12 %, а иногда достигает 4,5 % [Конторович и др., 1994]. Катагенез ОВ пород отвечает этапам $МК_1^2$ – $МК_2$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

Карбон

Отложения среднего-верхнего карбона на северо-западе исследуемой территории характеризуются высоким содержанием гумусового органического вещества. Аргиллиты ханарской свиты содержат в среднем от 0,6 до 7,2 % органического углерода, в углистых аргиллитах и углях $C_{\text{орг}}$ варьирует от 10 до 40 % [Вараксина и др., 2017]. Катагенез ОВ отвечает грациям $МК_1$ – $МК_2$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976].

Таким образом, в осадочном чехле Курейской синеклизы содержатся многочисленные разновозрастные НГПТ, генетически различное ОВ которых в ходе геологической истории региона входило в главные зоны нефте- и газообразования и, вероятно, генерировало жидкие и газообразные углеводороды. Оценка возможных масштабов генерации связанных с ними УВ в пределах центральной части Курейской синеклизы затруднена недостатком фактического материала.

2.2 Органическая геохимия куонамского комплекса

Изучение органической геохимии куонамской свиты и ее аналогов ведутся с 50-х годов XX века в институтах ВНИГРИ, СНИИГиМС, ГИН АН СССР, ИНГГ СО РАН Т.К. Баженовой, С.Ф. Бахтуровым, Д.А. Биккениной, Л.И. Богородской, Ф.Г. Гурари, В.М. Евтушенко, К.К. Зеленовым, И.Н. Зуевой, А.Н. Изосимовой, В.А. Каширцевым, С.А. Кащенко, А.Э. Конторовичем, Н.В. Матвиенко, В.Н. Меленевским, Т.М. Парфеновой, Б.С. Неволным, П.Н. Соболевым, Б.Б. Шишкиным, О.Н. Чалой и др.

Наиболее детальные исследования аналитическими методами проведены по материалам обнажений в районах рек (р. Молодо, р. Мая, р. Кюленке, р. Малая Куонамка, р. Большая Куонамка, р. Синяя, р. Юдома, р. Арга-Сала) и некоторых

скважин (скв. Хоточу, скв. Красный ручей) [Бахтуров и др., 1988; Бахтуров, Переладов, 1982; Биккенина, 1966; Парфенова, 2006, 2024; Парфенова, Мельник, 2018; Парфенова и др., 2009; 2010; 2022; Горлов и др., 2023; Сараев и др., 2025; Соболев и др., 2023; Голышев и др., 2023; Баженова и др., 2014; 1972а; Баженова, 2019; Попова, 2016; и др.].

Куонамский комплекс (или куонамский комплекс) объединяет отложения шумнинской свиты северо-запада Сибирской платформы, куонамской свиты севера и востока Сибирской платформы, иниканской свиты Юдомо-Майского междуречья, синской свиты севера Алданской антеклизы. Общая протяженность куонамского комплекса - более 2500 км [Бахтуров и др., 1988].

Комплекс сложен преимущественно черными тонкослоистыми битуминозными аргиллитами, кремнистыми аргиллитами, мергелями и известняками, а также черными кремнями и силицитами. Породы чрезвычайно обогащены аквагенным органическим веществом. Содержание органического углерода ($C_{орг}$) в наиболее обогащенных слоях аргиллитов и глинистых известняков куонамской свиты достигает 30–35 % [Баженова и др., 1972а, 1981, 2014; Бахтуров и др., 1988; Каширцев, 2001, 2003; Конторович, 1976, Конторович и др., 2024; Парфенова и др., 2004, 2009, 2022, 2024; Коровников и др., 2024; Масленников и др., 2021, Савицкий и др., 1972, Килина и др., 1968]. При этом наибольшее содержание $C_{орг}$ характерно для глинистых пород. Для комплекса характерно переслаивание наиболее обогащенных органическим веществом пород (глинисто-кремнистые породы с $C_{орг}$ более 10 %) с менее обогащенными (доломитовые известняки, черные силициты с $C_{орг}$ менее 5 %) [Парфенова и др., 2004, 2010, 2022; Парфенова, Мельник, 2018; Коровников и др., 2024]. Мощность куонамского комплекса в среднем составляет от 40–70 м на востоке и северо-востоке Сибирской платформы до 200 м и более на северо-западе и юго-западе. В максимально конденсированных разрезах толщины не превышают 20 м.

Отложения куонамского комплекса в исследуемом регионе и на смежных территориях вскрыты глубоким бурением: скв. Быстухская-1991, Удачинская-2531, Айхальская-703, Сохсолохская-706 (с интрузией около 100 м),

Чириндинская-271 (с интрузией в средней части свиты мощностью около 35м, $C_{орг}=0,86-0,94$ % [Дивина и др., 1996а, б] , Нижнеимбакская-219 ($C_{орг}$ от 2,72 до 10,03 %), кроме того, отложения шумнинской свиты изучены в обнажениях Игарского и Норильского района ($C_{орг}$ 0,04–0,27 % в доломитах и известняках, 0,71-1,19 % в мергелях), отложения костинской свиты – в обнажениях бассейнов рек Нижняя и Сухая Тунгуска в Туруханском районе ($C_{орг}$ 0,1–5,7 %) [Баженова и др., 1972а, 1981, 2014; Баженова, 2019; Килина и др., 1968, Конторович и др., 1999; 1994; Масленников и др., 2021].

По данным пиролиза, проведенного в ИНГГ СО РАН, породы куонамской свиты на северо-востоке Сибирской платформы характеризуются высоким нефтегазогенерационным потенциалом: для высокоуглеродистых пород характерно значение нефтегазогенерационного потенциала от 338 до 614 мг УВ/г $C_{орг}$ (Рисунок 2.1), а для менее обогащенных пород от 352 до 557 мг УВ/г $C_{орг}$ [Парфенова и др., 2010]. При этом степень их катагенетической преобразованности соответствует $МК_1^2-MK_2$ по шкале Конторовича [Конторович, 1976]. По элементному составу кероген наиболее обогащенных органическим углеродом пород содержит 75–82 % углерода, 5,8–7,3 % водорода [Парфенова и др., 2010, 2024].

В пределах исследуемой территории изучено аналитическими методами ОВ куонамского комплекса в скв. Чириндинская-271, где современный уровень преобразованности ОВ соответствует стадии АК [Баженова и др., 2014; Баженова, 2019; Масленников и др., 2021 и др.], в разрезе скважины Нижнеимбакская-219, где по групповому составу, элементному анализу и пиролизу ОВ преобразовано с той же интенсивностью до стадии АК [Соболев и др., 2010; Шиганова, 2010].

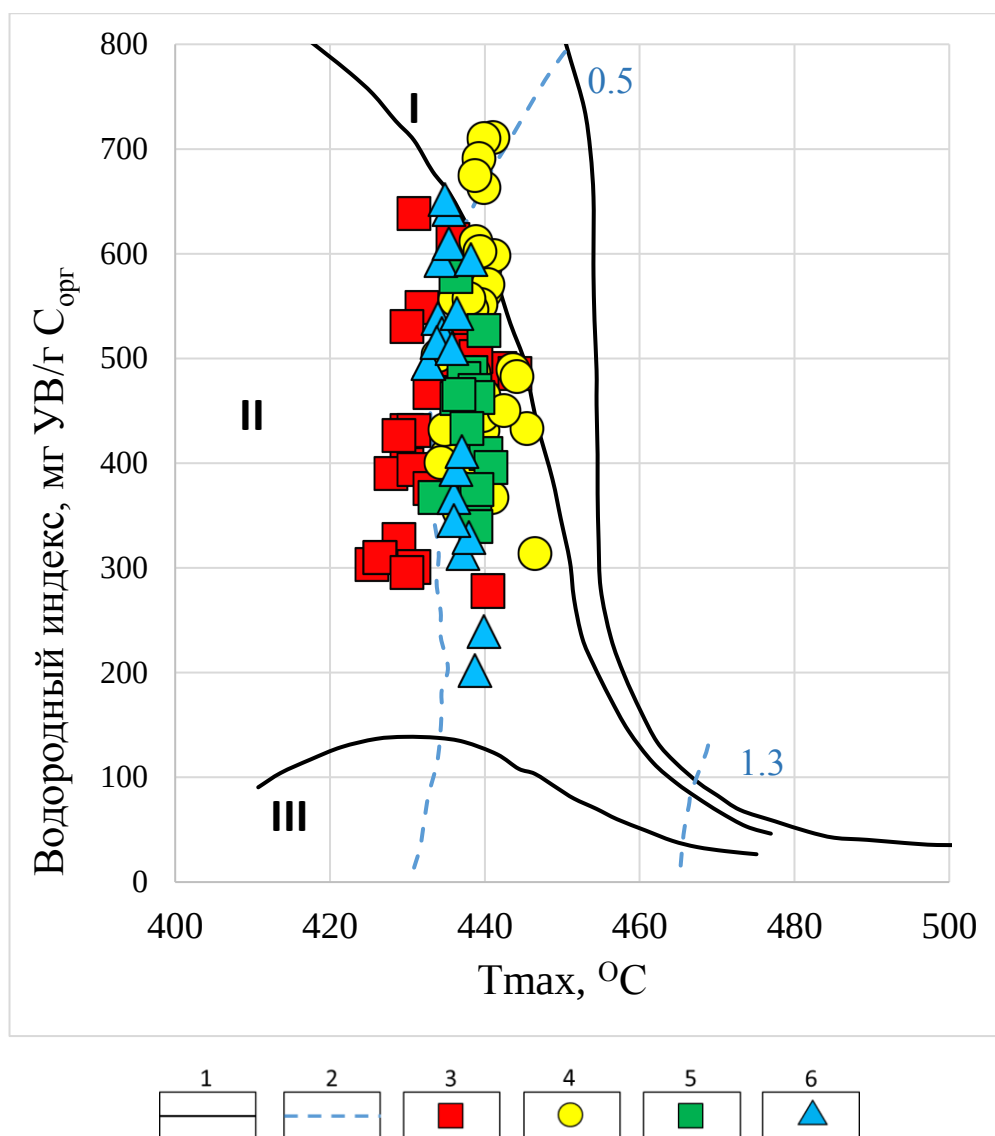


Рисунок 2.1. Диаграмма HI- $T_{\max}$ для органического вещества пород куонамского комплекса Сибирской платформы (по материалам Парфеновой Т.М.)

Условные обозначения: 1 – линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества (I аквагенного, озерного; II аквагенного, морского; III террагенного, связанного с высшей наземной растительностью); 2 – изолинии отражательной способности витринита, %. Пробы пород: 3 – р. Молодо (куонамская свита), 4 – скв. Хоточу–7 (иниканская свита) 5 – скв. Красный ручей–5 (иниканская свита), 6 – р. Синяя (синская)

2.3 Закономерности распределения органического вещества в отложениях куонамской нефтегазопроизводящей толщи

Данный раздел обосновывает первый защищаемый результат:

Численная модель пространственного распределения концентраций органического углерода куонамской свиты и ее аналогов на начало мезокатагенеза, представленная в виде набора карт толщин пород с различными концентрациями органического углерода: 1-5 %, более 5 % и более 10 % $C_{орг}$ на породу.

В распределении обогащенных ОВ пород куонамской свиты и ее аналогов обширные зоны с наибольшими толщинами (20–30 м с $C_{орг}$ 1–5 %, более 20 м с $C_{орг}$ более 5 %, 10–20 м с $C_{орг}$ более 10 %) отмечаются в северо-восточной части Сибирской платформы – междуречье Большой Куонамки и Молодо, в районах рек Оленек и Арга-Сала, а также прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы в районе р. Котуй. В пределах Курейской синеклизы толщины обогащенных пород снижаются в направлении нижне-среднекембрийкой рифогенной системы.

Первые схемы распределения содержания органического углерода в породах кембрия Сибирской платформы приведены в работах [Баженова и др., 1971, 1972а, б; Килина, и др., 1968; Конторович, 1976]. Преимущественно такие схемы представляют собой карты распределения содержаний $C_{орг}$, усредненных на всю мощность куонамского комплекса.

По мере уточнения геолого-геофизических и геохимических данных о распространении, строении и свойствах куонамского комплекса, схемы распределения органического вещества в породах детализируются и дополняются [Конторович и др., 1999; Баженова и др., 2014; Баженова, 2019; Соболев и др., 2010; Старосельцев и др., 2013; Масленников и др., 2021; Варламов и др., 2023 и др.].

Изучение источников и механизмов накопления органического вещества в кембрийских морских бассейнах ведется и за рубежом [Deng Q. et al, 2021; Jin C. et al., 2020; Wang S. et al, 2015; Zhang C. et al, 2020; и др.].

Моделирование распределения содержания органического углерода в породах куонамской свиты сопряжено с рядом проблем. Во-первых, куонамская свита и ее аналоги, распространенные на обширной территории Сибирского крата, изучены неравномерно: детально на востоке и северо-востоке, слабо на юго-западе и очень слабо в западной части Сибирской платформы.

Во-вторых, лабораторные определения $C_{\text{орг}}$ отражают современное содержание органического вещества в породе, возможно, существенно измененное по отношению к исходному вследствие диагенеза и катагенеза [Конторович, 1976; Страхов, Залманзон, 1955; Успенский, 1954, 1970].

В-третьих, лабораторные определения $C_{\text{орг}}$ отражают содержание органического углерода лишь в изученной навеске породы, в то время как для корректного подсчета масштабов генерации углеводородов необходимо уточнить весь объем обогащенных органическим веществом пород. С этой точки зрения наиболее объективной и, безусловно, применимой для дальнейшего бассейнового моделирования характеристик НГПТ (при известном уровне изученности куонамского комплекса) является построение карт распределения толщин обогащенных органическим веществом пород.

Теоретические основы построения

В качестве основы для построения схемы распределения толщин обогащенных ОВ пород куонамской свиты и ее аналогов использованы современные палеогеографические реконструкции на тойонский и майский века (раздел 1.4) [Моисеев и др., 2021].

Ключевую роль в распределении обогащенных ОВ пород играют распространение куонамского моря, его глубины и характер сообщения с океаном, пространственное положение рифовых тел и карбонатных платформ [Страхов, 1963; Конторович, 1976; Вебер, 1947, 1956; Парпарова и др., 1984; Вассоевич, 1978].

Область распространения куонамской формации с юга ограничена системой барьерных рифов, подтвержденной сейсмическими разрезами. На востоке свита и ее аналоги прослеживаются вплоть до Лено-Амгинского междуречья и Учуро-Майского региона [Бахтуров и др., 1988; Евтушенко и др., 1974; Конторович, Савицкий, 1970; Конторович., 1976; Мельников и др., 1989а; Сухов, 2001а; Старосельцев, Шишкин, 2014]. Несколько менее детально прослежена северная граница распространения доманиковых отложений. Зона выклинивания свиты проходит от среднего течения р. Арга-Салы субпараллельно. Марха в среднем ее течении к северо-востоку от нее пересекает Лену южнее г. Якутска и уходит в направлении среднего течения р. Май. В Игарском районе она отмечена линией размыва отложений, в Норильском районе устанавливается по отсутствию в разрезе скв Южно-Пясинская-1 битуминозных отложений нижнего-среднего кембрия, в Котуйском районе – отсутствием таковых отложений в разрезе скв. Ледянская-2 [Дивина и др., 1996б]. В восточной, северо-восточной и юго-восточной частях платформы куонамская свита представлена в обнажениях, а также вскрыта бурением.

В пределах Курейской синеклизы отложения кембрия глубокопогружены. Куонамская свита в этом регионе вскрыта скважиной Чириндинская-271 [Дивина и др., 1996а]. В пределах Северо-Тунгусской НГО границы куонамского комплекса являются реперными сейсмическими горизонтами [Губин и др., 2018; Губин, Таратенко, 2018; Филиппов и др., 2014а].

Южнее, в Бахтинском районе, по материалам изучения скважины Нижнеимбакская-219 на ниже-среднекембрийском уровне отмечены глинистые известняки и мергели, обогащенные ОВ [Мельников и др., 1989б, 2013]. К юго-западу, за пределами Сибирской платформы, в Предъенисейском бассейне известна пайдугинская свита кембрия, обогащенная ОВ, которая генетически связана с условиями открытого шельфа также рассматривается как аналог куонамской свиты [Конторович и др., 2008, 2012; Конторович, Костырева, 2011а, б]. В северо-западной части Сибирской платформы куонамская свита замещается

аналогом – шумнинской свитой, вскрытой скважинами Гремякинская-13, Южно-Пясинской-3, а также представленной в обнажениях по рекам Брус, Сухариха.

В рамках представления об относительно глубоководном характере кембрийского морского бассейна предполагается, что обогащенные ОВ глинисто-карбонатно-кремнистые породы куонамской свиты и ее аналогов сформированы в условиях некомпенсированного прогибания. Морской бассейн ботомско-амгинского времени подразделен на Тынепский, Хантайско-Оленекский и Юдомо-Оленекский бассейны [Мельников и др., 1989а, Сухов и др., 2016]. На основании установленного фациального перехода депрессионного комплекса к бессолевым карбонатным отложениям тойонско-амгинского возраста выделены обширные карбонатные платформы, обрамленные рифовыми постройками: Иркутско-Олекминская, Туруханская, Котуй-Анабарская, Анабаро-Ленская. Выделены синхронные с куонамской свитой одиночные карбонатные тела (Далдыно-Мархинская банка, Моерокканское карбонатное тело) [Мельников и др., 1991, Сухов, 2001а, Губин и др., 2018].

Морфология морского бассейна определяет зональность максимальной биопродуктивности и сохранности органического вещества в бассейне [Страхов, 1963; Конторович, 1976]. Известно, что в условиях внутриконтинентальных морей биопродуктивность достигает максимума в периферических частях бассейна, однако наилучшие условия сохранности обеспечиваются в центральных частях бассейна. В случае же краевых глубоководных морей области максимальной концентрации ОВ локализуются на некотором удалении от берега, в периферической части батии, снижаясь в направлении к центру бассейна [Страхов, 1963]. Однако в связи с тем, что характер сообщения северо-восточной части куонамского моря с океаном не установлен, та или иная тенденция к распределению обогащенных толщин должна подкрепляться обильным фактическим материалом.

Методика

Формирование схем толщин обогащенных ОВ пород куонамского комплекса выполнено на основе анализа данных прямых замеров $C_{орг}$ и радиоактивного каротажа [Ярославцева и др., 2024a].

Для высокоуглеродистых формаций, таких как баженовская свита Западной Сибири, доманик Тимано-Печорской провинции и Волго-Уральского бассейна на обширном фактическом материале доказана зависимость между содержанием урана, радиоактивностью по гамма-каротажу и содержанием $C_{орг}$ [Конторович и др., 2018; Плуман, 1971; Парфенова и др., 1999; Варламов и др., 2017]. Исследование такой взаимосвязи для куонамского комплекса Сибирской платформы выполнено в наши дни в ИНГГ СО РАН [Коровников и др., 2024]. По результатам анализа новых данных (коллекции из обнажения на р. Молодо, керна скважин Серкинского участка (СК-10/VI, СК-5/VII, СК-10/VII) и обобщения ранее опубликованных материалов [Гурари и др., 1984; Соболев и др., 2015] выявлены линейные зависимости радиоактивности по гамма-каротажу от $C_{орг}$ в породах куонамской свиты [Коровников и др., 2024]. Таким образом, в разрезах без аналитических определений $C_{орг}$ толщины обогащенных пород реконструировались на основе результатов интерпретации гамма-каротажа.

На основании экспертной оценки было принято, что интенсивность излучения от 15 мкР/ч соответствует содержанию $C_{орг}$ более 5 %, 20 мкР/ч – более 10 %. Толщины пород на нижнекембрийском уровне с соответствующей интенсивностью излучения выделены условно, а весомость этих толщин при картопостроении была ниже, чем разрезов, проанализированных прямыми геохимическими методами.

Следует отметить, что в большинстве изученных разрезов куонамского комплекса уровень преобразованности ОВ отвечает градации МК₁ (по шкале Конторовича) [Конторович, 1976; Богородская и др., 2005; Парфенова и др., 2010; Баженова и др., 1972б, 2014], что позволяет приравнивать современное значение $C_{орг}$ с исходному (на начало мезокатагенеза), в то время как для высокопреобразованных толщ в пределах Курейской синеклизы исходное

значение $C_{\text{орг}}$ реконструировалось с учетом коэффициентов трансформации [Ярославцева, Бурштейн, 2022; Ярославцева и др., 2024б].

Таким образом, во всех доступных обнажениях и разрезах скважин, вскрывших куонамский комплекс, выделены прослои с содержанием $C_{\text{орг}}$ в фиксированном диапазоне (1–5 %, более 5 %, более 10 %) и оценены их толщины. В зонах с полным отсутствием фактического материала толщины обогащенных пород получены путем интерполяции.

Фактический материал

Проанализированы данные проведенного в ИНГГ СО РАН анализа $C_{\text{орг}}$ по 918 пробам пород из обнажений, 36 пробам пород из скважин восточной, северо-восточной и юго-восточной частей Сибирской платформы (Рисунок 2.2).

В пределах Курейской синеклизы, где отложения кембрия изучены слабо, погружены глубоко и ОВ пород имеет высокую катагенетическую преобразованность, куонамская свита вскрыта единичными скважинами: Чириндинская-271 (с интрузией в центральной части), $C_{\text{орг}}$ в пределах 0,86–0,96, Нижнеимбакская-219 (с интрузией в разрезе вышележащих отложений) с $C_{\text{орг}}$ 2,72–10 %, Сохсолохская-706 (интервал 2023–2247, с интрузией мощностью около 100 м) [Дивина и др., 1996а; Соболев и др., 2010; Шабанов и др., 1987; Мельников и др., 2013]. Шумнинская свита вскрыта разрезами скважин Гремякинская и Южно-Пясинская, а также представлена в обнажениях по р. Брус, Сухариха, Кулюмбе, Горбиячин ($C_{\text{орг}}$ до 0,27–0,64 %). Катагенез ОВ пород описанных разрезов высокий и достигает градации АК (по шкале Конторовича) [Конторович, 1976]. Известно, что потери аквагенного органического вещества в катагенезе высоки, в связи с чем есть основания предполагать гораздо более высокое содержание ОВ в породах куонамской свиты и ее аналогов в пределах данной территории [Вассоевич и др., 1973].

Изучены каротажные диаграммы (гамма-каротаж) по скважинам Чириндинская-271, Нижнеимбакская-219, Сохсолохская-706, вскрывающих куонамскую свиту, а также они были проанализированы по скважинам, приуроченным к зоне перехода между депрессионным комплексом и солевым

разрезом: Айхальская-706, Удачнинская-2531, Быстыхская-1991, Эйкская-3430, Мархинско-Андо́йская-3231, Кумахская-481, Северо-Синская-2160, Баппагайская-1, Уордахская-1.

Таким образом, согласно данным гамма-каротажа в разрезе скв. Чириндинская-271 в интервале глубин 4364–4366 интенсивность излучения превышает 20 мкР/ч в интервалах суммарной мощностью 25 м. В разрезе скв. Сохсолохская-706 в интервале 2023–2247 – 7 м. Интенсивность излучения более 15 мкР/ч в соответствующей части разреза в скв. Чириндинская-271 характерна для пород суммарной мощностью до 30 м, в разрезе скв. Сохсолохская-706 – до 20 м, в разрезе скв. Нижнеимбакская в составе глинисто-известняковой толщи – 5 м (инт. 2250-2360 м [Соболев и др., 2010]).

Описание построений

В распределении толщин пород куонамской свиты и ее аналогов с $C_{орг}$ более 1 % прослеживаются следующие общие закономерности: наибольшие мощности имеют обогащенные породы, накопленные в погруженных частях кембрийского морского бассейна (в разрезах междуречья р. Большой Куонамки и р. Молодо, в районах р. Оленек, и Арга-Сала, а также в Лено-Амгинском междуречье. В направлении ниже-среднекембрийского рифогенного пояса происходит снижение мощностей обогащенных пород. При снижении концентрации $C_{орг}$ общие толщины пород возрастают.

По результатам построения распределения толщин куонамской свиты и ее аналогов с $C_{орг}$ более 10 % выявлено обширное поле с толщинами обогащенных пород 10 м и более в северо-восточной части Сибирской платформы – в междуречье Большой Куонамки и Молодо (Рисунок 2). Прогнозируются толщины пород более 10 м в центральной части Курейской синеклизы и на смежных территориях, включая разрезы скв. Чириндинская-271, Сохсолохская-706, обнажения по р. Арга-Сала. Несколько более обширная зона распространения толщин 5–10 м с $C_{орг} < 10\%$ охватывает северо-восточную часть Сибирской платформы, а также прогнозируется в центральной части Курейской синеклизы. Толщины 0.5–5 м пород с $C_{орг} < 10\%$ распространены на востоке и

юго-востоке Сибирской платформы, а также прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы на всей области распространения куонамского комплекса.

На схеме толщин с $C_{орг}$ более 5 % наибольшие значения (20–30 м) характерны для междуречья Большой Куонамки и Молодо, обнажений района р. Арга-Сала, а также прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы по разрезам скв. Чириндинская-271 и Сохсолохская-706 (Рисунок 3). Толщины более 10 м характерны для северо-восточной и восточной частей Сибирской платформы. Обширная зона с толщинами более 10 прогнозируется в центральной части Курейской синеклизы.

На карте распределения толщин пород, содержащих 1-5 % $C_{орг}$, наибольшие значения (более 30 м) характерны для обнажений бассейна р. Большая Куонамка, а также юго-востока Сибирской платформы, Лено-Амгинского междуречья (Рисунок 4). Толщины 20-30 метров отмечаются в северо-восточной части Сибирской платформы – междуречье Большой Куонамки и Молодо, в районах рек Оленек и Арга-Сала, в Лено-Амгинском междуречье, а также прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы. Толщины 10–20 метров пород с $C_{орг}$ 1–5 % распределены практически во всей восточной части Сибирской платформы и прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы (Рисунок 5). Толщины более 5 м с $C_{орг}$ 1–5 % распространены на востоке Сибирской платформы практически повсеместно и прогнозируются в центральной части Курейской синеклизы.

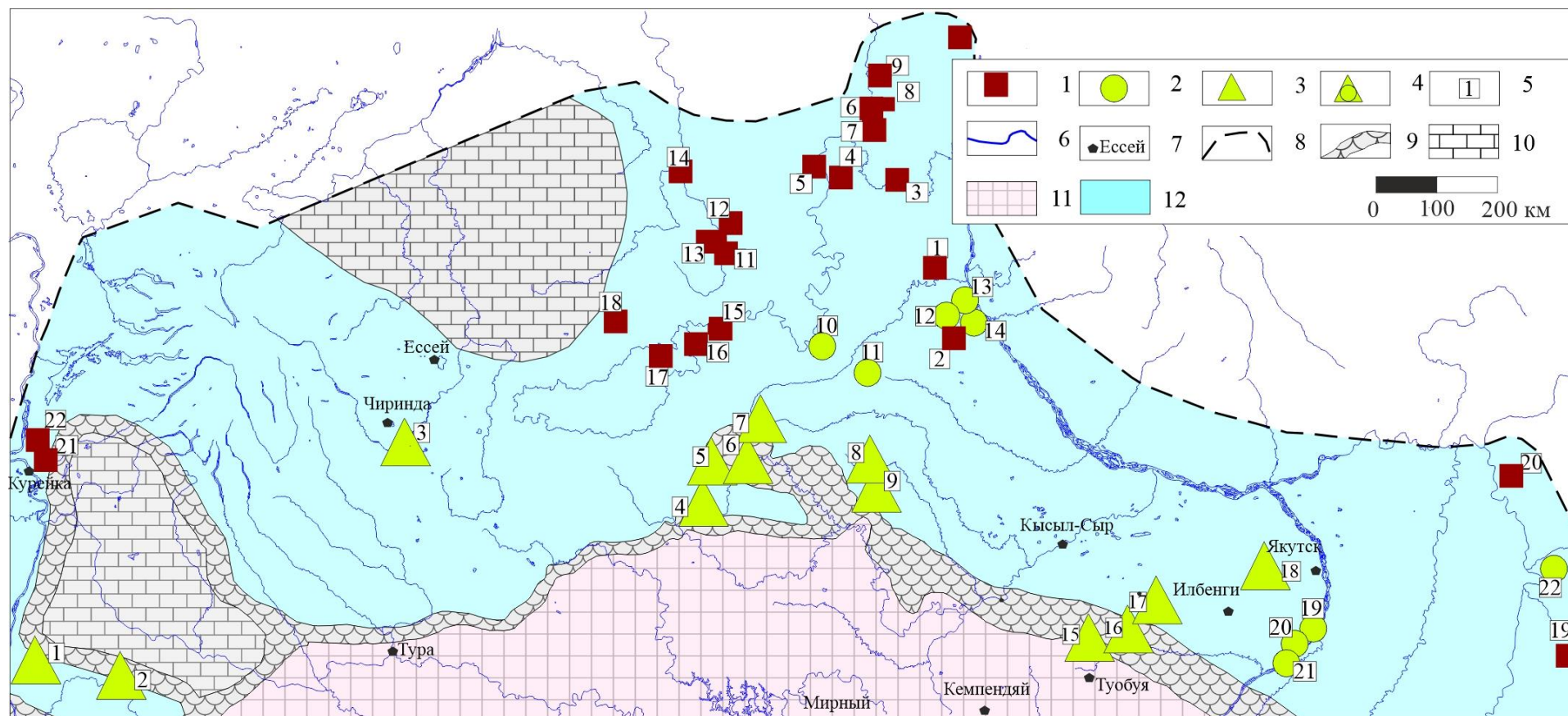


Рисунок 2.2 Карта фактического материала для построения схем толщин обогащенных ОВ пород куонамского комплекса [Ярославцева и др., 2024a]

Условные обозначения к Рисунку 2.2 :

1 – Обнажения с определениями $C_{орг}$ по аналитическим данным, толщины пород; 2 – Скважины с определениями $C_{орг}$ по аналитическим данным; 3 – Скважины с определением $C_{орг}$ по ГК; 4 – Скважины с определением $C_{орг}$ по ГК и аналитическим данным; 5 – Номера скважин и обнажений; ; 6 – Реки; 7 – Города; 8 – границы Сибирской платформы; 9–13 – элементы сейсмofациального районирования [Сухов и др., 2016; Моисеев и др., 2021]:

9 – ниже–среднекембрийский рифогенный пояс, 10 – карбонатные платформы, 11– солеродный бассейн, 12 – область развития куонамского комплекса;
Скважины: 1 – Нижнеимбакская–219; 2 – Моктаконская–4; 3 – Чириндинская–271; 4 – Сохсолохская–706; 5 – Айхальская–703; 6 – Удачнинская–2531; 7 – Быстыхская–1991; 8 – Эйкская–3430; 9 –Мархинско–Андо́йская–3231; 10 – 204; 11 – 203; 12 – Серкинский участок, №5, пр.VII; 13 – Серкинский участок, №10, пр. VII; 14 – Серкинский участок, №10, пр.VI; 15 – Кумахская–481; 16 – Северо–Синская–2160; 17 – Баппагайская–1; 18 – Уордахская–1; 19–Хоточу–7; 20 – Тит–Эбя–6; 21 –Красный ручей–5; 22 – Усть–Майская–366.

Обнажения: 1 – р. Муна; 2– р. Кюленке; 3 – р. Молодо; 4 – р. Оленек, напротив устья р. Амыдай; 5 – р. Некекит; 6 – р. Чермордах; 7 – р. Бороулах; 8 – р. Торкукуй; 9 – р. Керсюке; 10 – р. Лена; 11 – р. Мал. Куонамка, р. Ухумун; 12 – Мал. Куонамка, близ пос. Жидинда; 13 – р. Мал. Куонамка, руч. Юлегирь–Юрях; 14 – р. Бол. Куонамка; 15 – р. Оленек, 18 км ниже пос. Оленек; 16 – р. Оленек, 5 км выше р. Арга–Сала; 17 – р. Арга–Сала; 18 – руч. Сикит; 19– р. Юдома; 20 – р. Ханда; 21 – р. Сухариха; 22 – р. Брус

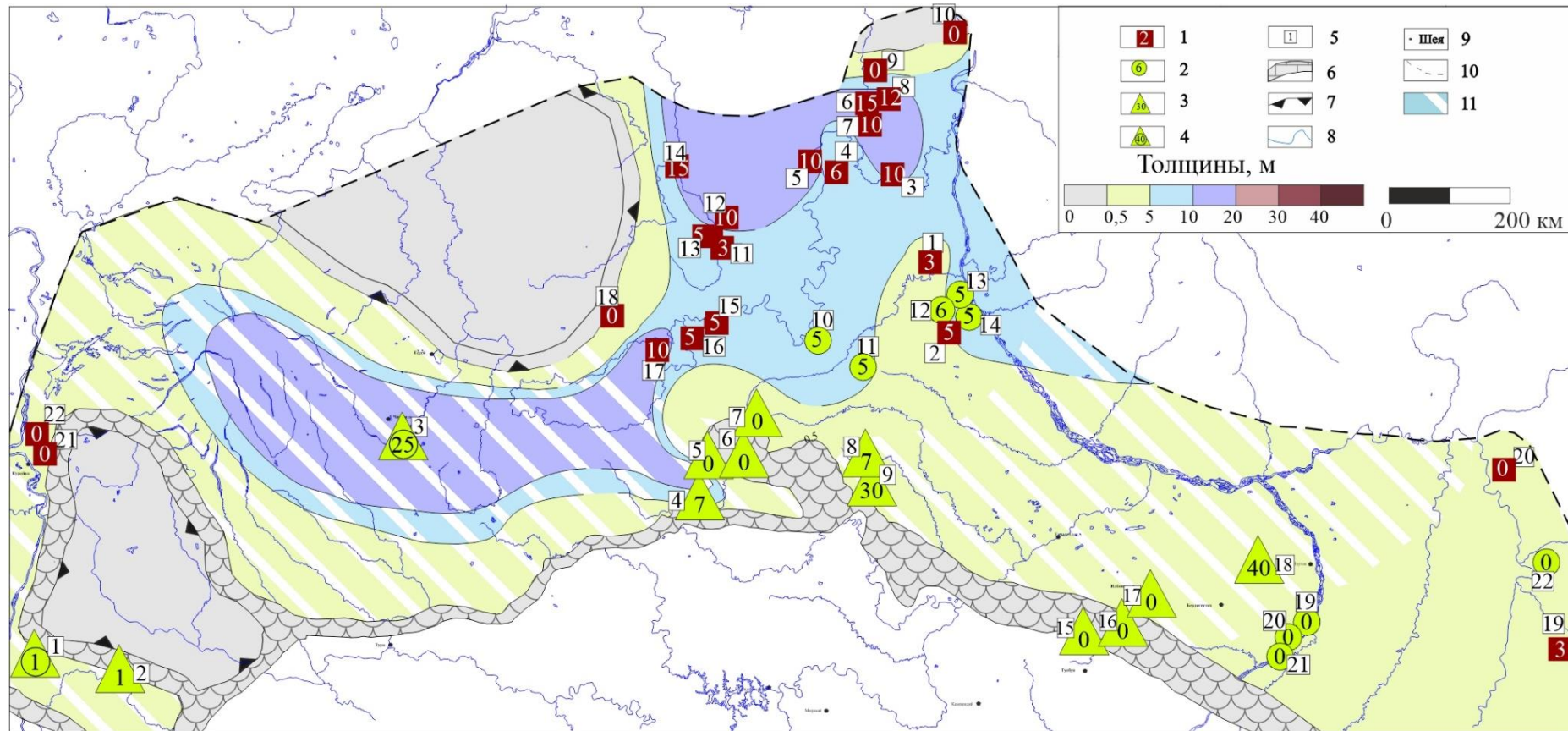


Рисунок 2.3 Схематическая карта толщин куонамского комплекса с содержанием $C_{орг}$ более 10 % на начало мезокатагенеза
[Ярославцева и др., 2024a]

Условные обозначения: 1 – обнажения куонамской свиты и ее аналогов, толщины пород с $C_{орг}$ более 5 %; 2 – скважины с определениями $C_{орг}$ по аналитическим данным, толщины пород; 3 – скважины с определением $C_{орг}$ по ГК, толщины пород; 4 – скважины с определением $C_{орг}$ по ГК и аналитическим данным, толщины пород; 5 – номера скважин и обнажений; 6-нижне-среднекембрийский рифогенный пояс; 7 – карбонатные платформы; 8 – реки; 9 – населенные пункты; 10 – условная граница построения; 11 – область построений с использованием ГИС и интерполяции

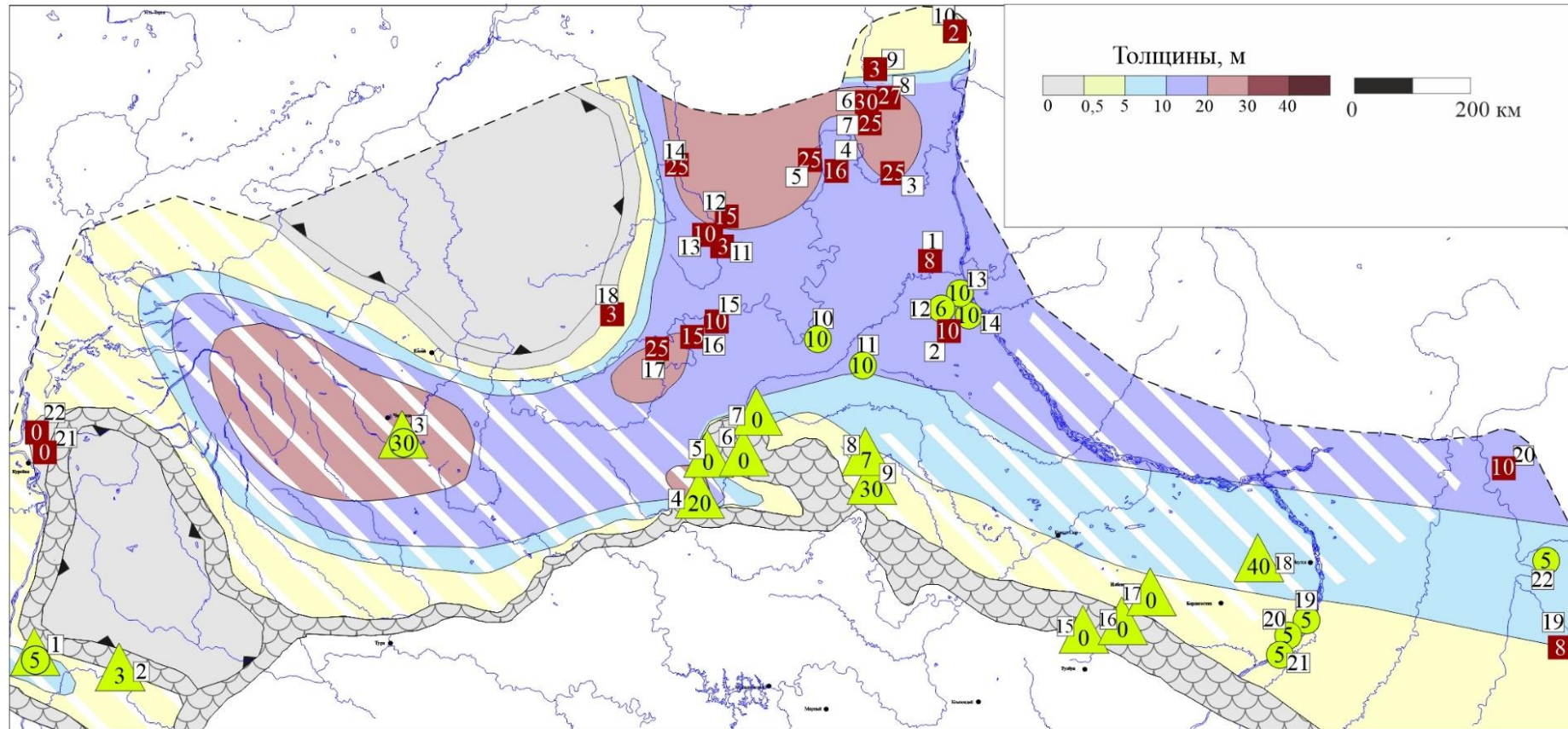


Рисунок 2.4 Схематическая карта толщин куонамского комплекса с содержанием C_{org} более 5 % на начало мезокатагенеза
[Ярославцева и др., 2024a]
(условные обозначения см. на рис 2.3)

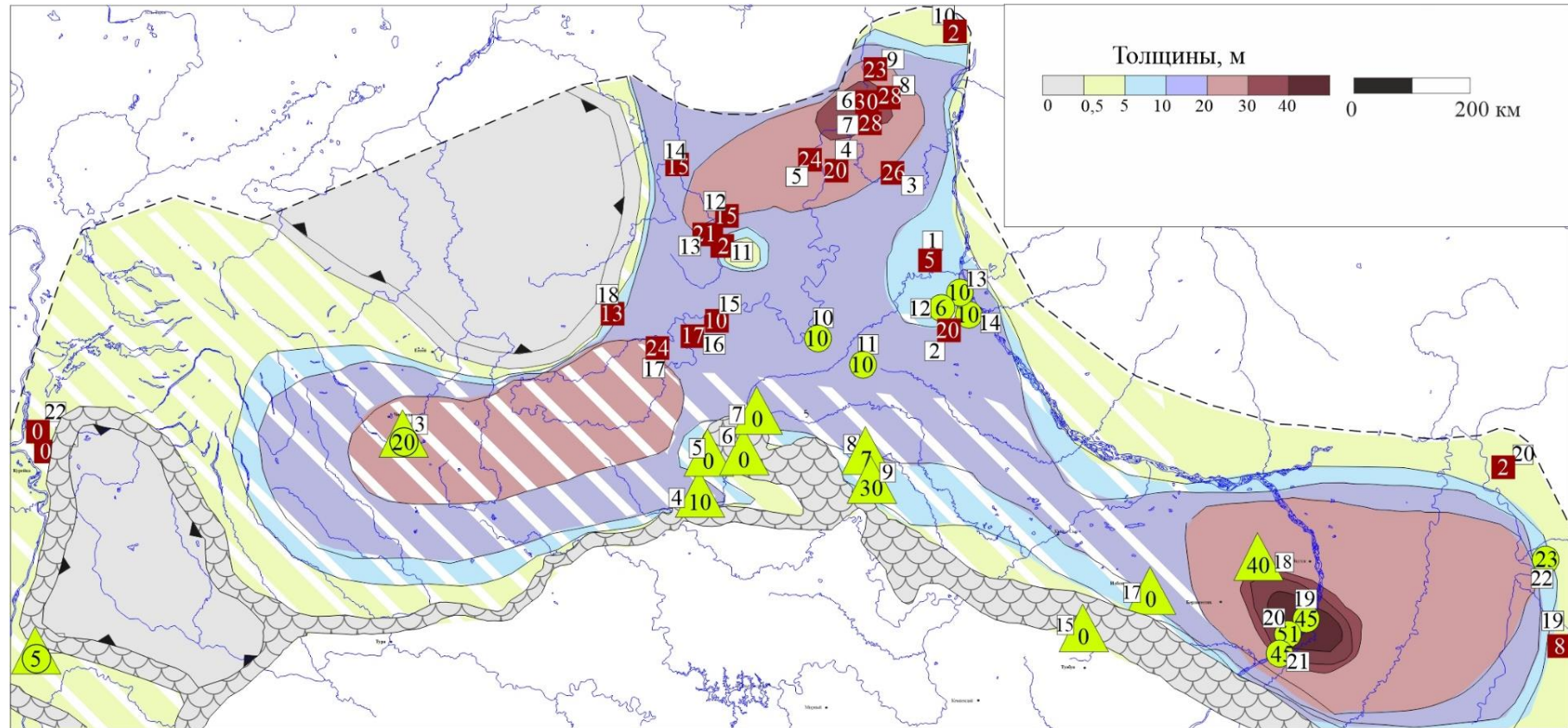


Рисунок 2.5 Схематическая карта толщин куонамского комплекса с содержанием $C_{орг}$ 1-5 % на начало мезокатагенеза (условные обозначения см. на рис 2.3)

Глава 3

Методика бассейнового моделирования

Поставленную в настоящей работе задачу – «...сформировать количественную модель динамики генерации нефти и газа в протерозойско-палеозойском осадочном чехле Туринского очага нефтегазообразования на дотрапповый период и оценить масштабы генерации» – рациональнее всего решать в рамках историко-генетического подхода. Последние несколько десятилетий историко-генетического (бассейнового) моделирование широко использовалось при решении практических и теоретических задач нефтегазовой геологии.

Под бассейновым моделированием (БМ) в работах нефтегазогеологической тематики обычно понимается количественное (на основе физико-химических моделей) описание геологических процессов, связанных с формированием скоплений углеводородов в осадочнопородных бассейнах и их нефтегазовых системах (НГС) более низкого ранга.

Теоретической основой историко-генетического подхода является осадочно-миграционная теория происхождения нефти, созданная и развивающаяся рядом отечественных и зарубежных ученых: В.И. Вернадский, И.М. Губкин, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.В. Вебер, В.С. Вышемирский, Э.М. Галимов, А.Н. Гусева, Н.А. Еременко, М.К. Калинин, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин, С.П. Максимов, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Е.А. Рогозина, К.Ф. Родионова, Б.А. Соколов, В.А. Соколов, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, Д. Вельте, Дж. Демейсон, Б. Дюранд, Дж. Коннан, А. Леворсен, К. Магара, П. Смит, Б. Тиссо, Г. Филиппи, Дж. Хант, М. Хелбути и др.

К настоящему времени в рамках осадочно-миграционной теории образования нефти и газа сформирована последовательная система физико-химических моделей, удовлетворительно описывающих основные стадии и процессы нефтидогенеза. В создание системы представлений, лежащих в основе осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа,

значительный вклад внесли советские и российские ученые. Важно отметить, что ключевыми для историко-генетического подхода к изучению процессов нефтегазообразования в осадочных бассейнах были представления о стадийности процессов генерации нефти и газа, основы которых были заложены в конце шестидесятых и в 70-е гг. XX в. в трудах Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Б.А. Соколова, А.А. Трофимука. Геолого-математические модели БМ развивались в работах Р. Брауна, А. Бёхэма, Д. Вельте, Ю.И. Галушкина, А.Э. Конторовича, А.Р. Курчикова, Н.В. Лопатина, К. Магары, В.Н. Меленевского, В.И. Москвина, Дж. Совиньи, В.А. Соколова, Б. Тиссо и многих других исследователей.

В 1971 г. Н.Б. Вассоевич и др. [Вассоевич и др., 1971] предложили метод оценки перспектив нефтегазоносности, сущность которого заключается в сопоставлении «положения очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления в пространстве и во времени». Позднее Н.Б. Вассоевич предложил называть метод «историко-генетическим геолого-геохимическим».

Подобные подходы практически одновременно развивались в работах А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича [Трофимук, Конторович, 1965] и ряда других отечественных и зарубежных исследователей. В их основе лежали палеотектонические реконструкции и представления о зональности процессов нафтидогенеза [Неручев и др, 1986; Неручев, 1989].

Примерно в то же время появился и термин «Basin Modeling». Первые достаточно полные системы бассейнового моделирования (СБМ), ориентированные на численное моделирование основных групп процессов, протекающих при формировании скоплений углеводородов в осадочном чехле появились в конце 70-х годов прошлого века. Описание первой компьютерной программы, которую можно рассматривать как более-менее полную СБМ, было опубликовано в конце семидесятых начале восьмидесятых годов прошлого века [Welte, Yukler, 1981; Yukler et al, 1978].

Она позволяла выполнить моделирование температурной истории осадочного чехла и процессов генерации и первичной миграции в нефтегазопроизводящих толщах.

В настоящее время существует целый ряд коммерческих и исследовательских систем бассейнового моделирования (Temis Flow – Beicip Franlab; Petromod – Schlumberger; Trinity – Zetaware Products; BasinMod – Platte River Associates, Inc., МОБиУС – Мобиус-Гео и др.). С помощью систем бассейнового моделирования (СБМ) с той или иной детальностью реконструируются и при необходимости наглядно представляются структура и история развития осадочного чехла, становление теплового поля и поля давлений, созревание органического вещества, динамика первичной и вторичной миграции и т.д.

Детали физико-химических моделей и их математических реализаций достаточно подробно описаны в специальной литературе [Hantschel, Kauerauf, 2009; Hantschel et al, 2009; Галушкин, 2007]

Типичная СБМ состоит из условно независимых блоков, в основе которых лежат модели разной степени идеализации, воспроизводящие те или иные процессы нафтидогенеза. Можно выделить некоторые группы таких процессов, происходящих синхронно и асинхронно, в разной мере взаимозависимых и определяющих возможность существования современных скоплений углеводородов: накопление осадков, с учетом перерывов и размывов; их уплотнение и литификация; эволюция структуры осадочного чехла; формирование ловушек различного генезиса; эволюция фильтрационно-емкостных и теплофизических характеристик пород; фоссилизация рассеянного органического вещества; образование керогена; диагенез и катагенез рассеянного органического вещества (РОВ); отжим поровых флюидов; формирование поля давлений; формирование температурного поля с учетом кондуктивного и конвективного теплопереноса; первичная миграция; вторичная миграция; аккумуляция; вторичные преобразования пород флюидоупоров и коллекторов; диссипация

УВ и разрушение их скоплений и др. В перечисленных группах процессов могут быть выделены и более частные подгруппы.

Внутренняя структура разных СБМ естественно различается. Однако в грубом приближении можно выделить несколько типичных блоков (моделей), в рамках которых выполняется относительно независимое решение прямых и обратных задач бассейнового моделирования (в скобках приведены некоторые реконструируемые процессы и связанные с ними решаемые задачи):

- Структурно-литологическая модель (осадконакопление, уплотнение с учетом размывов, перерывов и палеобатиметрии, диапиризма и т. д.; бэкстриппинг – реконструкция исходных толщин осадочных комплексов).
- Термобарическая модель (тепломассоперенос в осадочном чехле, с учетом граничных условий на поверхности осадка и глубинных границах, данных современной и палеотермобарометрии).
- Модели генерация УВ (реконструкция начальных содержаний РОВ и оценка масштабов генерации УВ).
- Модели первичной миграции (оценка масштабов эмиграции УВ из нефтегазопроизводящих толщ на основе моделей многофазной фильтрации или порогового насыщения).
- Модели вторичной миграции и аккумуляции (оценка масштабов аккумуляции УВ на основе структурной модели (капельного всплытия), модели многофазной фильтрации).
- Модели диссипации УВ и расформирования скоплений.

Модели каждой группы реализуются с определенными допущениями и упрощениями, степень которых зависит в первую очередь от изученности моделируемого объекта. Применение наиболее полных и детализированных моделей в условиях отсутствия необходимой информации создаст впечатление завышенной точности результатов моделирования. Чем меньше

изученность исследуемого объекта, тем более грубые, упрощенные модели приходится использовать.

Структурно-литологическая модель формируется на основании структурных, литолого-фациальных, палеогеографических и других построений. При формировании структурно-литологической модели проводится стратификация осадочного чехла на изохронные латерально неоднородные тела, физические свойства которых задаются через комбинации стандартных литотипов. Параметры изменения пористости, проницаемости, плотности, теплопроводности и других свойств этих литотипов могут быть заданы на основе фактических измерений или взяты из стандартных библиотек. Структурно-литологическая модель отражает толщины выделенных комплексов, глубины их залегания, литологические характеристики.

Структурно-литологическая модель может быть дополнена сведениями о размывах, данными палиобатиметрии и т. д. Во многих системах бассейнового моделирования возможно задание информации о дизъюнктивных нарушениях, а также о внедернии интрузий, диапиризме и др.

В простейшем случае, для объектов низкой степени изученности, ограничиваются так называемыми «солид»-моделями, в которых развитие осадочного чехла представляется как последовательность отложения слабосжимаемых слоев неизменного литологического состава.

Термобарическая модель осадочного чехла бассейна включает в себя историю температур дневной поверхности, фактические измерения по палеотермометрам, распределению современных температур и тепловых потоков в осадочном чехле. Традиционно используется значение плотности теплового потока через основание осадочного чехла или через нижнюю границу литосферы. С учетом некоторых дополнений (наличие или отсутствие рифтогенеза, интрузивного процесса, диапиризма, распределение радиоактивных элементов и т.д.) подбирается зависимость плотности

теплового потока на одной из глубинных границ от времени и пространственных переменных.

В первом грубом приближении вместо решения уравнений теплопроводности можно задаться постоянным или переменным температурным градиентом.

Модель преобразования керогена (модель генерации) позволяет реконструировать процессы образования УВ из РОВ, включая их вторичное преобразование в нефтегазопроизводящих толщах и с учетом элементного, отчасти группового и фазового состава продуктов. Свойства РОВ и УВ флюидов (содержание в осадочных породах, начальный углеводородный потенциал, кинетические характеристики керогена, плотность и законы ее изменения, и т.д.) желательно определять на основе результатов специализированных геохимических исследований.

Модели миграции, аккумуляции УВ и их диссипации описывают первичную миграцию УВ из НГПТ в коллекторы, вторичную миграцию в коллекторах, формирование и разрушение их скоплений. В одномерных вариантах БМ ограничиваются реконструкцией первичной миграции. Следует заметить, что модели первичной миграции являются наименее разработанными и физически обоснованными. Описание вторичной миграции, аккумуляции и разрушения скоплений в наиболее развитой форме основаны на достаточно надежно обоснованных моделях многофазной фильтрации в сложных средах с пустотностью различного генезиса. В силу этого их применения для слабоизученных объектов (например на региональном этапе геолого-поисковых работ) в отсутствии необходимых данных о фильтрационно-емкостных свойствах пород носит заведомо спекулятивный характер. Существуют упрощенные модели вторичной миграции, например, модель капельного гравитационного всплытия. Но и ее применение оправдано только для достаточно надежно выделенных нефтегазовых систем с хорошо обоснованными структурными планами.

Таким образом, учитывая степень изученности исследуемого объекта и поставленную задачу бассейновое моделирование выполнялось на серии одномерных моделей для разрезов скважин Чириндинская-271, Нижнеимбакская-219, Ледянская-3, Фокинская-225, для которых строение и литологические характеристики осадочного чехла были определены с приемлемой надежностью (раздел 5.1). Целью одномерного моделирования являлась оценка возможных диапазонов изменения температур и температурных градиентов, которые предполагалось использовать при построении трехмерных региональных моделей генерации УВ куонамской НГПТ. Трехмерное моделирование выполнялось на основе упрощенной («solid») структурной модели. Так как достоверная калибровка температурной модели в отсутствии надежных палеотермометров невозможна, был реализован многовариантный подход при различных значениях среднего палеотемпературного градиента в осадочном чехле на дотрапповый период. Особое внимание уделялось обоснованию генерационных характеристик Куонамской НГПТ (раздел 4.3, глава 2).

Глава 4

Численная модель осадочного чехла Курейской синеклизы

4.1 Структурная модель

В основу структурной модели положены фондовые и опубликованные материалы. Структурные построения СНИИГГиМС, охватывающие всю Сибирскую платформу, [Выявление..., 2015ф], а так же более поздние исследования ИНГГ СО РАН, посвященные зоне сочленения Курейской синеклизы и Анабарской атеклизы (затронули лишь центральную часть исследуемой территории) [Оценка..., 2010ф], современные палеогеографические реконструкции [Конторович и др., 2024; Сухов и др., 2018, 2016; Моисеев и др., 2021; Филиппов и др., 2014а], а также разработанные коллективом ИНГГ СО РАН и доступные из литературных источников литолого-стратиграфические разбивки по глубокиным скважинам: Сухотунгуская-1, Нижнетунгусская-7, Моктаконская-7, Учаминская-1, Пойменная-1, Онекская-1, Чисковская-290, Нижнеимбаская-219, Чириндинская-271, Хошонская-256, Сохсолохская-706, Кочечумская-2, Кирамкинская-1, Айхальская-703, Удачининская-2531, Унга-Хасыхская 2980 и др. (Рисунок 4.1).

На основе перечисленных материалов разработан комплект структурных карт по основным отражающим горизонтам и толщинам ограниченных ими комплексов. Индексация отражающих горизонтов принята в соответствии с работами [Оценка..., 2010ф; Выявление..., 2015ф]):

Ф – поверхность кристаллического фундамента;

R₀ – поверхность рифея;

M₂ – кровля нижнего венда;

M₁ – кровля оскобинской свиты верхнего венда;

Б – кровля тэтэрской свиты;

K₁ – кровля бельской свиты/подошва куонамской свиты;

N₁ – кровля литвинцевской свиты/кровля куонамской свиты;

ев – кровля эвенкийской свиты верхнего кембрия/кровля кембрия в зоне развития бессолевого типа разреза);

Vk – подошва байкитской свиты нижнего ордовика;

S – подошва силура;

T – подошва триаса;

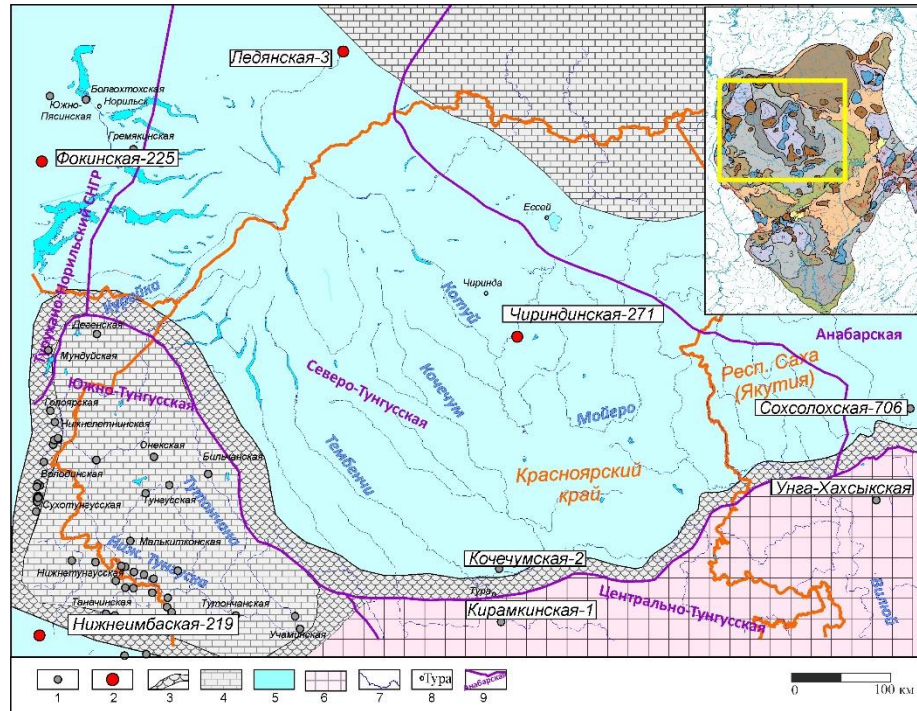


Рисунок 4.1. Район исследования.

(Врезка по [Конторович и др., 2009] с дополнениями)

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – скважины, по которым выполнено 1D – моделирование, 3 – ниже-среднекембрийский рифогенный пояс, 4 – карбонатные платформы, 5 – ниже-среднекембрийское море, 6 – солеродный бассейн, 7 – гидросеть, 8 – населенные пункты, 9 – элементы нефтегазогеологического районирования.

При картопостроении в пределах зоны сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы основой служили более поздние и детальные материалы ИНГГ [Выявление..., 2015ф], в периферийных частях исследуемого в работе региона – материалы СНИИГГиМС [Оценка..., 2010ф]. Проведен анализ соответствия положения стратиграфических

уровней. В качестве базовой выбрана кровля тэтэрской свиты (поверхность Б) - структурная поверхность, для которой наилучшим образом совпали построения различных источников. На основе структурной карты по поверхности Б и с использованием карт толщин основных стратиграфических комплексов выполнена увязка построений.

Следует заметить, что в разрезе скважин Чириндинской-271 и Нижнеимбаской-219, вскрывших куонамский комплекс, установлены интрузивные тела. Принципы реконструкции разреза в связи с присутствием в нем интрузии отражены в публикации [Гоньшаков, 1962], в которой принято, что в результате давления магмы происходит подъем осадочных образований, перекрывающих силлы, на величину, соизмеримую с мощностью интрузии и [Лебедев, 1955], по представлениям которого в результате действия магматического очага подошва вмещающего комплекса прогибается на величину, близкую к суммарной мощности пластовых тел, содержащихся в нем.

В связи со слабым уровнем геолого-геофизической изученности рассматриваемой территории по отношению к структурной модели ее осадочного чехла принят ряд допущений и упрощений. Во-первых, при моделировании принято, что палеотолщины стратиграфических комплексов сопоставимы с современными. Не учитывалось изменение толщин при уплотнении пород в ходе погружения осадочного чехла («solid»-модель).

Во-вторых, в связи с недостатком данных при выполнении трехмерной реконструкции не учитывались масштабы размывов (однако они учтены при одномерном моделировании, результаты которого будут представлены в Главе 5)

Средствами программного пакета Temis Flow и с использованием проведенных структурных построений выполнена реконструкция истории погружения основных стратиграфических уровней в ходе геологического развития рассматриваемой территории.

Результат этого этапа исследования – комплект палеоструктурных карт по каждой стратиграфической поверхности с шагом 50 млн лет. В связи с высокой интенсивностью погружения в позднекембрийско-раннеордовиский период для этого временного отрезка использован интервал 25 млн лет, что также отражено и в дальнейших историко-геологических реконструкциях, представленных в данной работе (Рисунки 4.2 – 4.7, раздел 5).

Согласно выполненному моделированию куонамский комплекс подвергся интенсивному погружению (Рисунок 4.3, 4.4) в конце кембрия - ордовике. В центральной части исследуемой территории в позднем кембрии кровля куонамского комплекса достигла глубины 500 м (Рисунок 4.2). В раннем ордовике – 2500 м соответственно (Рисунок 4.3). В позднем ордовике и раннем девоне в погружение последовательно вовлекалась территория северо-запада исследуемого региона (Рисунок 4.4, 4.5). К концу карбона глубины кровли куонамского комплекса на северо-западе территории достигли 2500 м, а в центральной части синеклизы – 5000–6000 м.

Следует отметить, что отсутствие учета изменения толщин стратиграфических комплексов в ходе уплотнения пород при погружении осадочного чехла исследуемого региона, несомненно, сказалось на качестве палеоструктурных реконструкций. На современном структурном плане сказался трапповый магматизм и новейшие движения, однако при текущем уровне изученности данной территории выполненную реконструкцию можно считать удовлетворительной и применимой для моделирования динамики и масштабов генерации УВ в осадочном чехле Курейской синеклизы.

Отметим, что по времени формирования куонамская свита соответствует ботомскому, тойонскому и амгинскому векам. Согласно геохронологической шкале граница амгинского века – порядка 504,5 млн лет назад, граница тойонского века порядка 509 млн лет назад [Стратиграфический кодекс..., 2019], граница ботомского века в стратиграфическом кодексе не уточнена и при моделировании задана условно (515 млн лет назад).

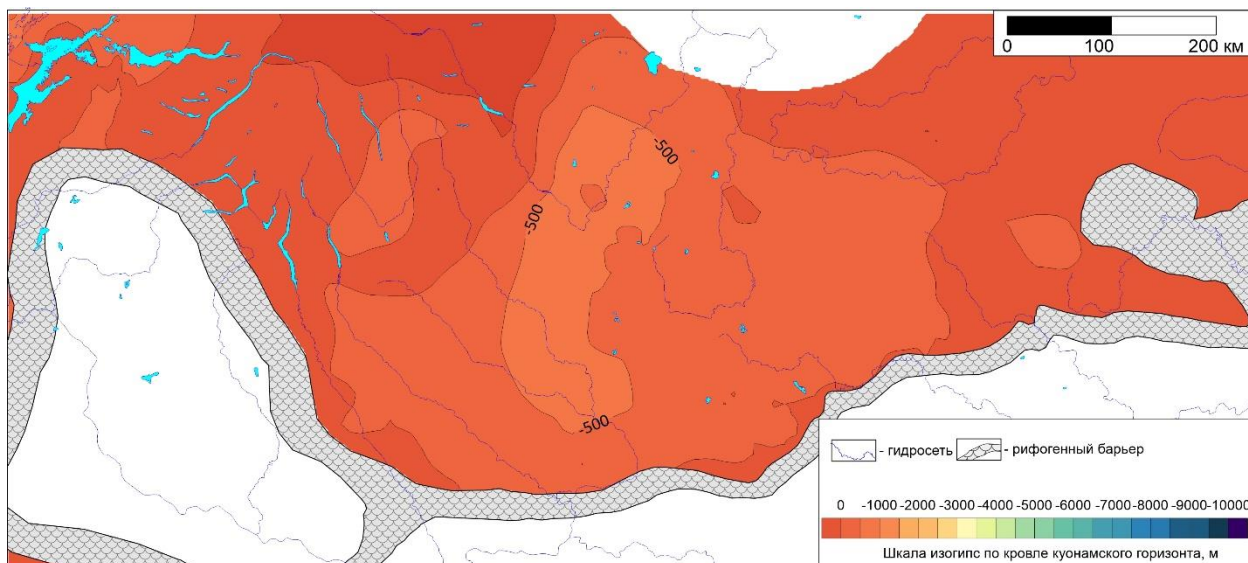


Рисунок 4.2 Палеоструктурная карта по кровле куонамского комплекса
Курейской синеклизы 500 млн лет назад (подзний кембрий)

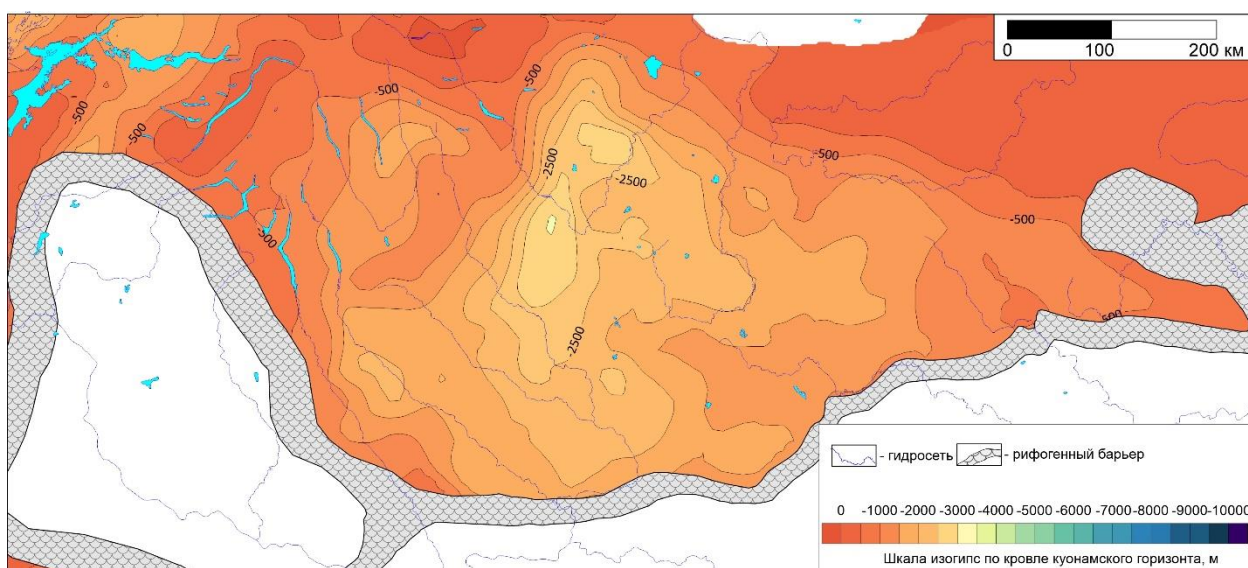


Рисунок 4.3 Палеоструктурная карта по кровле куонамского комплекса
Курейской синеклизы (475 лет назад - ранний ордовик)

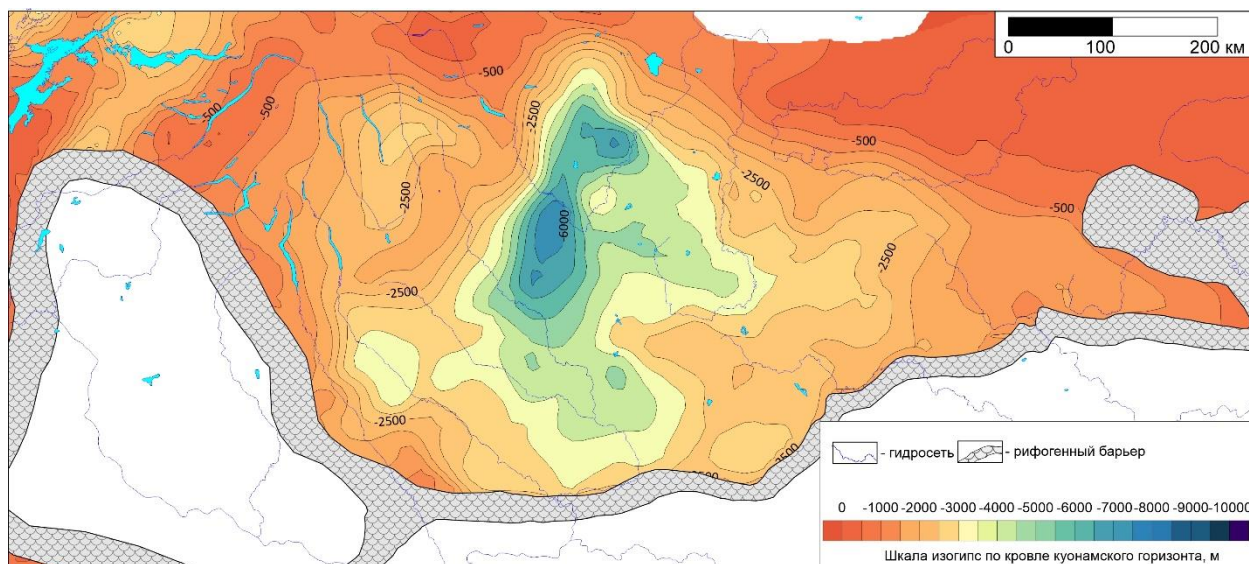


Рисунок 4.4 Палеоструктурная карта по кровле куонамского комплекса
Курейской синеклизы (450 лет назад - поздний ордовик)

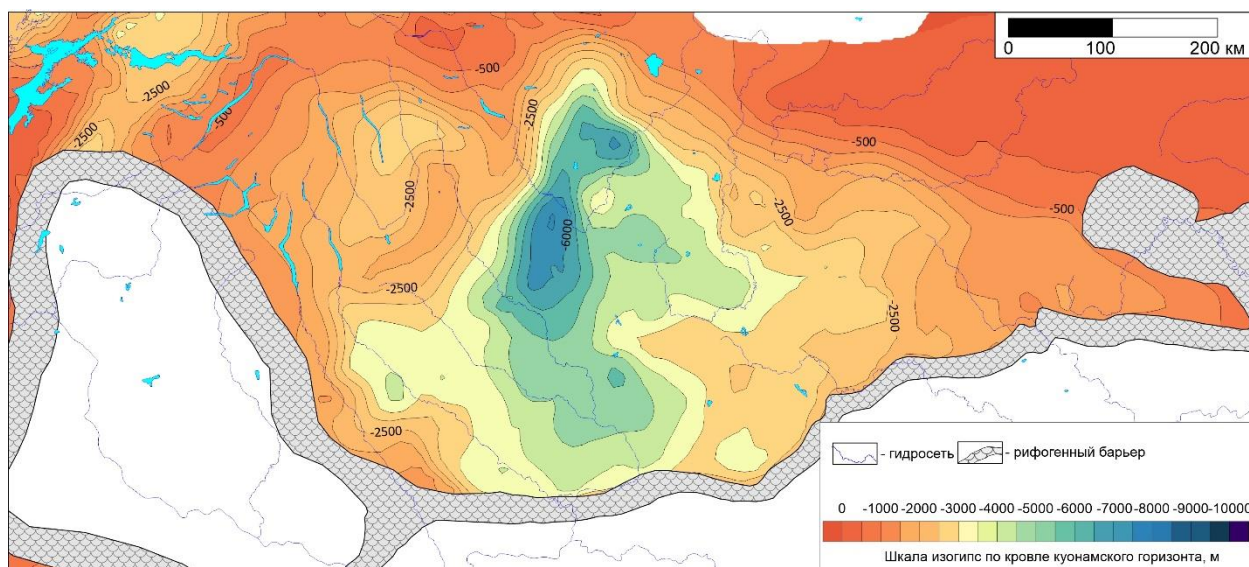


Рисунок 4.5 Палеоструктурная карта по кровле куонамского комплекса
Курейской синеклизы (400 лет назад - девон)

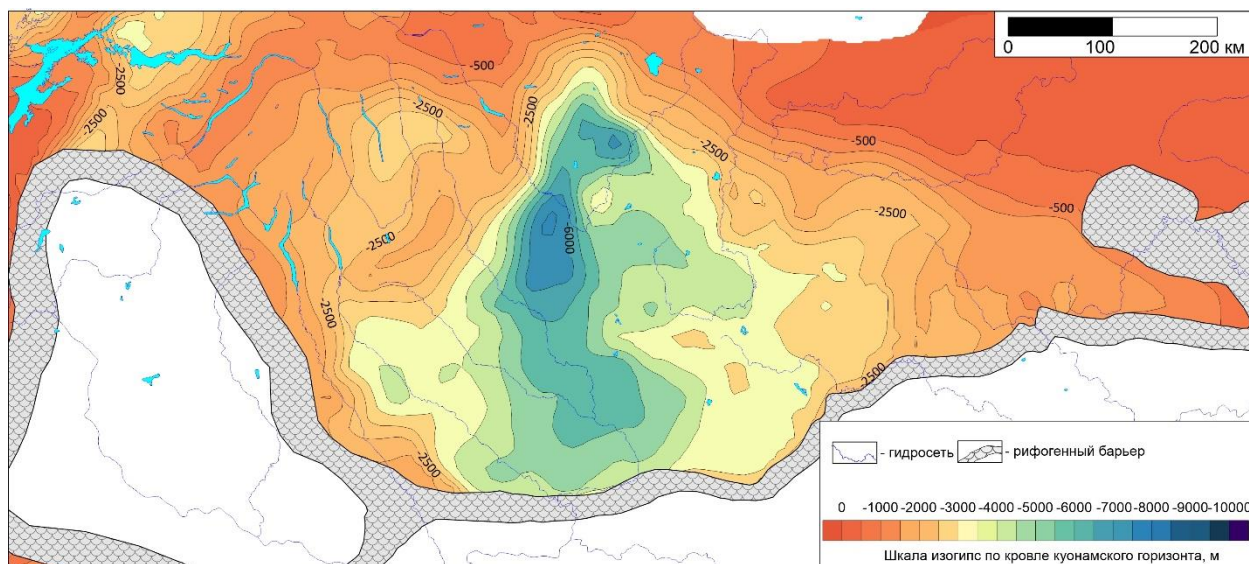


Рисунок 4.6 Палеоструктурная карта по кровле куонамского комплекса
Курейской синеклизы (350 лет назад – ранний карбон)

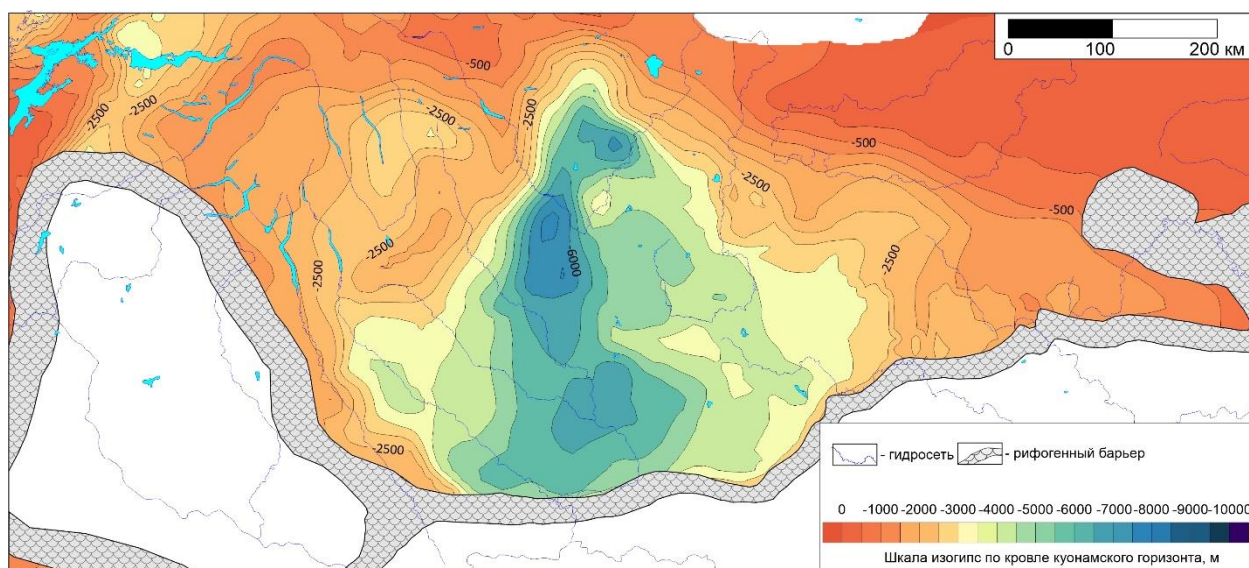


Рисунок 4.7 Палеоструктурная карта по кровле куонамского комплекса
Курейской синеклизы (299 лет назад – ранняя пермь)

4.2 Температурная модель. Обоснование параметров

В условиях слабой изученности Курейской синеклизы, древнего возраста осадочного чехла и отсутствия достоверных данных по естественным палеотермометрам на дотрапповый период единственным возможным путем получения информации о палеотемпературах осадочного чехла является численное моделирование становления температурного поля. Таковое проведено в два этапа: предварительное одномерное моделирование с определением диапазона значений геотермального градиента, с которым могли быть связаны недра исследуемого региона, и последующее трехмерное моделирование.

Остановимся детальнее на некоторых значимых моментах реконструкции термической истории куонамского комплекса Курейской синеклизы и смежных районов.

Как уже говорилось выше, отсутствие в изучаемых разрезах находок традиционного палеотермометра – витринита – существенно затрудняет создание обоснованных термических реконструкций. В действительности в составе пермско-карбоновых углей, широко развитых на территории исследований, витринит содержится в значительных количествах [Геология месторождений угля ... 1964; Стругов, 1974]. Однако широкий диапазон зрелости (от буроугольной до антрацитово́й стадии) углей Тунгусского угленосного бассейна и их крайне слабая изученность не позволяют сделать обоснованного вывода об региональных условиях их метаморфизма в дотрапповый период.

Основная масса исследований термического режима осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и, в частности, ее северо-западных областей посвящена современному состоянию поля температур или реконструкции теплового воздействия трапповых интрузий и региональному воздействию связанных породивших их мантийных процессов [Дучков, Соколова 1985; Дучков и др. 1987; Полянский и др., 2021, 2025; и др.]. В упомянутых работах практически не обсуждается

дотрапповый этап термической истории осадочного чехла, принципиально существенный для решения рассматриваемой в настоящей работе проблемы. Одно из исключений - работа Никишина и др. [2010], в которой на основании предложенной авторами модели, делается качественный вывод о том, «что главный разогрев чехла произошел в венде-кембрии; после этого до триаса величина теплового потока уменьшалась» [Никишин и др. 2010, стр.8].

В специализированных работах термический режим недр естественным образом описывается в терминах тепловых потоков. В действительности как правило речь идет о плотностях тепловых потоков, но традиционно принято говорить просто «тепловых потоков». Основанные на анализе тепловых потоков схемы расчета температур в осадочном чехле реализуется и в наиболее распространенных системах бассейнового моделирования (PetroMod, TemisFlow и др.).

При таком подходе [Hantschel, Kauerauf, 2009] температура в осадочном чехле рассчитывается по уравнению теплопереноса при заданных теплофизических характеристиках осадочных пород и некоторых граничных условиях. В качестве граничных условий выступают среднегодовые температуры на поверхности осадков и обычно тепловой поток на одной из глубинных границ. Естественно, задание теплофизических характеристик требует информации о литологии пород осадочного чехла. Калибровка модели выполняется с учетом данных об известных палеотермометрах.

В нашем случае в силу слабой изученности объекта исследований частичная информация о литологическом составе пород осадочного чехла имеется для разрезов единичных скважин (Рисунок 4.1) и очевидно недостаточна для построения адекватных региональных моделей. Отсутствие информации о природных палеотермометрах, характеризующих температуры осадочного чехла на дотрапповый период, затрудняет калибровку. По этим причинам непосредственный расчет температур на дотрапповый период в настоящей работе выполнялся только в одномерном варианте для разрезов базовых скважин.

Предварительное одномерное моделирование становления температурного поля выполнено на основе разрезов глубоких скважин: Чириндинская–271, Ледянская–3, Фокинская–225, Нижнеимбаская–219. Основой выполненных построений послужили общетеоретические представления об эволюции тепловых потоков в земной коре и известных закономерностей их распределения для региональных геологических структур различного генезиса [Добрецов, 2008, 2010, 2011; Дучков и др., 2011; Розен и др., 2009; Резников и др., 2013; Хуторской, Поляк, 2014; и др.]. В первую очередь учитывалось, что тепловые потоки платформ имеют общую тенденцию к снижению с течением времени [Полянский и др., 2018, 2021; Прокопьев и др., 2020; Augland et al, 2019].

Результаты проведенной реконструкции позволили предварительно оценить диапазон значений геотермальных градиентов, а также степень катагенетической зрелости пород, которые в дальнейшем учитывались при построении трехмерной динамической модели становления температурного поля на дотрапповый период.

Современное температурное поле в осадочном чехле территории исследований существенно отличается от температурного поля на дотрапповый период в силу эволюции глубинных тепловых потоков, тектонических процессов, магматических событий, изменения климата и т. д. [Хуторской, Поляк, 2014].

По сравнению с соседними региональными тектоническими структурами современное температурное поле осадочного чехла Сибирской платформы характеризуется пониженными значениями [Дучков, Соколова 1985; Дучков и др., 1987]. Средний температурный градиент, заметно варьирующий по территории Сибирской платформы, в пределах Курейской (и наложенной Тунгусской синеклизы) можно оценить величиной порядка 20 °С/км [Дучков и др., 1994]. В то же время для существенно более молодой смежной ркгиональной структуры, Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, он меняется в пределах 20–40 °С/км [Дучков и др., 1987]. В

верхнеюрско-меловой части разреза, по данным работы [Казаненков и др. 2019] средний геотемпературный градиент составляет не менее 35 К/км.

Столь существенное различие определяется долговременным, хотя и не обязательно монотонным снижением глубинных тепловых потоков [Хуторской, Поляк, 2014]. Исходя из этого следует допустить, что в период формирования осадочного чехла Курейской синеклизы в дотраповый период геотемпературные градиенты в нем были существенно выше. Дополнительным фактором прогрева чехла безусловно являлась, предшествовавшая трапповым событиям, активизация мантийных процессов [Полянский и др., 2025]. Можно также, хотя и с меньшей достоверностью, допустить положительное влияние на температурное поле девонской магматической активизации, которая отчетливо фиксируется в более восточных районах Сибирской платформы [Полянский и др., 2018; Polyansky et al, 2003; Симонов и др., 2023; Masaitis, 2006].

Таким образом, представляется вполне обоснованным, что на дотрапповый период средний геотемпературный градиент в осадочном чехле Курейской синеклизы был не менее 35 °С/км. Эти оценки подтверждаются и расчетами на одномерных моделях (см. раздел 5.1)

4.3 Генерационные характеристики куонамской нефтегазопроизводящей толщи

Базовые характеристики нефтегазопроизводящей толщи, необходимые для расчетов динамики и масштабов генерации нефти и газа, включают исходное содержание органического вещества, его начальный генерационный потенциал, и характеристики керогена, определяющие скорость его преобразования под влиянием факторов катагенеза. В различных схемах моделирования эти параметры могут представляться различным образом. Обычно содержание ОВ выражается через средние содержания органического углерода, а его генерационный потенциал – через водородный индекс (HI). Скорость преобразования керогена определяется его кинетическими характеристиками, оцениваемыми по результатам пиролитических исследований незрелых образцов [Applied petroleum..., 1993; Burnham, 2015, 2017; Burnham, Sweeney, 1989; Sweeney, J. J., 1990; Behar et al, 1987].

По начальному содержанию органического углерода и соответствующему водородному индексу в нефтегазопроизводящих толщах с учетом их мощностей и литологического состава рассчитываются схемы распределения исходной лабильной массы керогена по площади. Данные об исходном содержании $C_{орг}$ в породах куонамской НГПТ представлены в виде комплекта карт толщин разных содержаний и более детально описаны в Главе 2.

В связи с отсутствием фактических измерений водородного индекса куонамской НГПТ в пределах Курейской синеклизы и высоким уровнем катагенеза ОВ на данной территории были проанализированы данные по определению этого параметра из широко изученных разрезов куонамской синклиты и ее аналогов восточной части Сибирской платформы, описанные в главе 2. Данные о текущем водородном индексе РОВ куонамской толщи и аналогов приведены во многих работах [Болдушевская и др., 2008; Горлов, Левшунова, 2022; Дахнова и др., 2014; Парфенова и др., 2004, 2009, 2010,

2022 и др.] Значение водородного индекса от 200 до 700 мг УВ/г $C_{орг}$. В настоящей работе для выполняемого моделирования было принято, что начальный водородный индекс составляет – 500 мг УВ/г $C_{орг}$. Данное значение можно рассматривать как осторожное. С учетом этого допущения и результатов Главы 2 обоснован второй защищаемый результат:

Численная модель пространственного распределения исходной (на начало мезокатагенеза) массы лабильной части РОВ куонамской нефтегазопроизводящей толщи Восточной Сибири в породах с содержанием органического углерода более 1 % на породу.

С учетом консервативной оценки значений исходного водородного индекса ($HI=500$ мг УВ/г $C_{орг}$) общая масса лабильной части РОВ в куонамской НГПТ на территории исследований по результатам выполненных расчетов составляет не менее 200 млрд т.

Согласно выполненным расчетам общая масса лабильной части РОВ составляет не менее 206 млрд т. Карта распределения исходной лабильной массы керогена приведена на Рисунке 4.8.

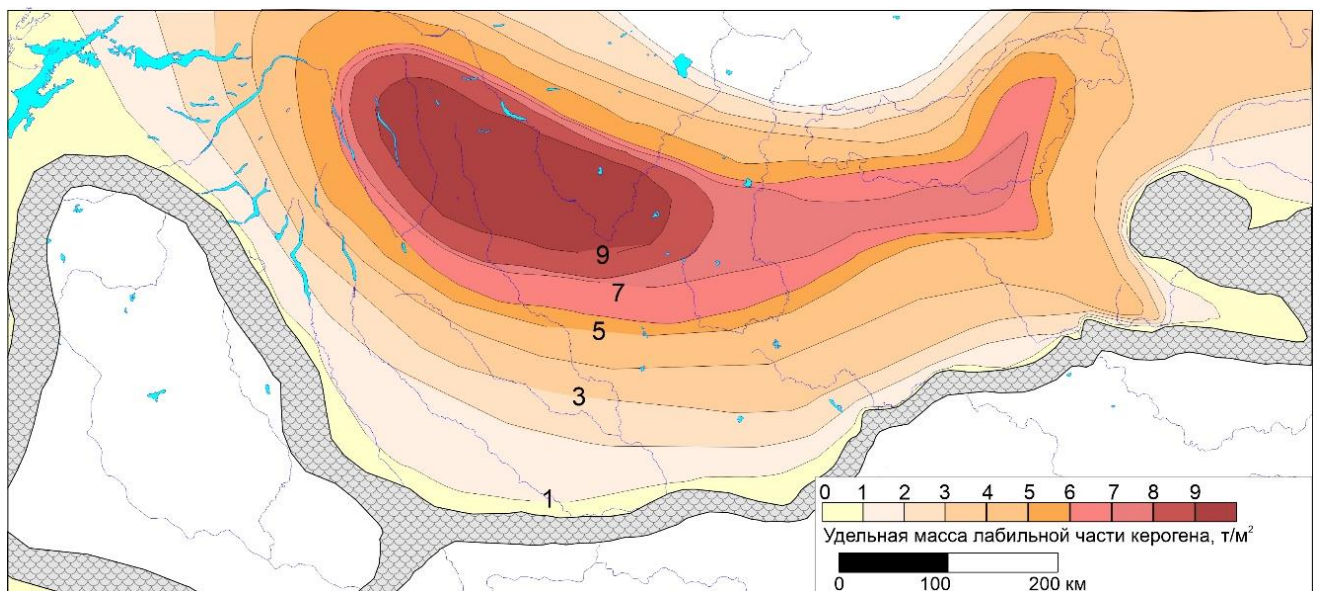


Рисунок 4.8 Схема распределения исходной массы лабильной части керогена куонамской свиты и ее аналогов Курейской синеклизы

Кинетические характеристики керогенов куонамской НГПТ (распределение лабильной массы керогена по частотным факторам и энергиям активации) в большинстве известных работ [Росляк и др., 2023

2023; Космачева, Федорович, 2021а, б; Сафронов и др., 2022 и др.] принимались по аналогии с известными керогенами других комплексов и провинций. В настоящей работе эти параметры приняты в соответствии с публикацией с участием автора [Бурштейн и др., 2024].

Кинетические параметры определялись по результатам проведенных специализированных пиролитических исследований сравнительно низко преобразованных образцов пород куонамской свиты и ее аналогов из детально изученных разрезов скважин (Серкинский участок–5, Серкинский участок–6, Тит-Эбя–6, Усть-Майская–256). В результате проведенного исследования оценено распределение генерационного потенциала керогена по энергиям активации и предложен кинетический тип керогена Куонам–1м [Бурштейн и др., 2024], близкий по своим генерационным характеристикам известному керогену типа Menil–1 (Характеристики керогена известны из документации системы бассейнового моделирования Temis Flow -Beicip Franlab) и Тип В [Pepper, Corvi, 1995].

На Рисунке 4.9. для иллюстрации приведены расчетные кривые относительной потери лабильной массы для кинетических параметров, соответствующих образцам керогенов Куонам-1м, Menil-1 и Тип В.

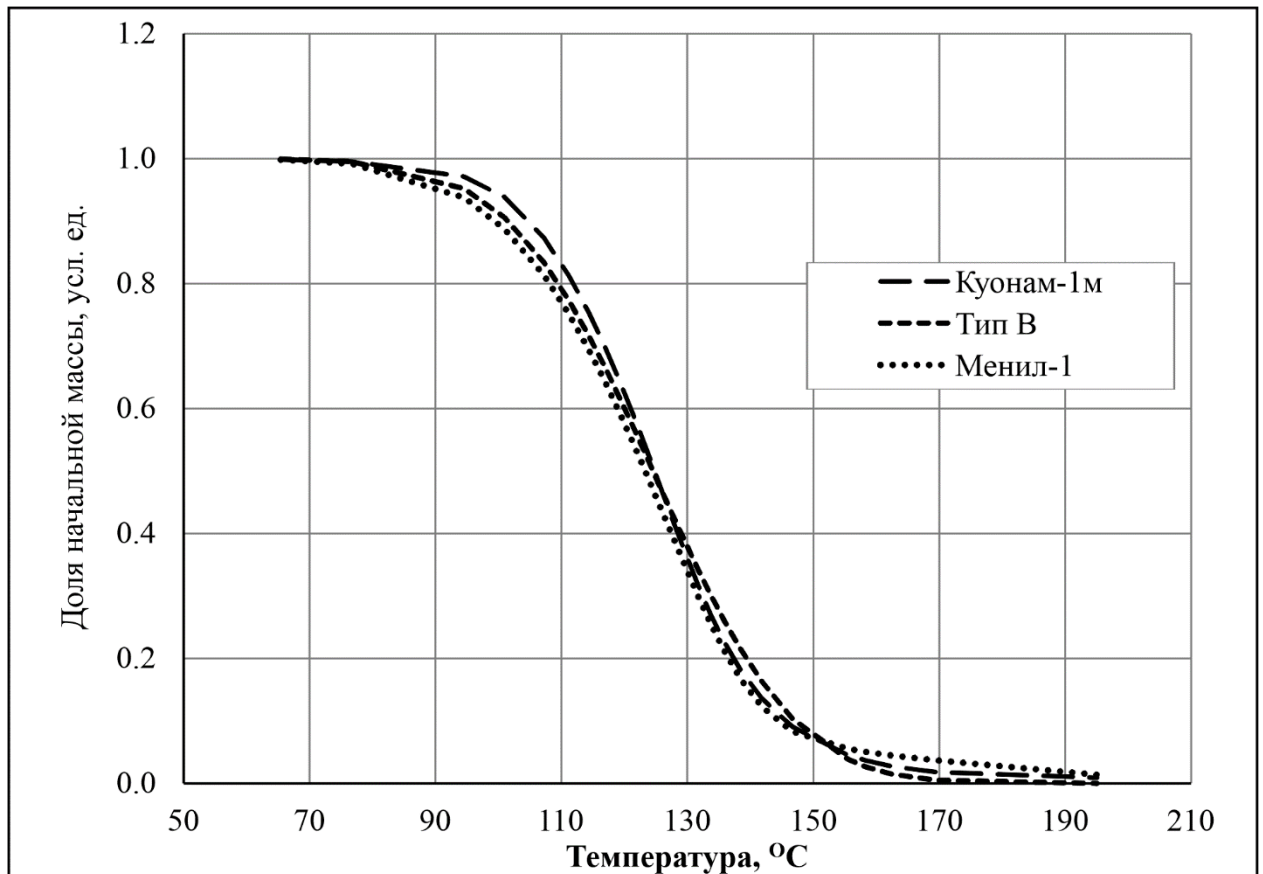


Рисунок 4.9. Динамика реализации генерационного потенциала керогена кинетических типов: Менил-1, Тип В и Куонам-1м [Бурштейн и др., 2024].

При оценке фазового состава продуктов катагенеза аквагенного ОВ куонамской свиты и ее аналогов учитывались принималось, что в ходе первичной термодеструкции генерируются преимущественно жидкие продукты (нефть), а основной объем газообразных продуктов образуется в следствии их вторичного крекинга [Конторович и др., 2021]. Термический крекинг жидких УВ описывается одной реакцией первого порядка с энергией активации 57 ккал/моль и частотным фактором $3 \times 10^{14} \text{ с}^{-1}$.

Так как в рамках рассматриваемой модели осадочного чехла Курейской синеклизы на дотрапповый период моделирование процессов миграции носило бы заведомо спекулятивный характер, далее рассматривалось два предельных сценария возможного развития потенциальных нефтегазовых систем, связанных с куонамской НГПТ:

1. Большая часть продуктов первичной генерации мигрирует в термические условия, гарантирующие их сохранность по крайней мере до периода развития интенсивного траппового магматизма. В этом случае основная масса продуктов генерации куонамской НГПТ на дотрапповый период будет представлена жидкими УВ.
2. Генерируемые жидкие продукты не мигрируют из НГПТ и при дальнейшем погружении и нагрев испытывают вторичный термокрекинг с образованием газа и обуглероженного остатка.

Соотношение этих сценариев при текущей изученности объекта исследований оценить невозможно. Естественно предположить, что в реальности реализовывался некоторый промежуточный сценарий.

Как уже отмечалось выше (раздел «Температурная модель») основной целью одномерного моделирования является оценка возможных масштабов теплового поля осадочного чехла Курейской синеклизы в дотрапповый период.

Моделирование выполнялось на базе структурно-литологических моделей скважин: Чириндинская-271, Ледянская-3, Фокинская-225, Нижнеимбакская-219 (Рисунок 5.1).

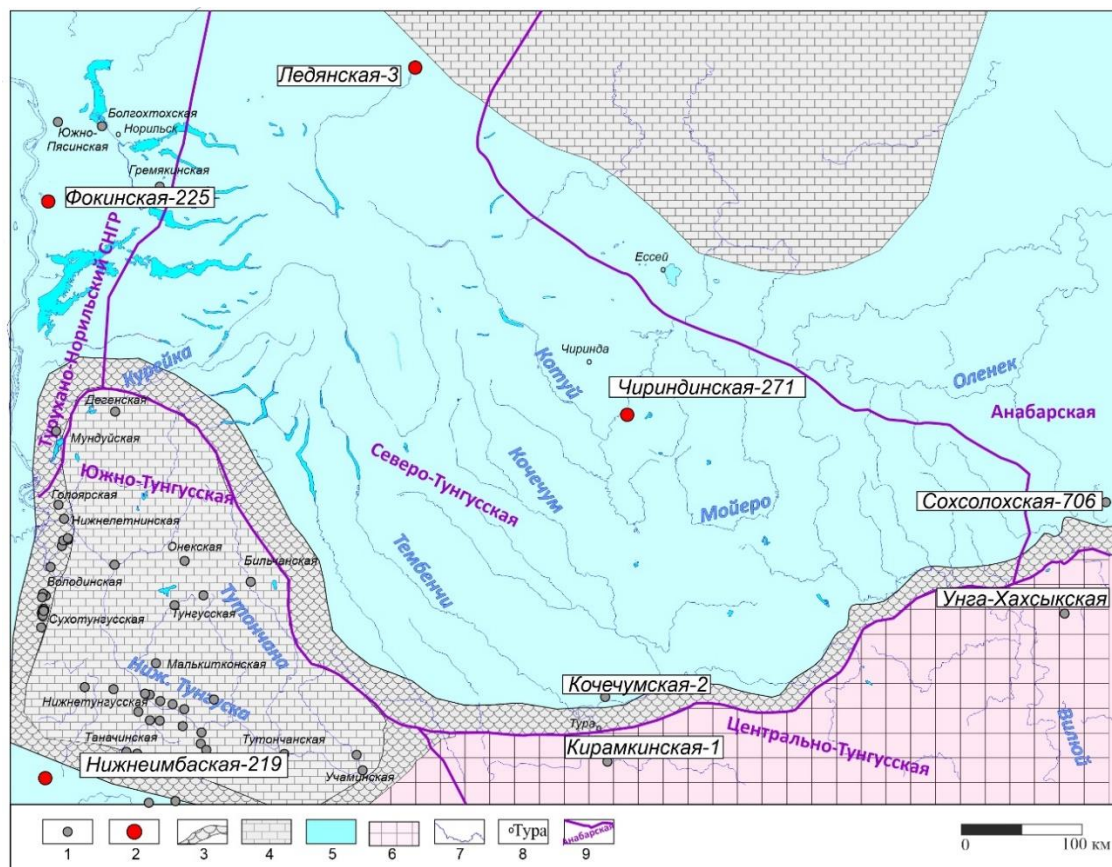


Рисунок 5.1 Обзорная карта центральной части Курейской синеклизы

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – скважины, по которым выполнено 1D – моделирование, 3 – ниже-среднекембрийский рифогенный пояс, 4 – карбонатные платформы, 5 – ниже-среднекембрийское море, 6 – солеродный бассейн, 7 – гидросеть, 8 – населенные пункты, 9 – элементы нефтегазогеологического районирования

Принципы построения структурно-литологической модели детально изложены в разделе 4.1. Ниже проиллюстрированы параметры структурно-литологических моделей данных скважин (табл. 5.1-5.4).

По результатам лабораторных определений [Соболев и др., 2010] элементного и группового состава битумоидов в породах ниже-среднекембрийского возраста скв. Нижнеимбакская-219 уровень катагенеза ОВ отвечает грациям АК (по шкале Конторовича [Конторович, 1976]). Катагенез ОВ в разрезе скв. Чириндинская-271 преобразовано с той же интенсивностью [Дивина и др., 1996б; Выделение зон..., 2015ф; Баженова, 2019; Масленников и др., 2021].

Сложная термическая история отложений не позволяет дать оценку уровня зрелости содержащегося в них РОВ на дотрапповый период. Поэтому для построения таких оценок на основе реконструкции температурной истории осадочного чехла были получены расчетные значения отражательной способности витринита, что дало возможность оценить степень катагенеза по шкале Конторовича [Конторович, 1976]. Результаты представлены на Рисунках 5.2-5.5).

В разрезе скв. Фокинская-225 в дотрапповый период отложения рифея, венда и кембрия достигли максимальных температур порядка 150 °С (рис 5.2). Породы рифея достигли температур 100 °С в венде, 150 °С в конце кембрия. Вендские образования прогрелись температур 100 °С 520 млн лет назад, в раннем кембрии и затем прогрелись до 150 °С 470 млн лет назад, в ордовике. Отложения кембрия достигли температуры 100 °С в силурийское время, а к девону прогрелись до 150 °С. Расчетные значения отражательной способности витринита в рифейских и вендских отложений в дотрапповый период составляют более 2 %, что соответствует градации АК₁ по шкале Конторовича. Значение этого расчетного параметра в отложениях кембрия составляет от 0,8 до 1,55, что соответствует грациям МК₁² и МК₂-МК₃¹.

Таблица 5.1 Общие характеристики разреза скважины Ледянская-3

Комплекс*	Время формирования (млн л)		Глубина (м)		Масштабы размыва (м)	продолжительность	Мощность	М/млн лет	Литологический состав, %					
	Начало	Конец	Кровля	Подошва					аргилиты	алевролиты	песчаники	мергели	известняки	доломиты
<i>Четвертичный (+ неоген и палеоген)</i>	65	0	0	164		65	164	3	25	25	50			
<i>Нижняя юра - верхний мел</i>	200	65			600	135	600	4	40	30	30			
<i>Пермско-триасовый</i>	299	200	164	237		99	73	1	<i>туфы 80, туффиты 20</i>					
<i>Среднекаменноугольно-верхнекаменноугольный</i>	318	299	237	375		19	138	7	50	5	45			
<i>Нижнекаменноугольный</i>	359	318			400	41	400	10	5				50	45
<i>Верхнедевонский</i>	385	359	375	425		26	50	2					70	30
<i>Среднедевонский</i>	392	385	425	520		7	95	14					100	
<i>Среднедевонский</i>	397	392			30	5	30	6					100	
<i>Нижнедевонский</i>	416	397	520	607		19	87	5					20	80
<i>Верхнесилурийский</i>	423	416	607	688		7	81	12						100
<i>Нижнесилурийский</i>	444	423	688	890		21	202	10					80	20
<i>Позднеордовикский</i>	461	444			100	17	100	6		5	5			90
<i>Среднеордовикский</i>	472	461	688	1002		11	314	29	60	10	10			20
<i>Нижнеордовикский</i>	490	472	1010	1475		18	465	26	5					95
<i>Кембрийский</i>	542	490	1475	2955		52	1480	28	10					90
<i>Вендский</i>	650	560	2955	3195		90	240	3	5	5	5			85
<i>Рифейский</i>	1650	650	3195	3669		1000	474	0					50	50

Таблица 5.2. Общие характеристики разреза скважины Фокинская-225

Комплекс*	Время формирования (млн лет)		Глубина (м)		Масштабы размыва (м)	продолжительность	Мощность	М/млн.лет	Литологический состав, %					
	Начало	Конец	Кровля	Подощва					аргилиты	алевролиты	песчаники	мергели	известняки	доломиты
<i>Четвертичный (+ неоген и палеоген)</i>	65	0	0	690		65	690	11	25	25	50			
Нижний триас - верхний мел	245	65			800	180	800	4	40	30	30			
<i>Среднекаменноугольный-верхнепермский</i>	318	251	690	1318		67	628	9	30	20	50			
Нижнекаменноугольный	359	318			400	41	400	10	5				50	45
<i>Верхнедевонский</i>	385	359	1318	1471		26	153	6	10				20	70
<i>Среднедевонский</i>	397	385	1471	1665		12	194	16	20					80
<i>Нижнедевонский</i>	416	397	1665	1887		19	222	12	20				20	60
<i>Силурийский</i>	444	416	1887	2487		28	600	21	50				50	
<i>Ордовикский</i>	490	444	2487	3707		46	1220	27		5	5			90
<i>Кембрийский</i>	542	490	3707	5187		52	1480	28	10					90
<i>Вендский</i>	650	560	5187	5427		90	240	3	5	5	5			85
<i>Рифейский</i>	1650	650	5427	5901		1000	474	0					50	50

* названия комплексов отражают преимущественный предполагаемый возраст

Таблица 5.3 Общие характеристики разреза скважины Чириндинская-271

Комплекс*	Время формирования, млн лет		Глубина, м		Масштабы размыва (м)	Продолжительность	Мощность	М/млн.лет	Литологический состав, %						
	Начало	Конец	Кровля	Подошва					аргилиты	алевролиты	песчаники	мергели	известняки	доломиты	проверка
<i>Четвертичный</i>	65	0	0	32			32				100				100
<i>Верхнесилурийский</i>	423	65													
<i>Нижнесилурийский</i>	444	423	32	81			49		80			20			100
<i>Верхнеордовикский</i>	446	444													
<i>Верхнеордовикский</i>	461	446	81	223			142		15				75	10	100
<i>Среднеордовикский</i>	472	461	223	465			242			35	30	35			100
<i>Нижнеордовикский</i>	490	472	465	1154			689				15	25	60		100
<i>Средне-верхнекембрийский</i>	504	490	1154	4364			3210								
<i>Куонамская</i>	514	504	4364	4466											
<i>Нижнекембрийский</i>	542	490	4466	5519			1053		20				80		100
<i>Вендский</i>	650	542	5211	6782		108	1571		5	5	5			85	100
<i>Рифейский</i>	1650	650	6782	12830		1000	5218						50	50	100

Таблица 5.4 Общие характеристики разреза скважины Нижнеимбаская-219

Комплекс*	Время формирования, млн лет		Глубина, м		Масштабы размыва (м)	Продолжительность	Мощность	Литологический состав, %						
	начало	конец	кровля	подошва				аргилиты	алевролиты	песчаники	мергели	известняки	доломиты	проверка
<i>Четвертичные</i>	65	0	0	42			42			100				100
<i>Каменноугольно-пермский</i>	358	250	8	42			34	80			20			100
<i>Девонский</i>	423	358	42	258			216	40				45	15	100
<i>Одровикско-силурийский</i>	490	446	258	602			344			15	25	60		100
<i>Средне-верхнекембрийский</i>	504	490	602	2313			1711	5			15	30	50	100
<i>Куонамская</i>	514	504	2313	2362			49	20				80		100
<i>Нижнекембрийский</i>	542	490	2362	3972			1610					20	80	100
<i>Вендский</i>	650	542	3972	4600		108	628	5	5	5			85	100
<i>Рифейский</i>	1650	650	4600	5500		1000	900					50	50	100

В разрезе скв. Ледянская-3 в дотрапповое время отложения рифея и венда достигли температуры 150°C. Отложения кембрия испытали нагрев более чем на 100°C 420-450 млн лет назад (поздний ордовик) (Рисунок 5.3 А). Расчетный уровень катагенеза ОВ кембрия на дотрапповый период отвечает градациям $МК_1^1$ - $МК_1^2$ ($R_o=0,5-0,85$ %).

В разрезе скважины Нижнеимбакская-219 отложения рифея и венда достигли температур 100°C к концу перми. Отложения нижнего-среднего кембрия в дотрапповый период прогрелись до 70°C (Рисунок 5.4).

По результатам моделирования погружения и катагенеза пород в разрезе скважины Нижнеимбакская-219, отложения рифея достигли стадии катагенеза $МК_2$ к началу перми. Более молодые отложения венда и кембрия на дотрапповый период не подверглись значительному преобразованию и остались на стадии ПК (Рисунок 5.4 Б).

В разрезе скважины Чириндинская-271 в дотрапповое время отложения рифея достигли температур 250 °C, венда - 150°C. Породы нижнего-среднего кембрия прогрелись до 100 °C. Отложения верхнего кембрия достигли температур 50 °C (Рисунок 5.5). Расчетная степень катагенеза пород рифея на дотрапповый период соответствует подэтапу АК, венда – $МК_2$ - $МК_3$, кембрия – $МК_1^1$ - $МК_2$. (5.5).

Выполненное моделирование позволяет заключить, что средний температурный градиент в осадочном чехле Курейской синеклизы в дотрапповый период достигал 25-45 °C/км, и в среднем составлял 35 °C/км (Рисунок 5.6, 5.7). Эти оценки используются в дальнейшем при трехмерном моделировании (Глава 6).

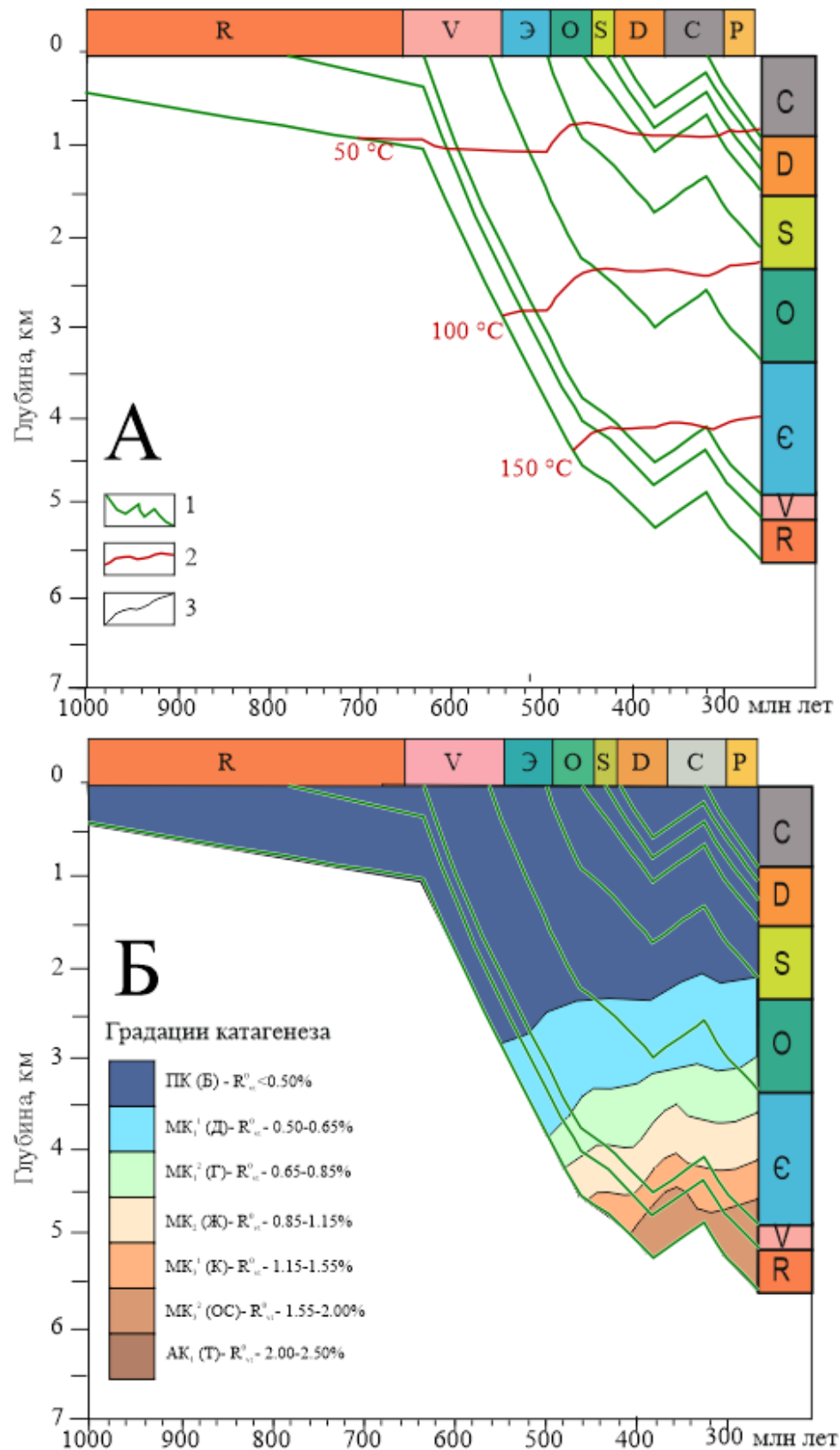


Рисунок 5.2. История погружения пород и созревания РОВ в разрезе скв.

Фокинская-225 в дотрапповый период

Условные обозначения: 1 – кривые погружения; 2 – изотермы, 3 – изореспленды

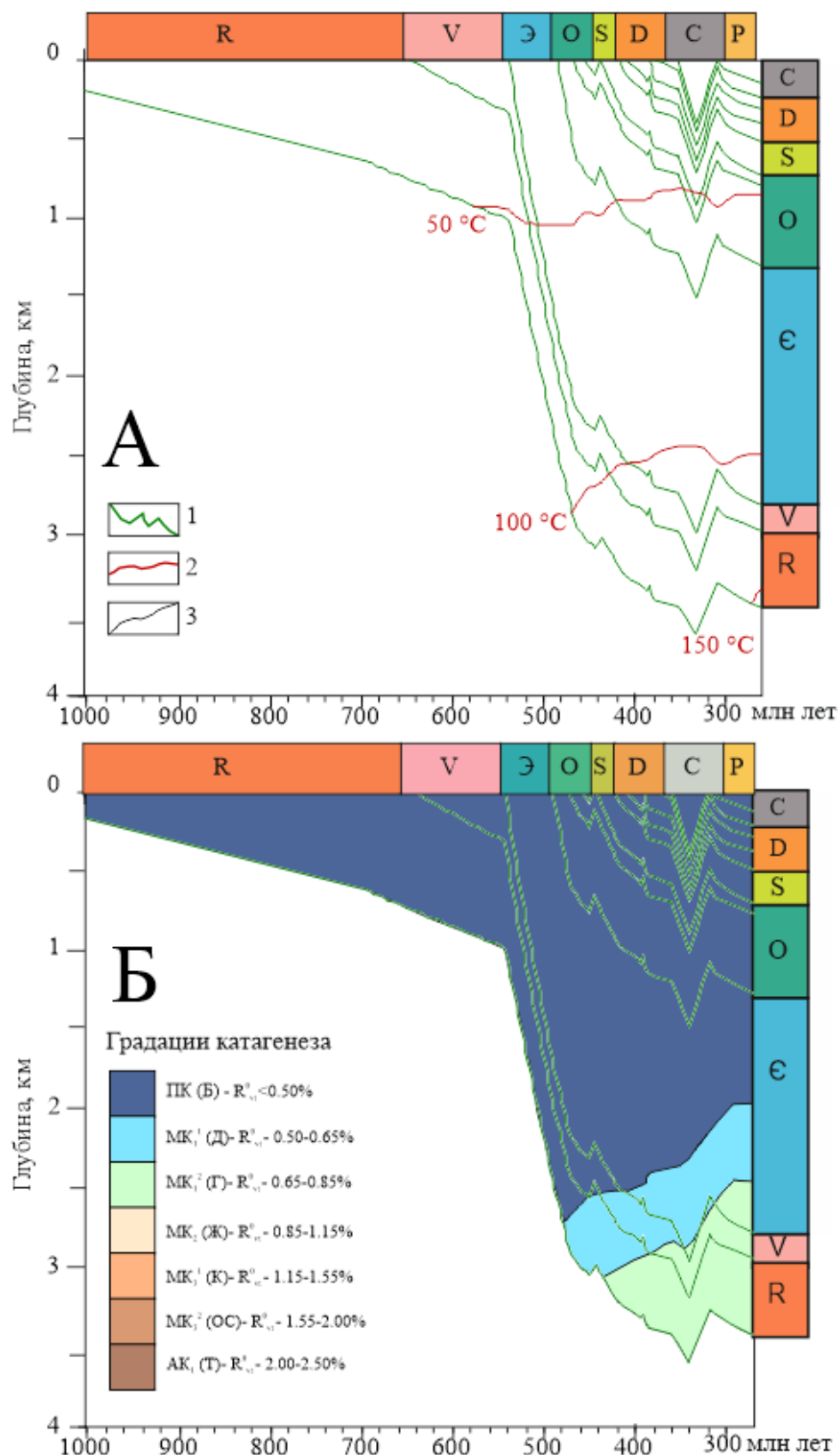


Рисунок 5.3. История погружения и А – прогрева, Б - катагенеза пород в разрезе скв. Ледянская-3 по данным результатам одномерного моделирования; (Условные обозначения см. на рисунке 5.2)

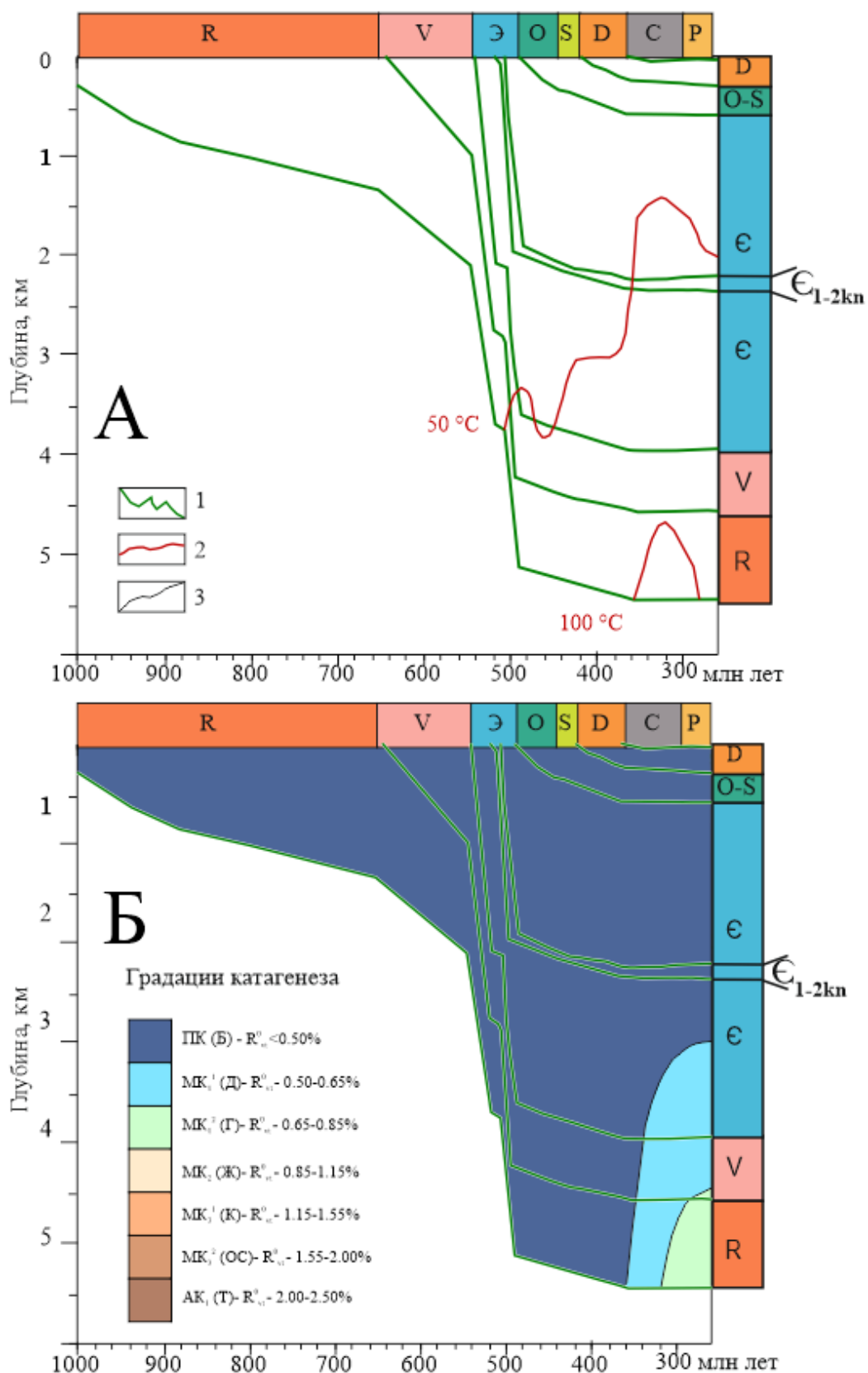


Рисунок 5.4 История погружения и А – прогрева Б – катагенеза пород в разрезе скважины Нижнеимбакская-219 на дотрапповый период.;

(Условные обозначения см. на рисунке 5.2)

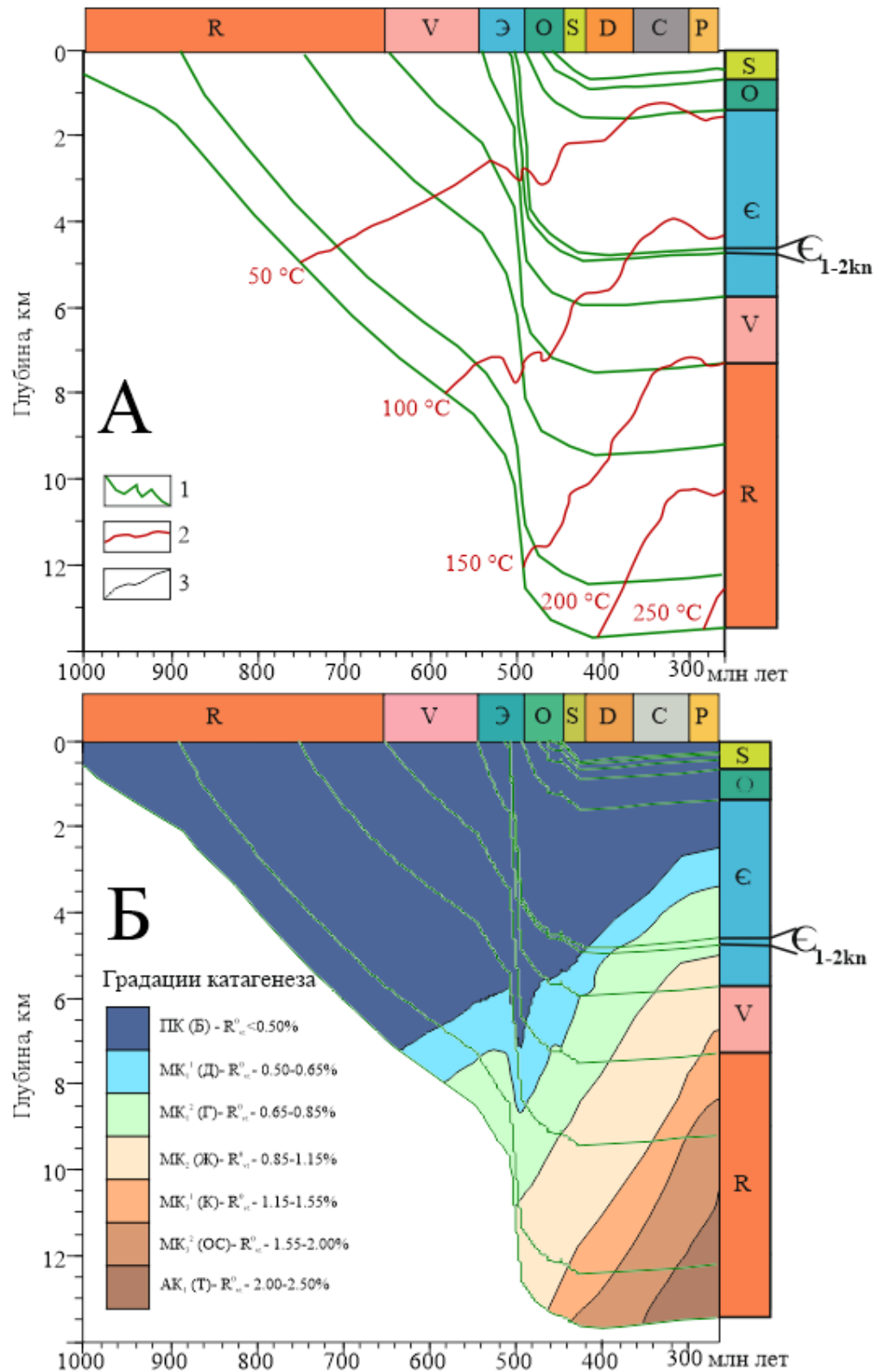


Рисунок 5.5 История погружения и А – прогрева, Б- катагенеза пород в разрезе скважины Чириндинская 271 на дотрапповый период;(Условные обозначения см. на рисунке 5.2)

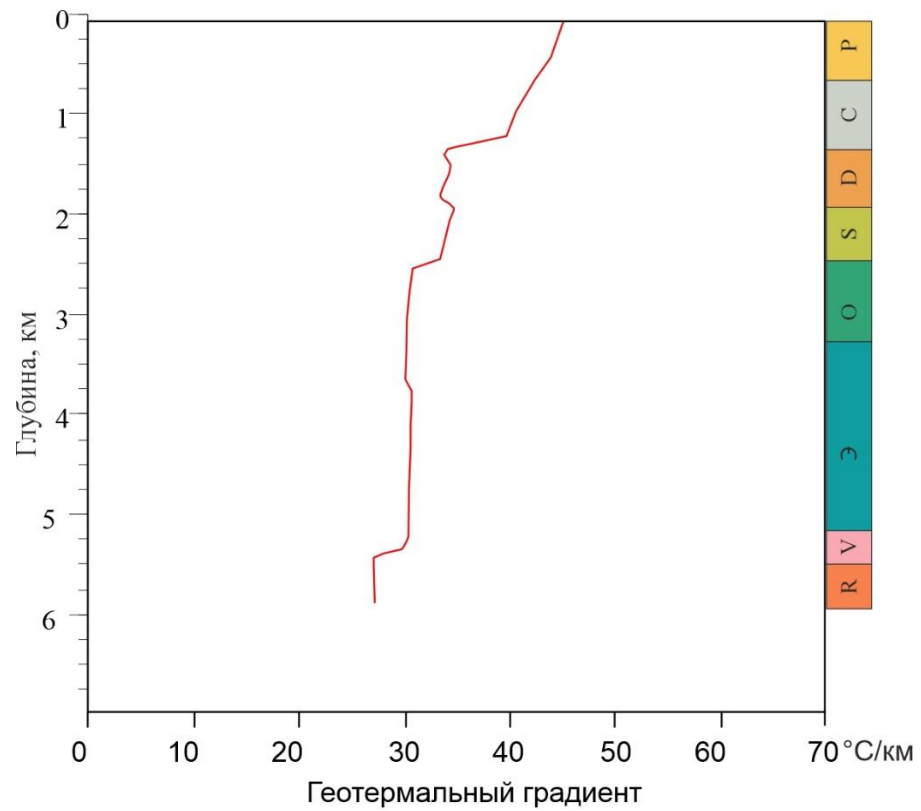


Рисунок 5.6 Расчетный геотермальный градиент в разрезе скв. Чириндинская-271 в конце дотраппового периода

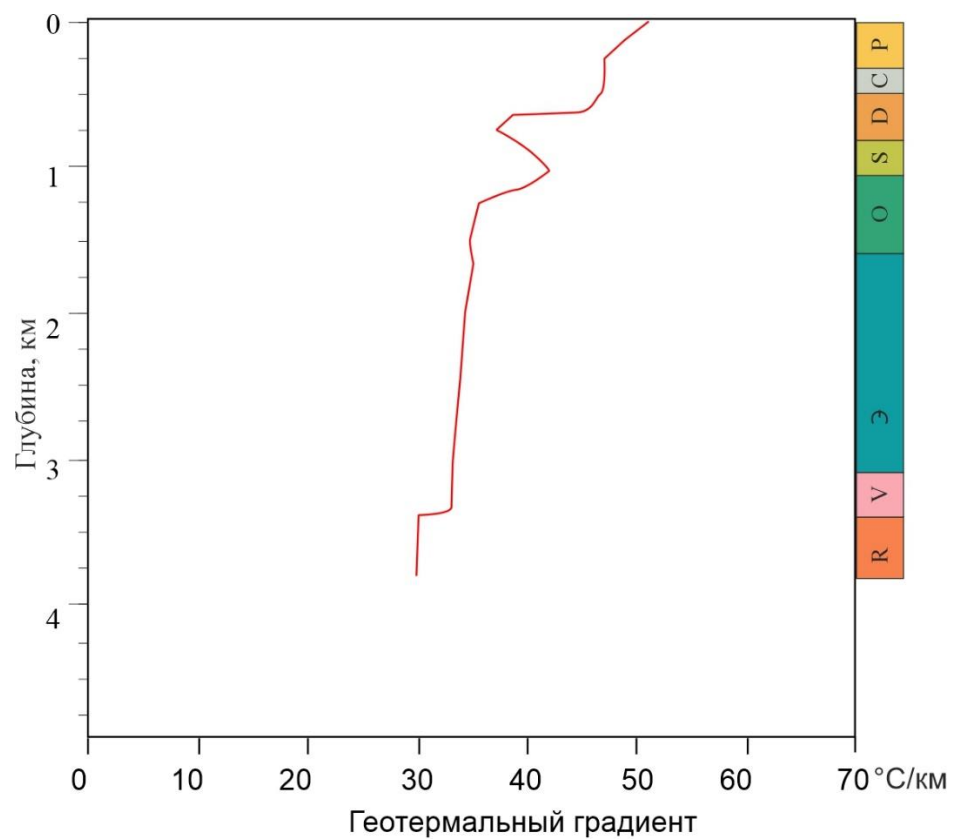


Рисунок 5.7 Расчетный геотермальный градиент в разрезе скв. Ледянская-3 в конце дотраппового периода

Глава 6

Трехмерные модели истории погружения, прогрева осадочного чехла и генерации углеводородов в куонамском комплексе Курейской синеклизы на дотрапповый период

6.1 Палеотемпературные реконструкции

На основе результатов одномерного моделирования (Глава 5) [Ярославцева, Бурштейн, 2022; Ярославцева, Носков, 2021] определен диапазон предполагаемых геотермальных градиентов в недрах Курейской синеклизы на дотрапповый период. В соответствии с этим многовариантные палеотемпературные реконструкции выполнены для осадочного чехла Курейской синеклизы при трех средних температурных градиентах 35, 40, 45 °С/км.

При численной реконструкции истории генерации нефти и газа в некоторой НГПТ и невозможности адекватно оценить масштабы миграции продуктов существуют две возможные, в некотором смысле предельные, схемы описания истории генерации. В первом случае допускается, что в главную фазу нефтеобразования большая их часть мигрирует из НГПТ в зоны с термическими условиями, исключаяющими их вторичный крекинг под воздействием возрастающих температур. Фазовый состав продуктов генерации зависит от типа керогена [Тиссо, Вельте, 1981]. Керогены куонамско комплекса, как известно [Бурштейн и др. 2024], относятся ко второму типу и генерируют преимущественно жидкие УВ [Конторович, Бурштейн, Лившиц, 2021].

При втором сценарии жидкие продукты генерации не эмигрируют из НГПТ и при дальнейшем погружении и нагреве испытывают вторичные преобразования – термический крекинг. При этом образуются газообразные УВ и инертный обуглероженный остаток – кокс. Было принято, что термический крекинг нефти можно описать одной реакцией первого порядка с энергией активации 57 ккал/моль и частотным фактором $3 \cdot 10^{18} \text{ с}^{-1}$. Эти значения используются по умолчанию для моделирования вторичного крекинга в СБМ TemisFlow.

Вероятно, в естественных условиях реализовывался некоторый промежуточный между приведенными выше сценарий. Часть жидких продуктов генерации мигрировала из очагов генерации и могла формировать скопления нефти. Оставшиеся же в НГПТ жидкие УВ разрушались и образовывали дополнительные количества газообразных УВ. При современной изученности невозможно оценить, в каких пропорциях эти процессы реализовывались в куонамском комплексе.

Со сделанными выше оговорками для куонамского нефтегазогенерирующего комплекса было реализовано фактически 6 сценариев динамики генерации нефти и газа на дотрапповый период. В силу особенностей используемой модели керогена образование раннекатагенного газа не оценивалось.

Эволюция структурного плана кровли куонамского комплекса на территории исследований рассматривалась выше в разделе 4.1 «Структурная модель». Пример реконструкции (при градиенте 35 °С/км с шагом 50 млн лет) распределения палеотемператур в куонамском горизонте проиллюстрирован на Рисунках 6.1-6.6. Как следует из выполненных палеоструктурных реконструкций и одномерных моделей, после формирования куонамский комплекс испытал достаточно резкое погружение. Поэтому для интервала поздний кембрий-ранний ордовик временной шаг построений был уменьшен до 25 млн лет.

Согласно выполненным построениям, в раннем ордовике в центральной части Курейской синеклизы куонамский комплекс достиг температур 100-120 °С, а в наиболее прогнутой части – 160 °С (Рисунок 6.2). Дальнейшее погружение в силуре стало причиной прогрева отложений до температур свыше 200 °С, в то же время температуры куонамского комплекса в западной части исследуемого района достигли 160°С (Рисунок 6.3). В раннем девоне и карбоне степень прогрева куонамского комплекса центральной части Курейской синеклизы не претерпела значительных изменений, в то время как погружение и прогрев сместились дальше на северо-запад (Рисунки 6.4, 6.5).

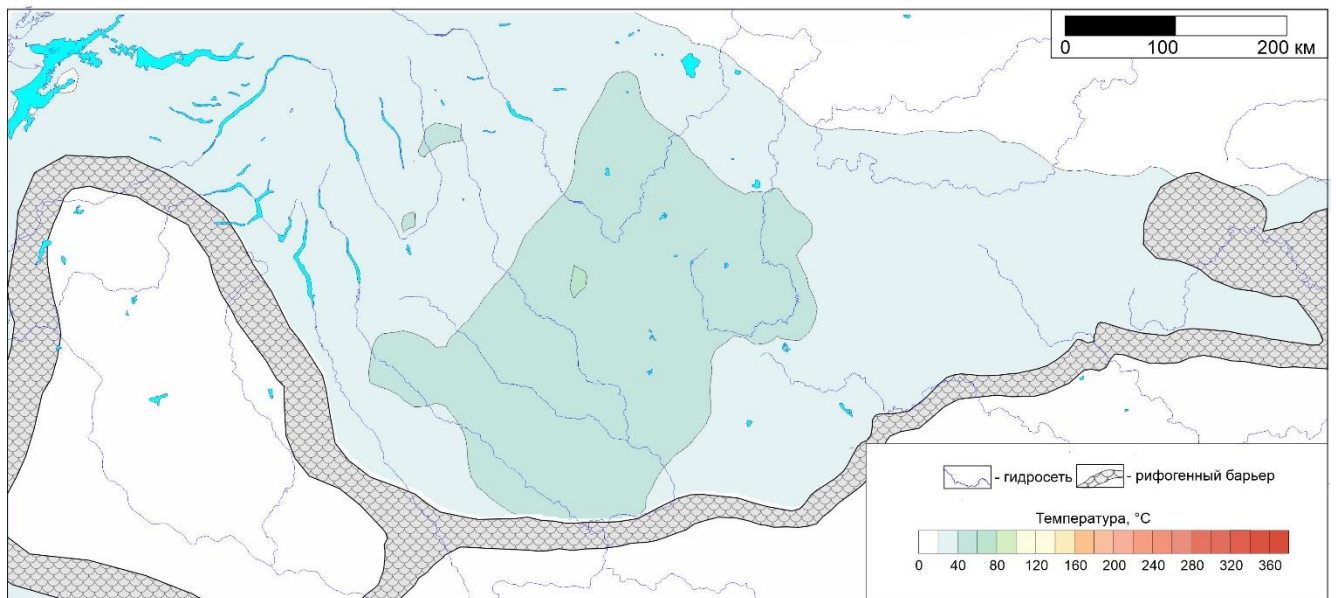


Рисунок 6.1 Схематическая карта распределения палеотемператур
куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$
500 млн лет назад (поздний кембрий)

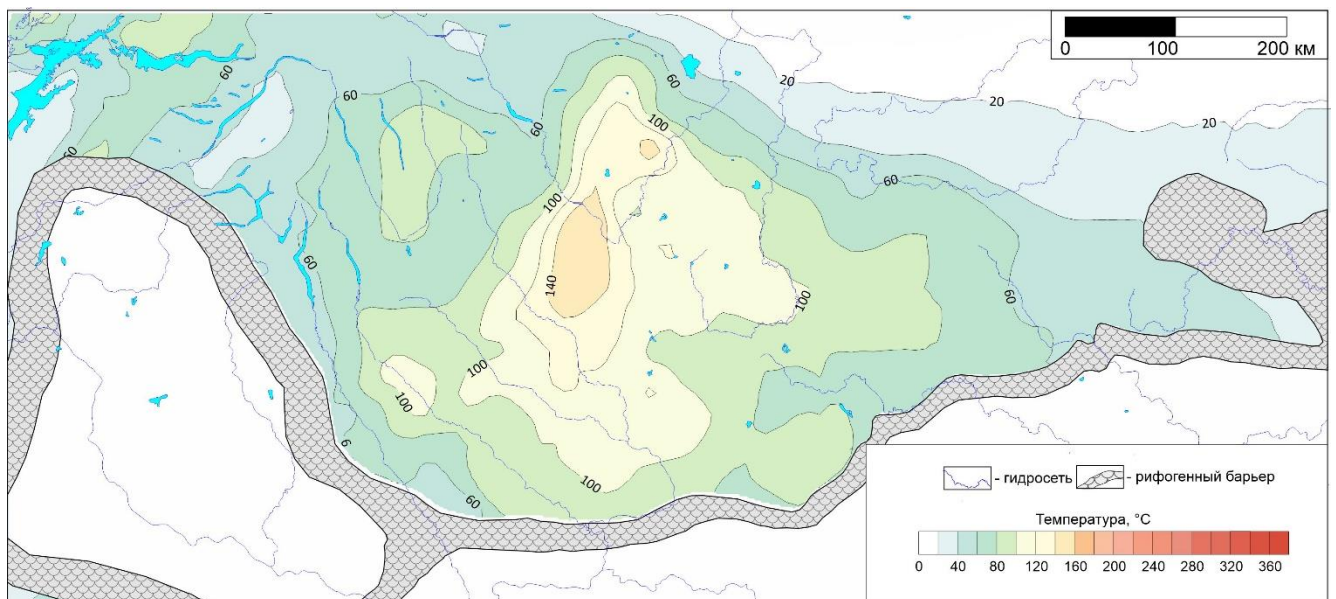


Рисунок 6.2 Схематическая карта распределения палеотемператур
куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$
475 млн лет назад (ранний ордовик)

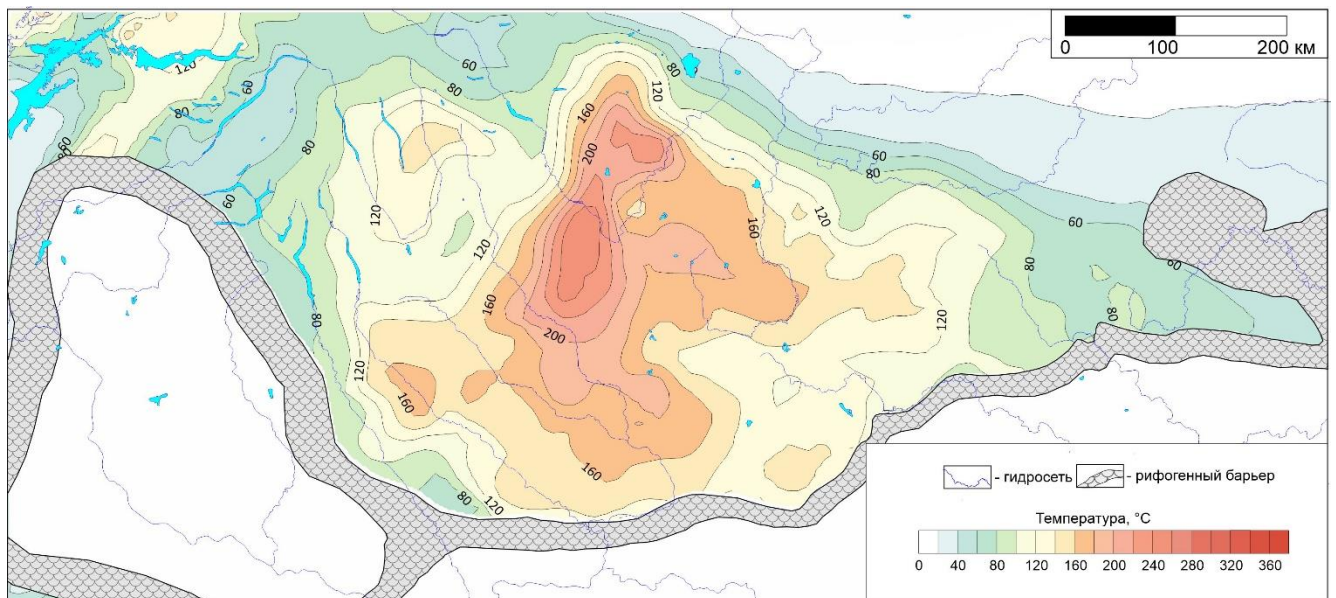


Рисунок 6.3 Схематическая карта распределения палеотемператур
куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$
450 млн лет назад (поздний ордовик)

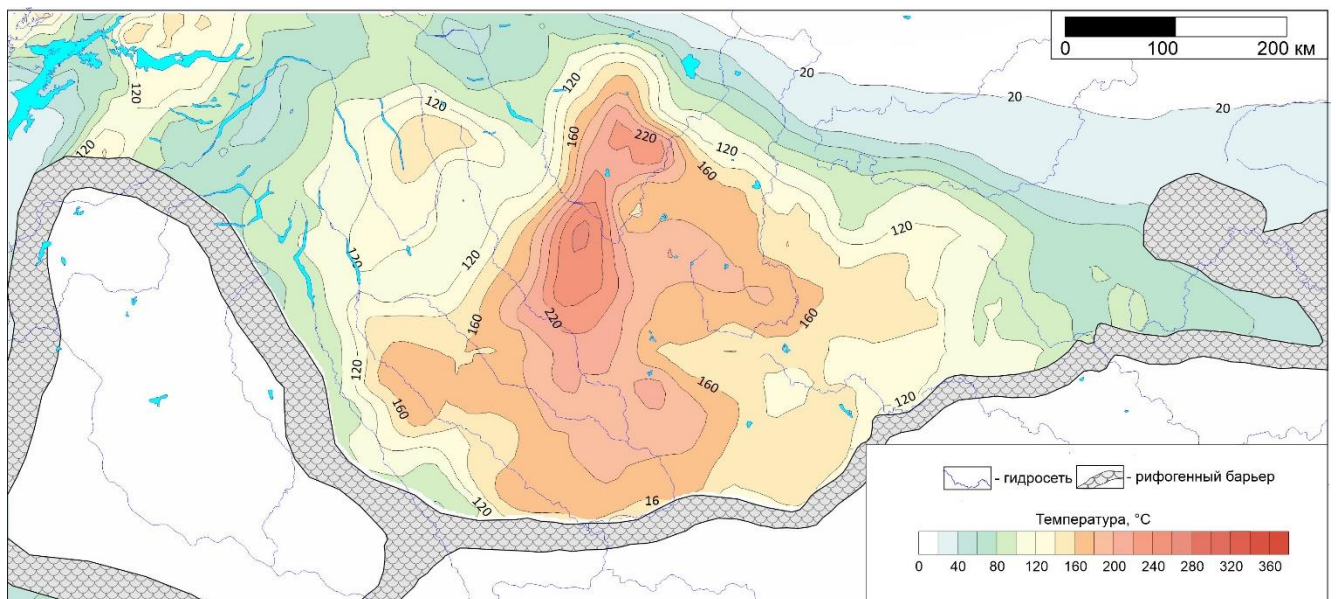


Рисунок 6.4 Схематическая карта распределения палеотемператур
куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$
400 млн лет назад (средний девон)

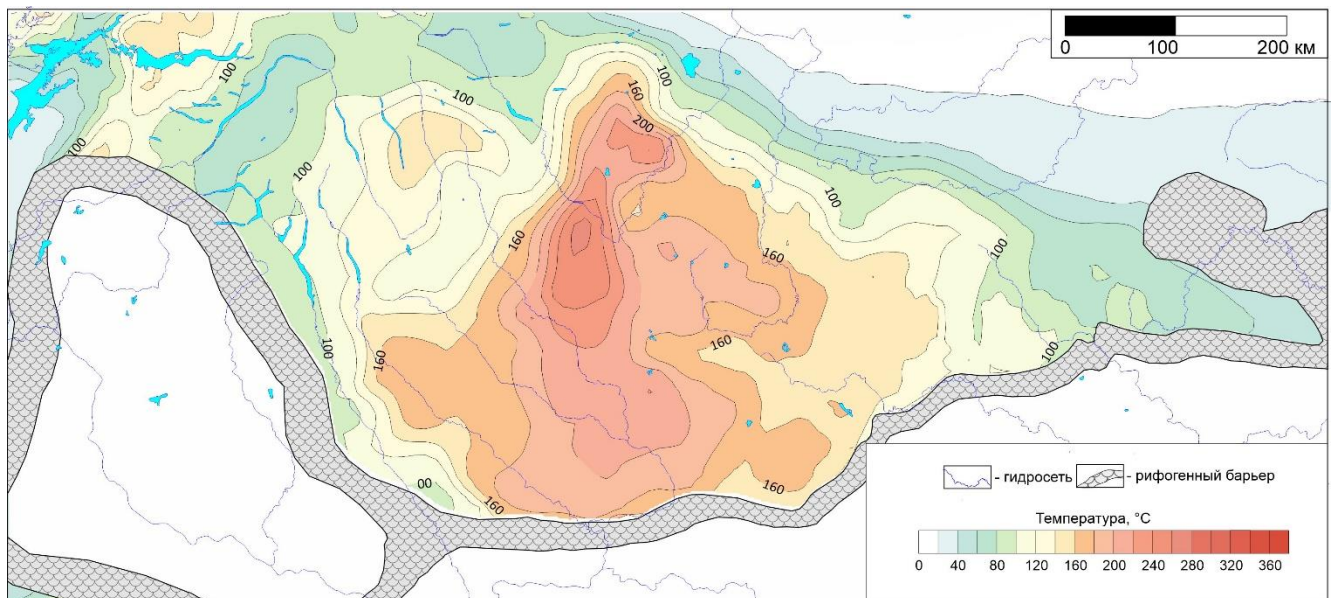


Рисунок 6.5 Схематическая карта распределения палеотемператур куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте 35 C°/км 350 млн лет назад (ранний карбон)

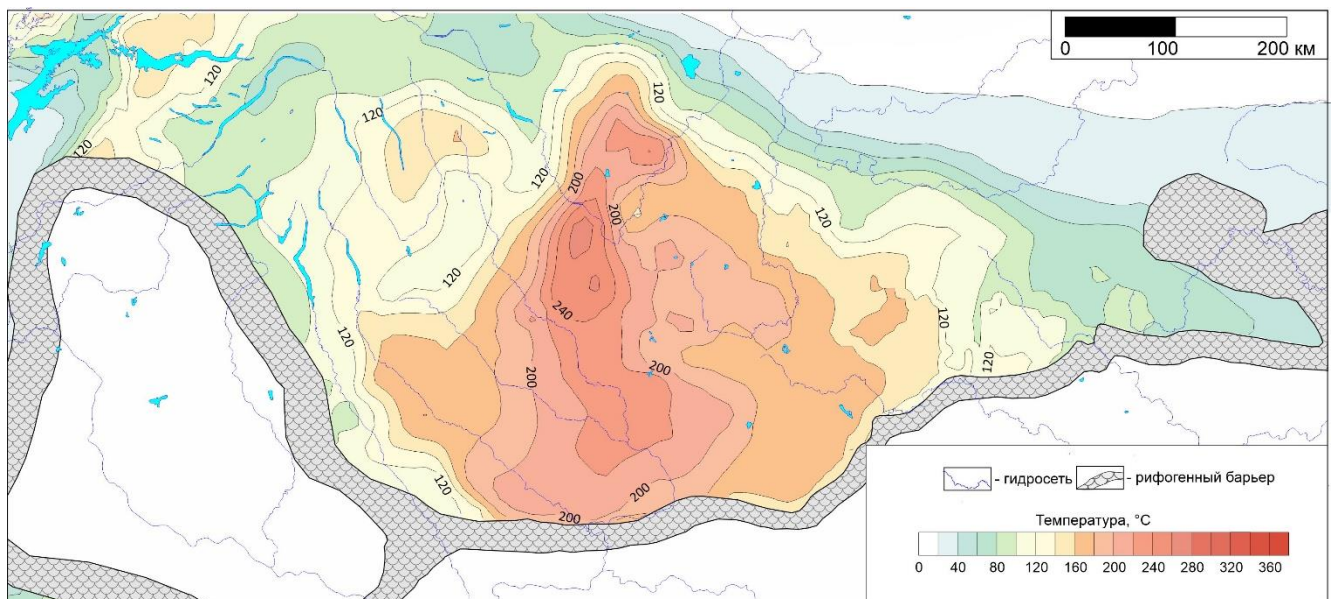


Рисунок 6.6 Схематическая карта распределения палеотемператур куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте 35 C°/км 299 млн лет назад (ранняя пермь)

6.2. Моделирование масштабов и динамики генерации углеводородов

На основе выполненной реконструкции истории погружения и прогрева осадочного чехла Курейской синеклизы и с учетом геохимических параметров ОВ проведено восстановление истории генерации в куонамской НГПТ при градиентах 35, 40, 45 °С/км. Выявлены очаги генерации углеводородов – Туринский в центральной части Курейской синеклизы и Ламско-Хантайский на северо-западе территории. Контуры очагов определены по площади развития ненулевых плотностей генерации в период с позднего кембрия до начала перми.

Под очагами генерации УВ в данной работе понимается часть осадочного чехла, в которой НГПТ достигли достаточного уровня катагенеза и генерировали УВ в значимых объемах. Следует отметить, что в настоящем исследовании учитываются только УВ, сгенерированные куонамской НГПТ. В то же время в ходе длительной геологической истории Курейской синеклизы и в докембрии, и в палеозое неоднократно возникали условия, благоприятные для накопления обогащенных ОВ пород и формирования других НГПТ. Связанные с ними очаги могут иметь инную конфигурацию, чем куонамский [Конторович и др., 1999].

6.2.1. Градиент 35°C/км.

В раннем ордовике степень трансформации керогена куонамского комплекса в центральной части Туринского очага составила до 0,5 на периферии от 0,05 (Рисунок 6.7). В это время в Ламско-Хантайском очаге в наиболее погруженной части K_{tr} достиг 0.3. В конце ордовика в результате интенсивного прогрева отложений Туринском очаге K_{tr} достиг 0,8-1,0 а на перифеии кероген оставался слабопреобразованным (Рисунок 6.8). К концу карбона-началу перми в пределах практически всей площади Туринского очага K_{tr} достиг 1. в Ламско-Хантайском очаге этот параметр на периферии составил 0,1, а в наиболее прогнутой части до 1 (Рисунок 6.11).

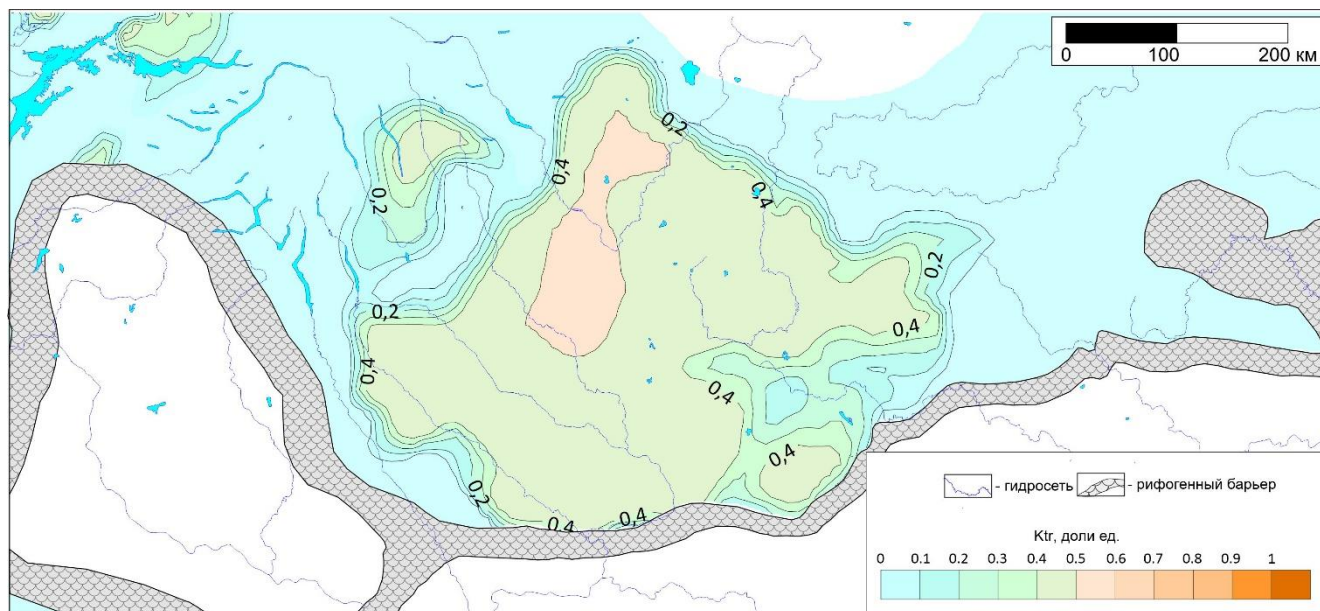


Рисунок 6.7. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте 35°C/км 475 млн лет назад (ранний ордовик)

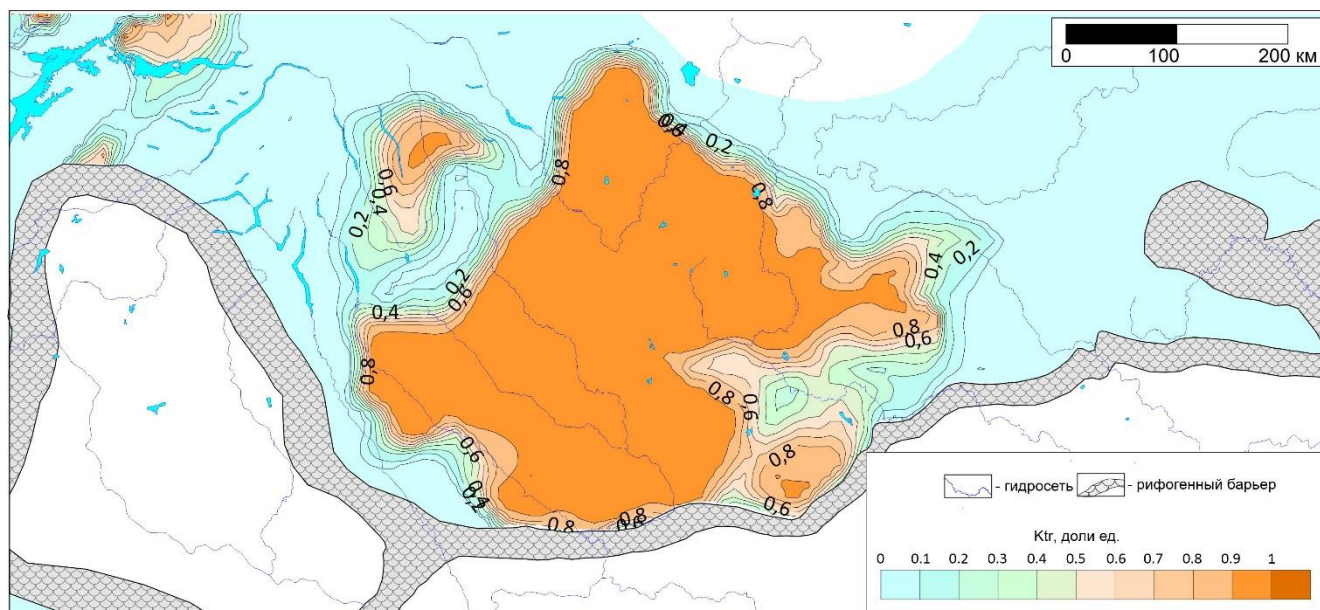


Рисунок 6.8. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

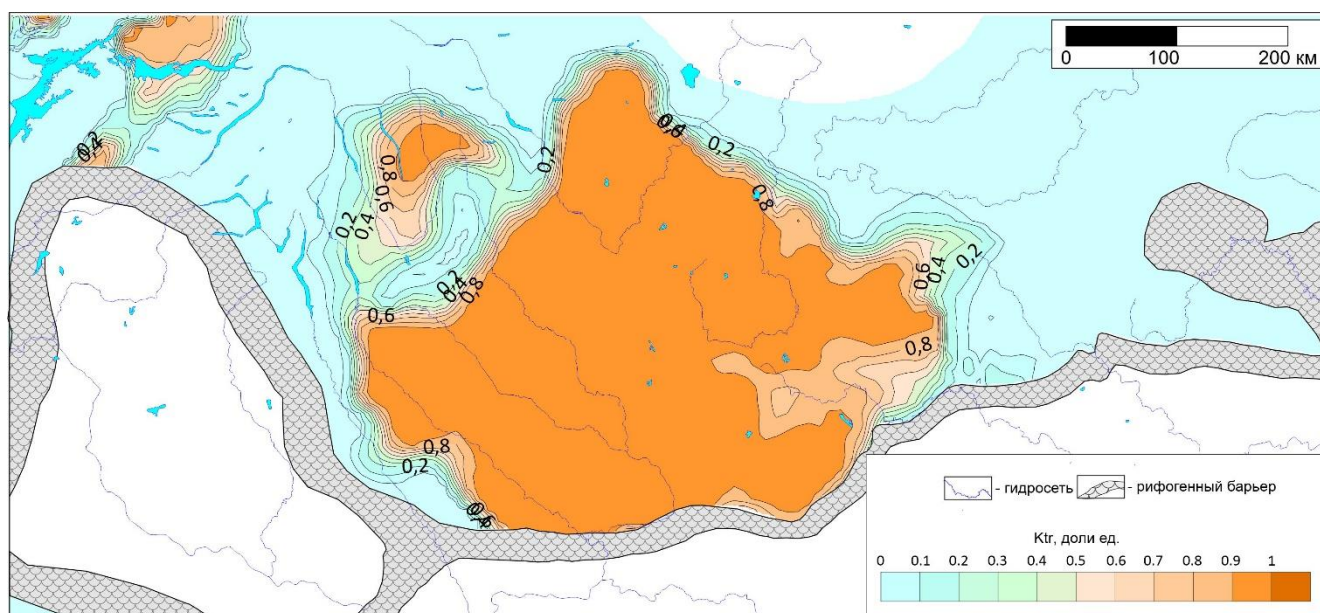


Рисунок 6.9. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

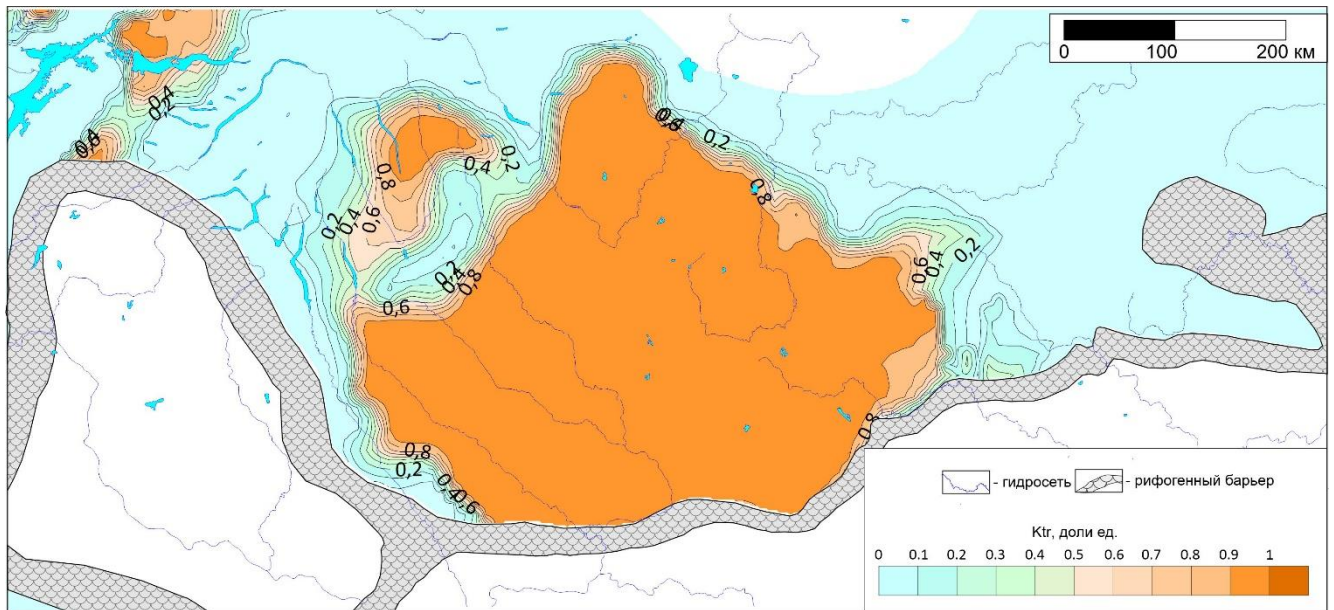


Рисунок 6.10. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

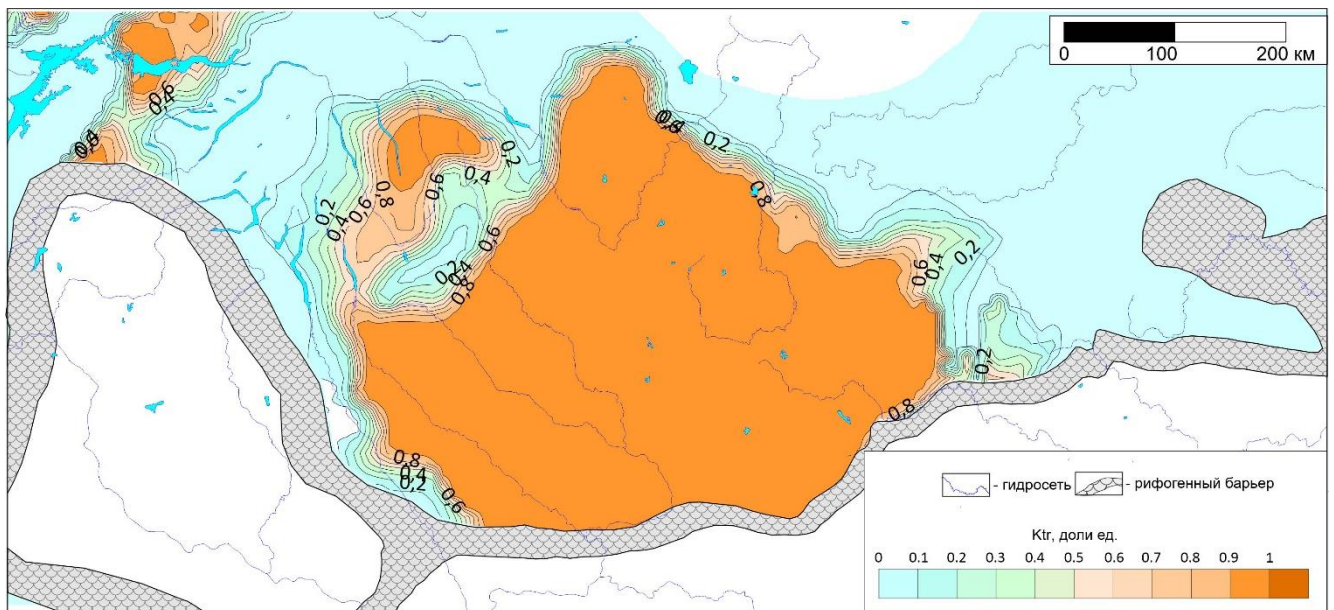


Рисунок 6.11 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

По результатам моделирования динамики и масштабов генерации жидких УВ по первому сценарию, когда сгенерированная нефть полностью мигрирует из НГПТ, в центральной части Туринского очага в раннем ордовике плотности генерации достигают 2-2,8 млн т/км² в центральной части и 0,2 млн т/км² на периферии (Рисунок 6.12). В это время в пределах Ламско-Хантайского очага так же происходит генерация углеводородов с масштабами до 0,4-0,8 млн т/км². В конце ордовика, 450 млн лет назад в центральной части Туринского очага достигнут пик генерации УВ, в это время плотности генерации составили до 5,8 млн т/км², при этом на периферии очага – 0,4-1 млн т/км² (Рисунок 6.13). В это время продолжалось развитие Ламско-Хантайского очага, где в наиболее прогнутой части масштабы генерации достигли 1.4 млн т/км². В карбоне в Туринском очаге генерация УВ происходила только на периферии. В это время расширялся контур Ламско-Хантайского очага (Рисунок 6.15). К концу карбона общие плотности генерации в Туринском очаге составили от 0,4-0,8 млн т/км² на периферии до 5,8 млн т/км² в центральной части территории. В Ламско-Хантайском очаге от 0,4 до 2,4 млн т/км² (Рисунок 6.16).

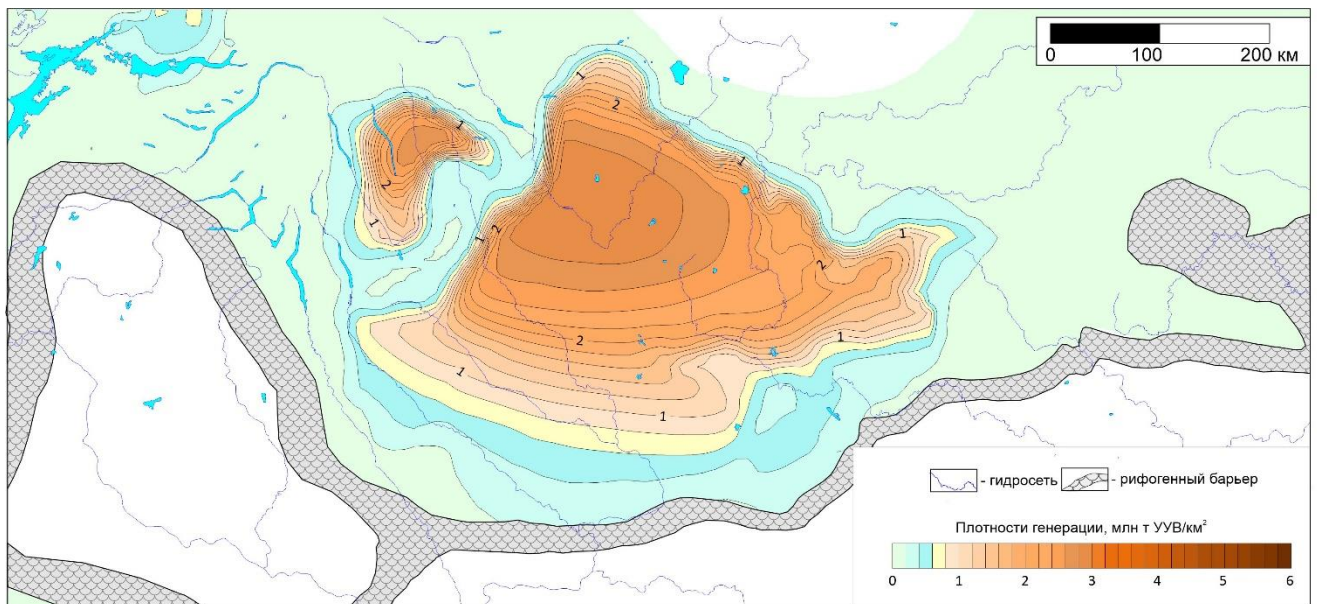


Рисунок 6.12. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

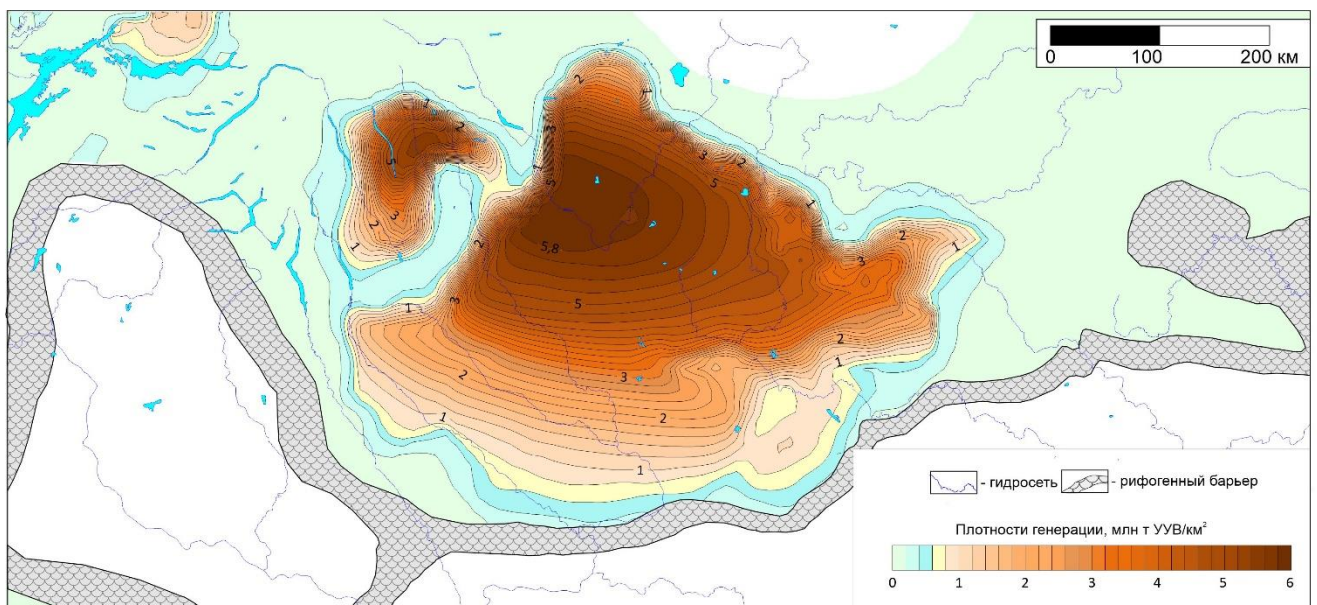


Рисунок 6.13. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

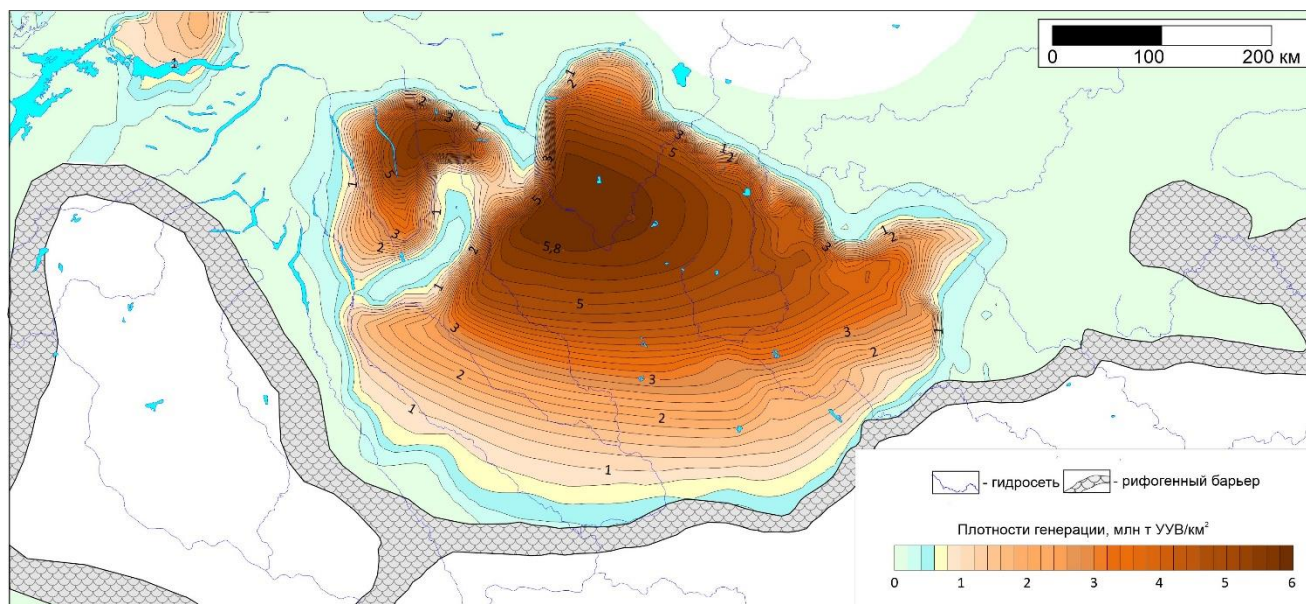


Рисунок 6.14. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (ранний девон)

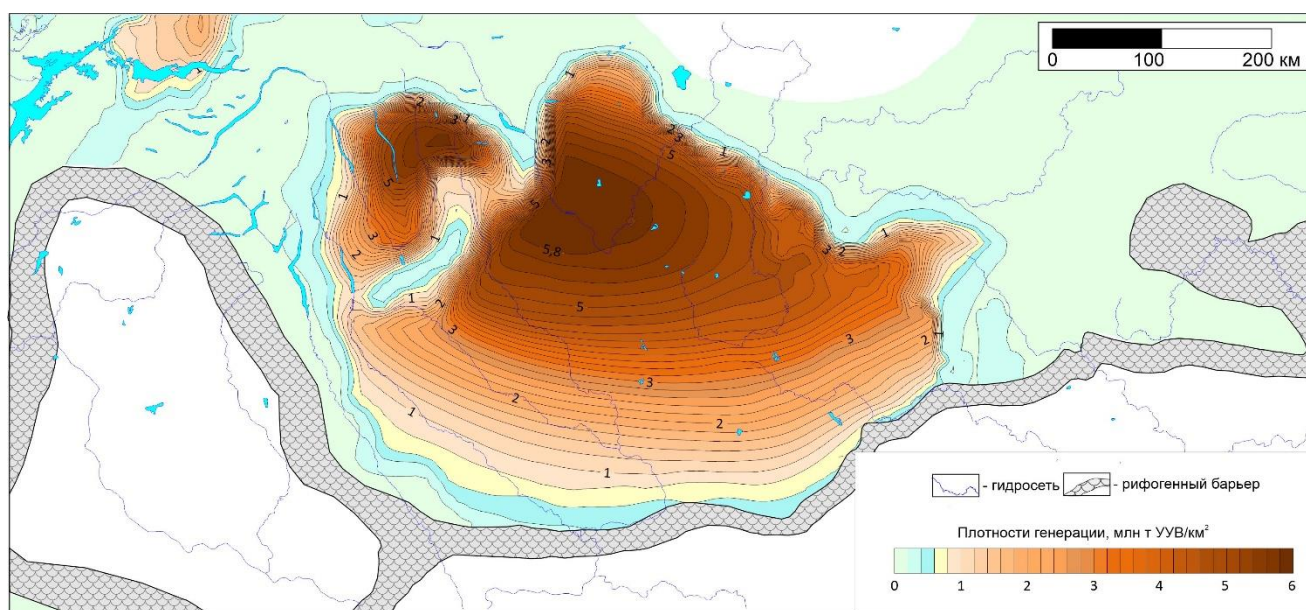


Рисунок 6.15. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

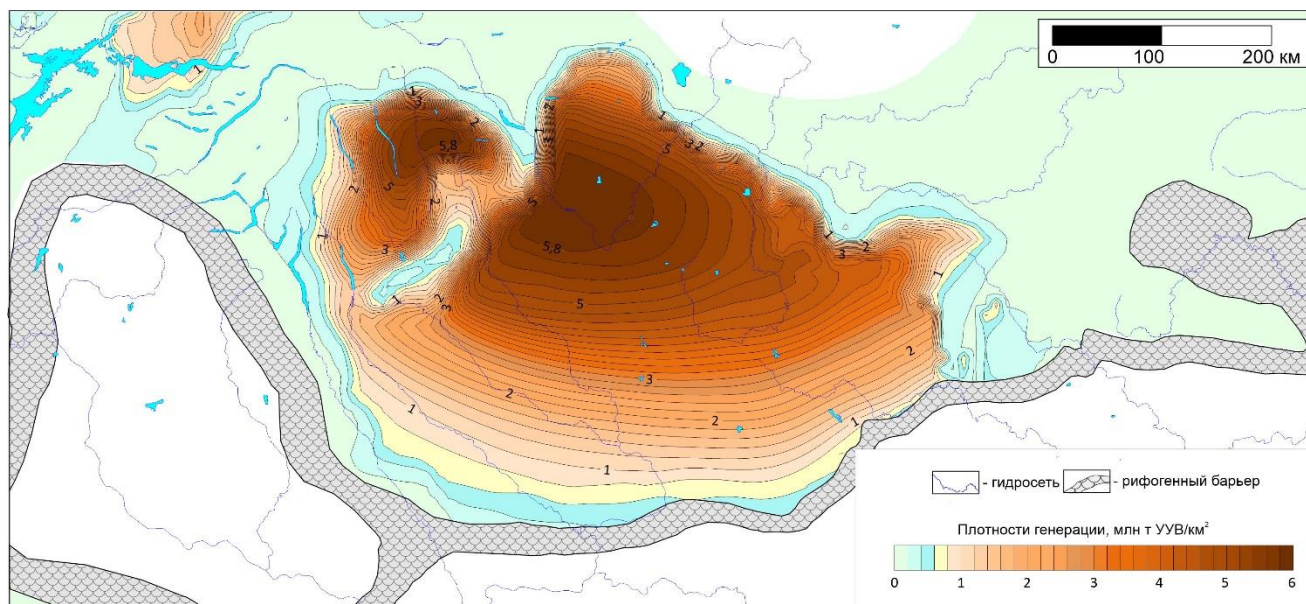


Рисунок 6.16. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

Выполнена реконструкция динамики и масштабов генерации углеводородов по второму сценарию, когда сгенерированная нефть не покидает НГПТ и при дальнейшем нагреве испытывает термический крекинг с образованием газа. В погруженных частях Туринского очага в раннем ордовике сгенерированная нефть претерпела дальнейшие изменения и преобразовалась в газ в масштабах до $1,5 \text{ млрд м}^3/\text{км}^2$. (Рисунок 6.17, 6.22). На периферии очага в это время сгенерировано от 0,4 до 1 млн т нефти / км^2 . В конце ордовика плотности генерации нефти на периферии Туринского очага составили от 0,4-1,2 млн т/ км^2 , масштабы генерации газа в центральной части очага составили 2-3 млн т УУВ/ км^2 (Рисунок 6.18, Рисунок 6.23). В Ламско-Хантайском до $1,6 \text{ млрд м}^3/\text{км}^2$ газа. В девоне и карбоне продолжалась генерация нефти на периферии Туринского очага и в пределах Ламско-Хантайского очага, в котором сгенерированные жидкие углеводороды при данном градиенте не подверглись термическому изменению (Рисунок 6.19-6.21, 6.24-6.26).

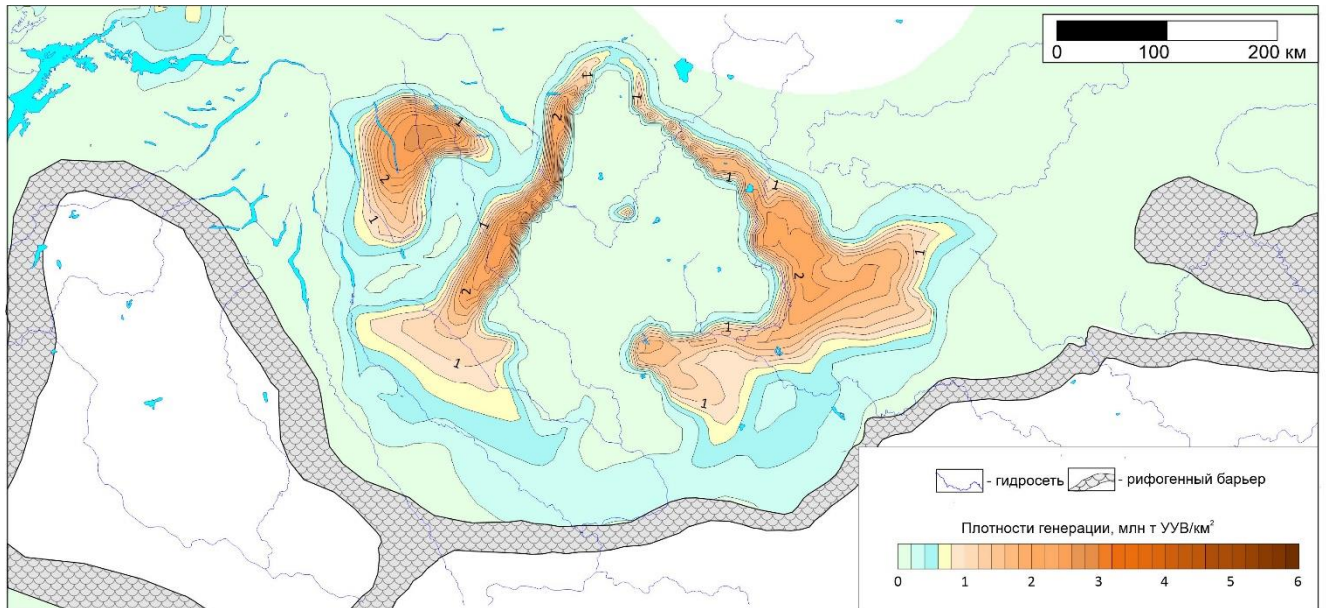


Рисунок 6.17. Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

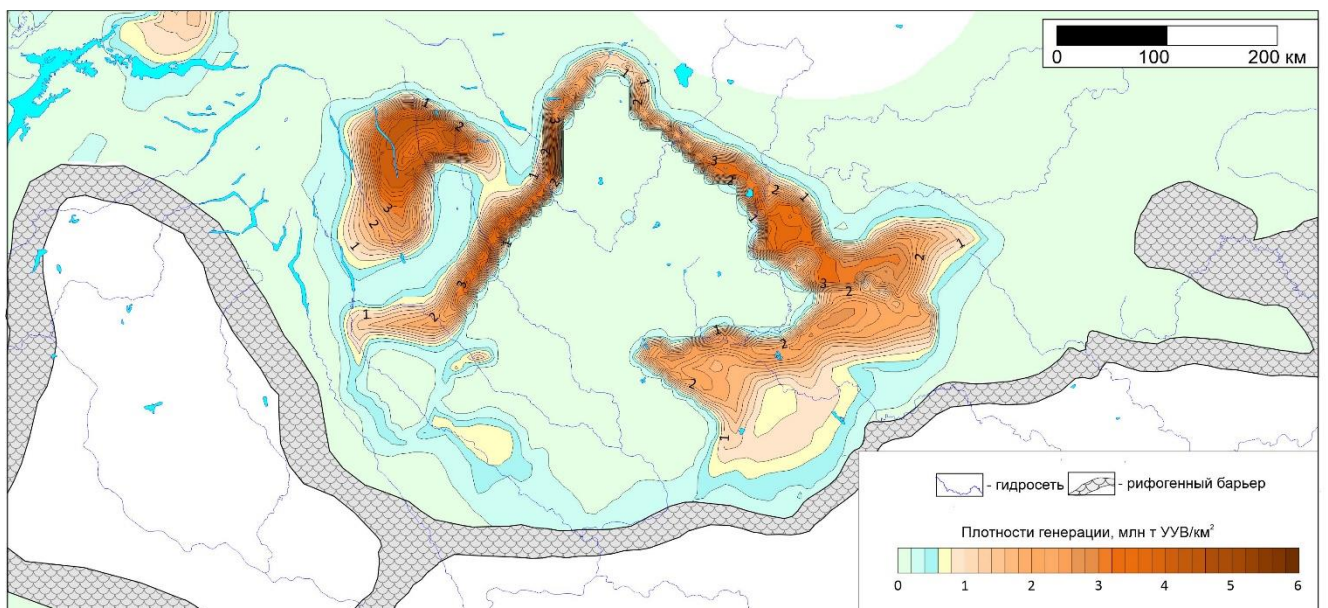


Рисунок 6.18. Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

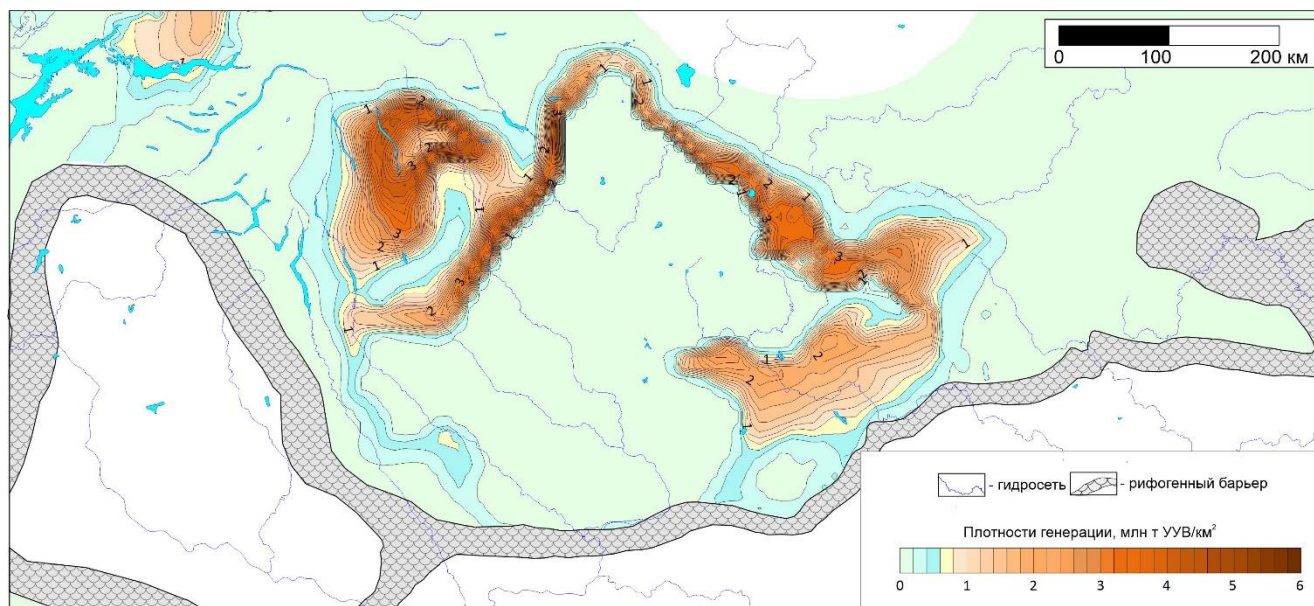


Рисунок 6.19. Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

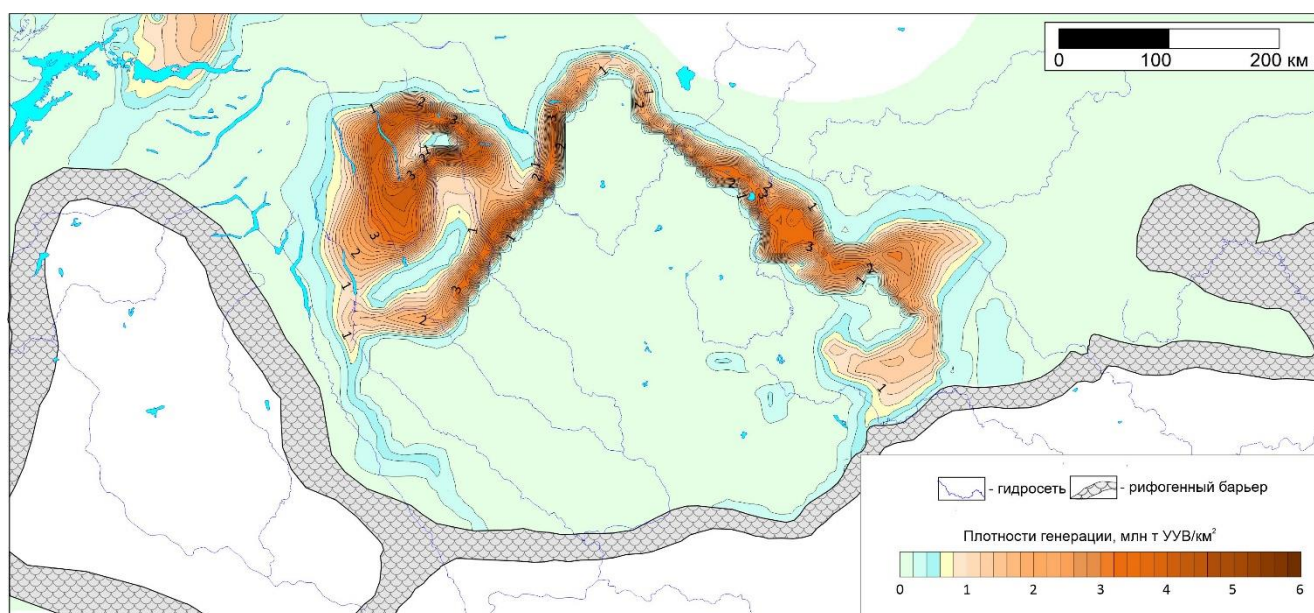


Рисунок 6.20. Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

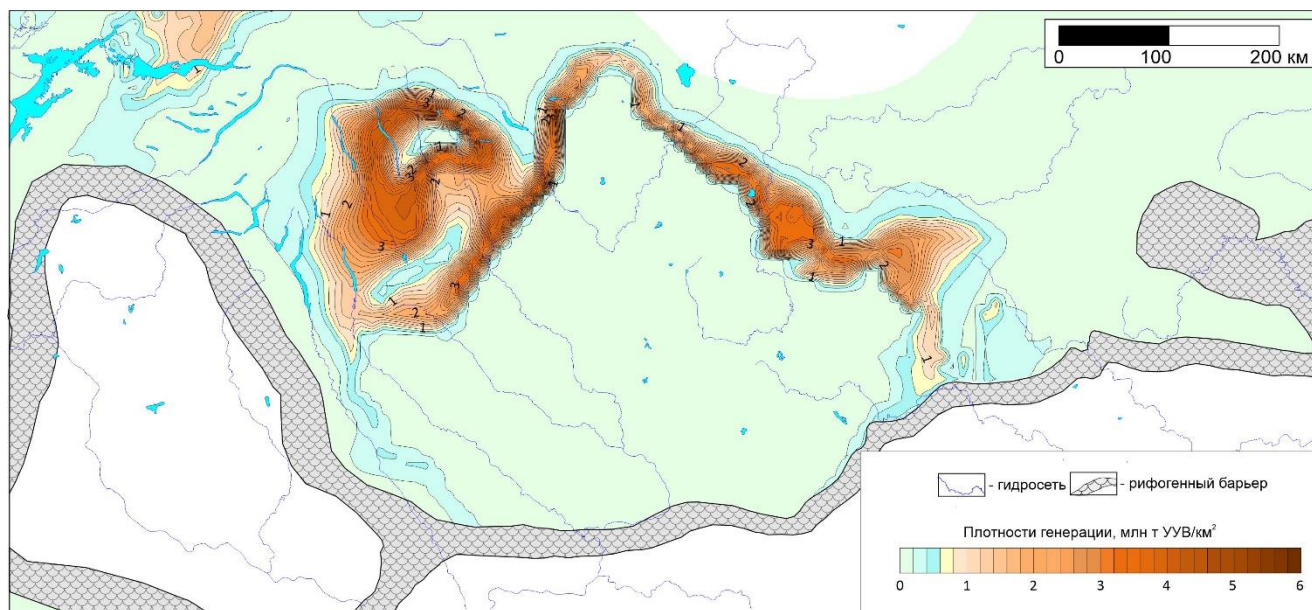


Рисунок 6.21. Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

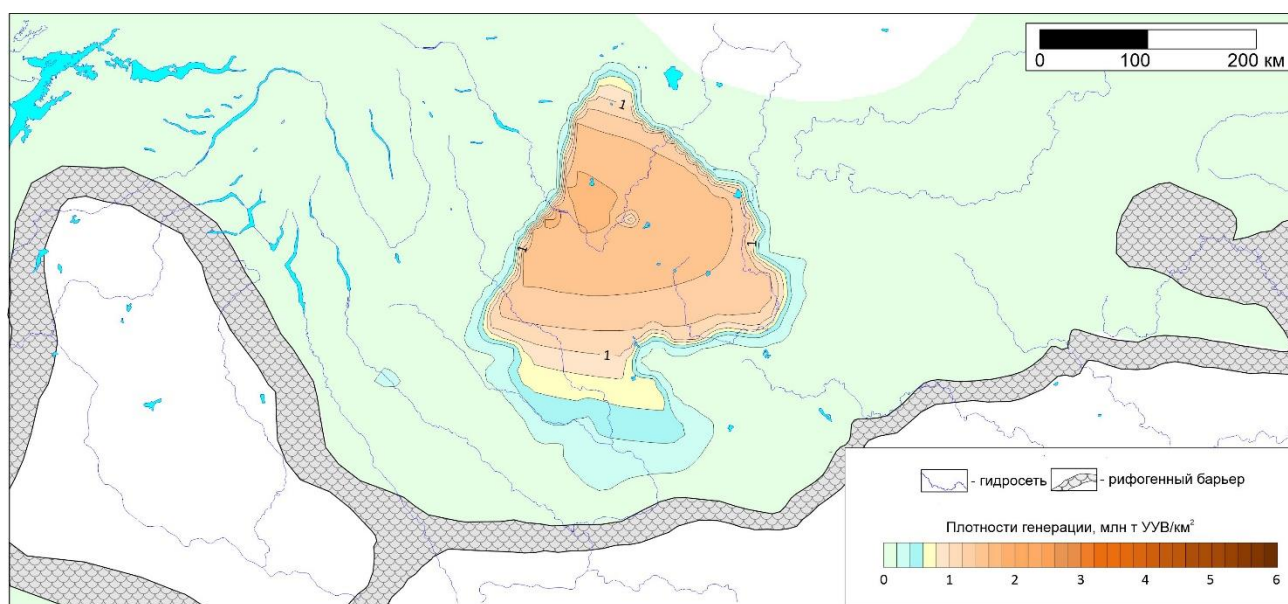


Рисунок 6.22. Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

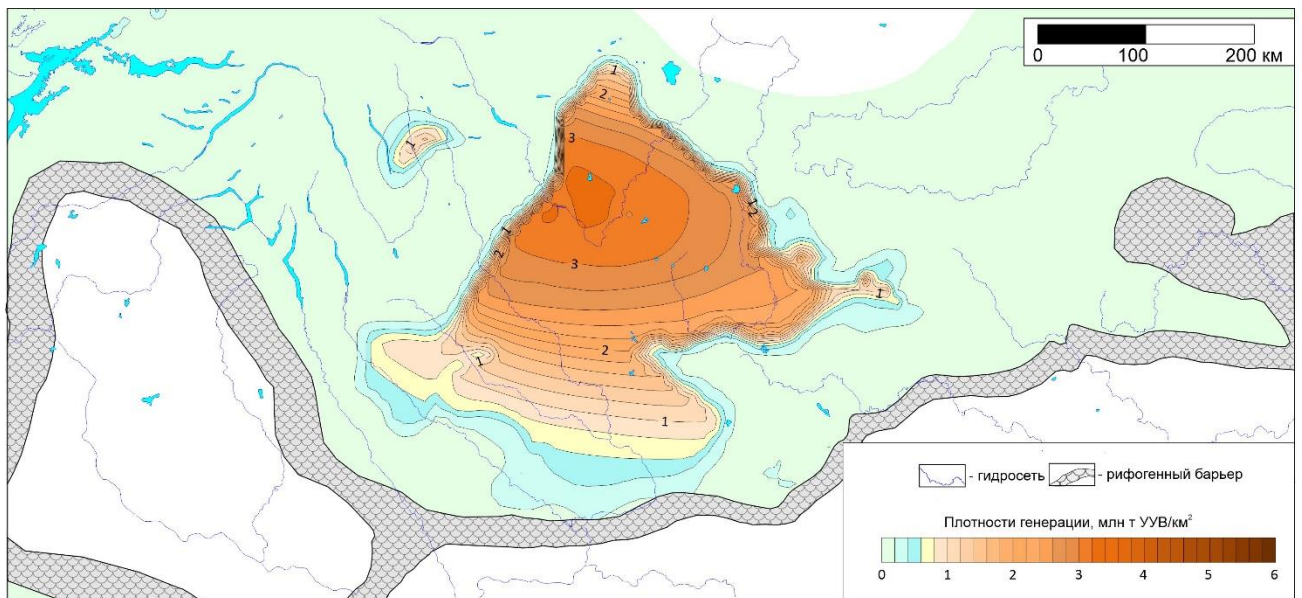


Рисунок 6.23. Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

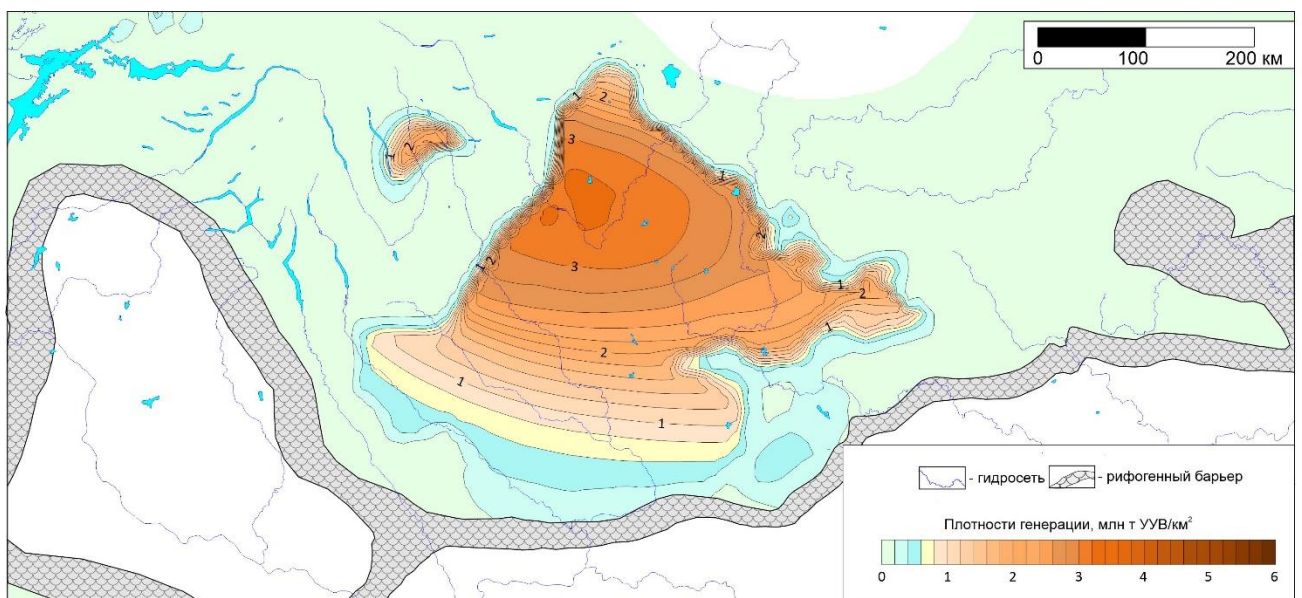


Рисунок 6.24. Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

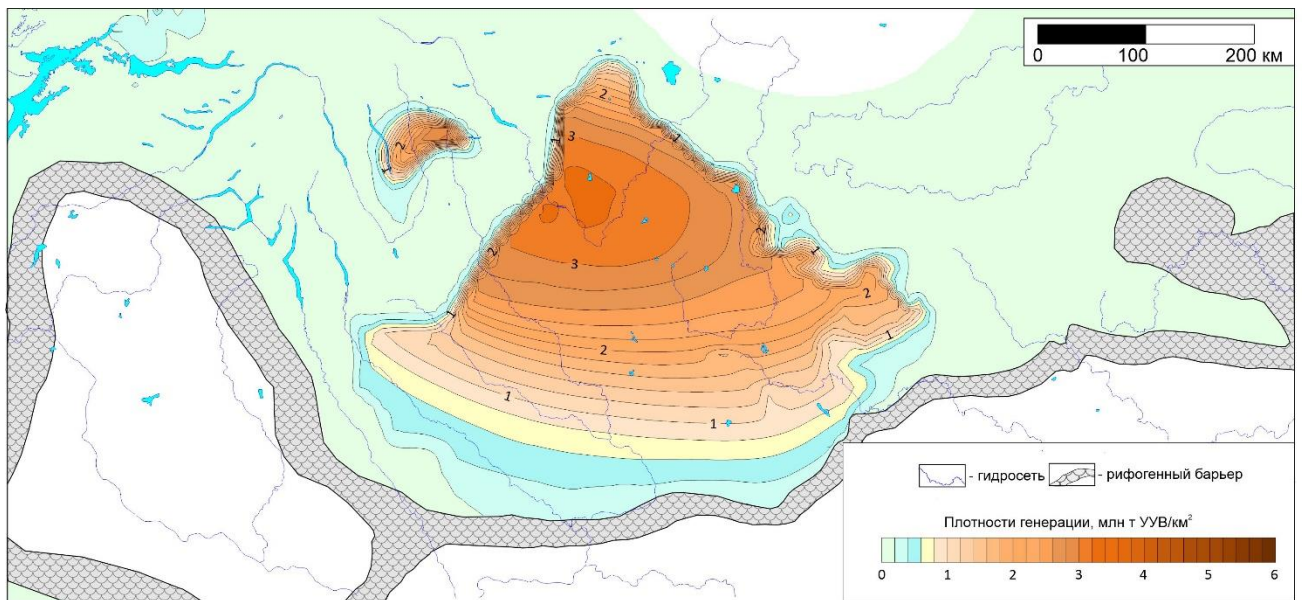


Рисунок 6.25. Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

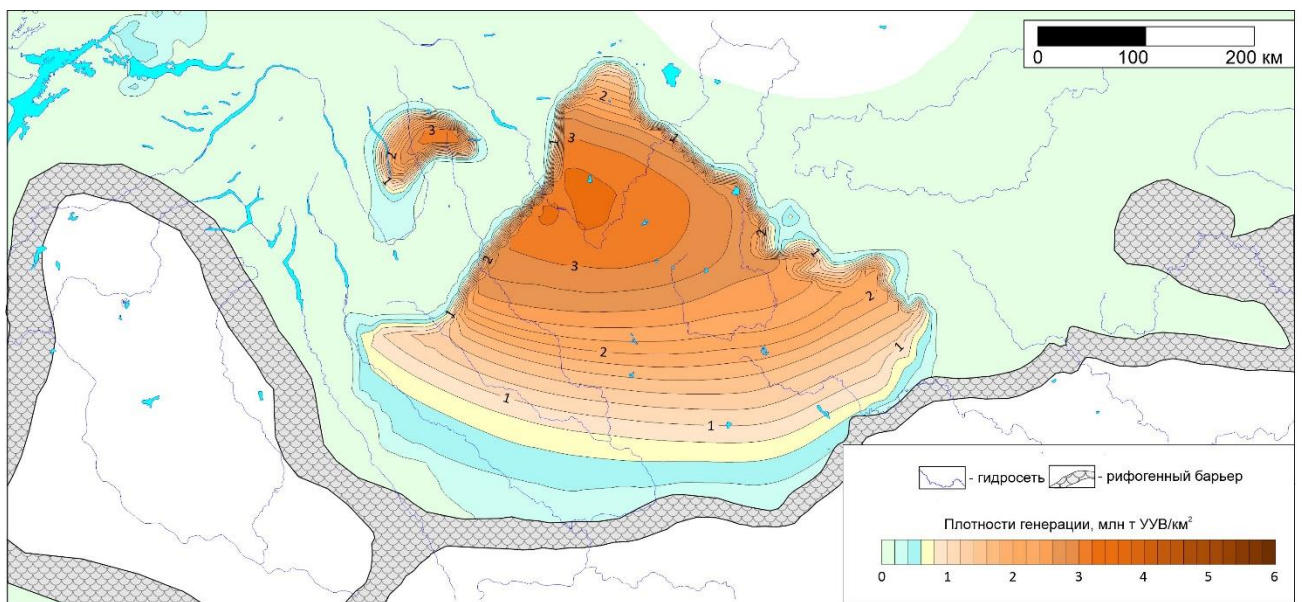


Рисунок 6.26. Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

6.2.2. Градиент 40°C/км.

Выполнено моделирование истории изменения коэффициента трансформации керогена. В раннем ордовике, 475 млн лет назад центральная часть исследуемой территории подверглась интенсивному погружению и значения данного параметра на этой территории составило 0,5, в периферийных до 0,4 (Рисунок 4.19). В позднем ордовике (450 млн лет назад) в связи с значительным прогревом осадочного чехла ОВ претерпело сильное преобразование, Ktr в центральной части территории превысил 0,9 (Рисунок 4.20). В это же время в периферийных частях исследуемой территории в среднем ОВ оставалось слабо преобразованным (Ktr 0.05-0.3), однако в отдельных участках, где погружение, прогрев и катагенез были более интенсивными, значение этого параметра значительно выше (0.8-1).

В девоне и карбоне в Туринском очаге почти повсеместно Ktr керогена куонамского комплекса достиг 1, при этом расширялась зона прогрева и катагенеза на периферии региона. В Ламско-Хантайском очаге значение этого параметра в данный период составило 0.7-1 (Рисунок 6.27-6.31).

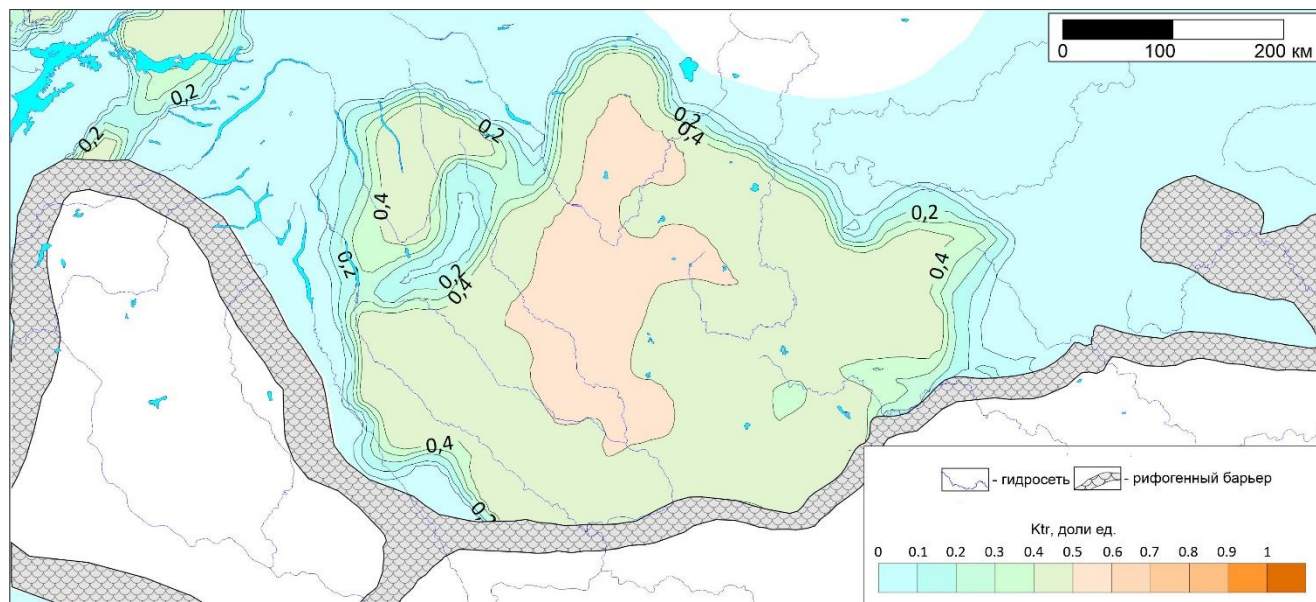


Рисунок 6.27. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте 40°C/км 475 млн лет назад (ранний ордовик)

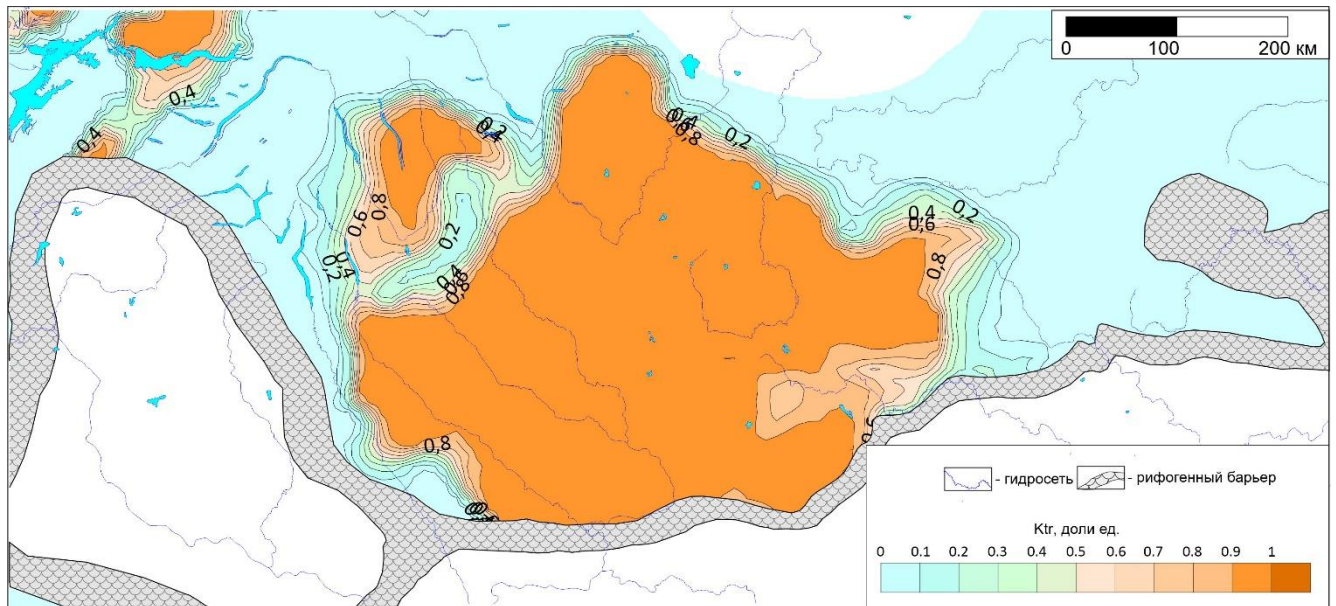


Рисунок 6.28 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

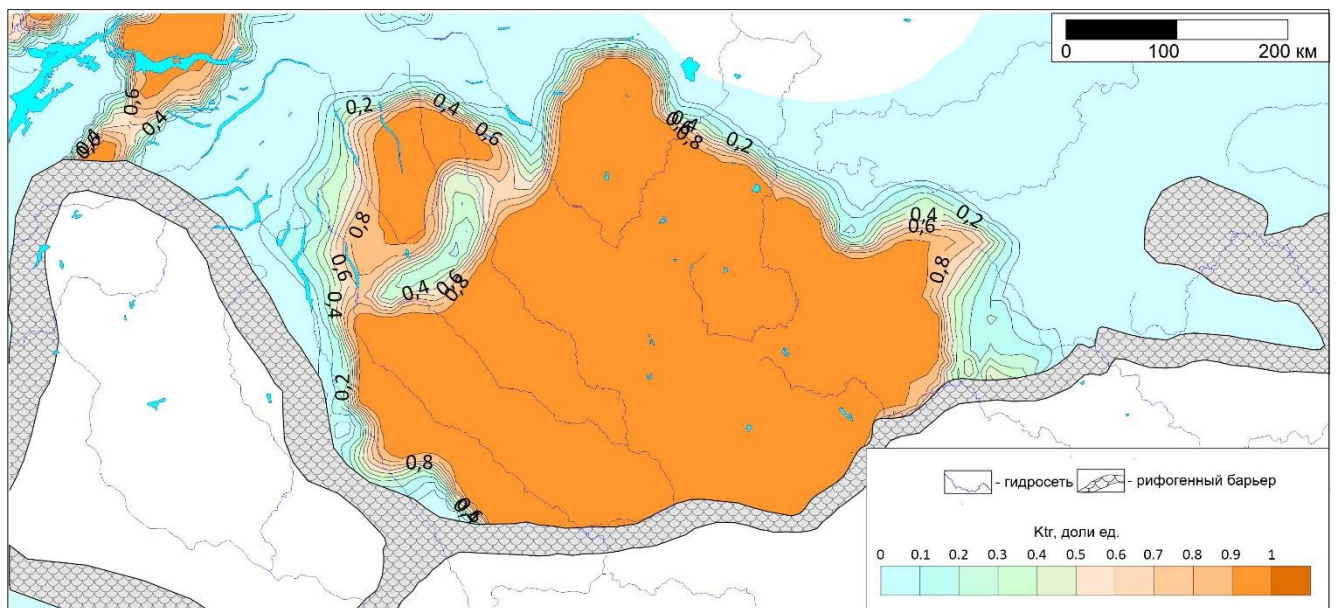


Рисунок 6.29. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

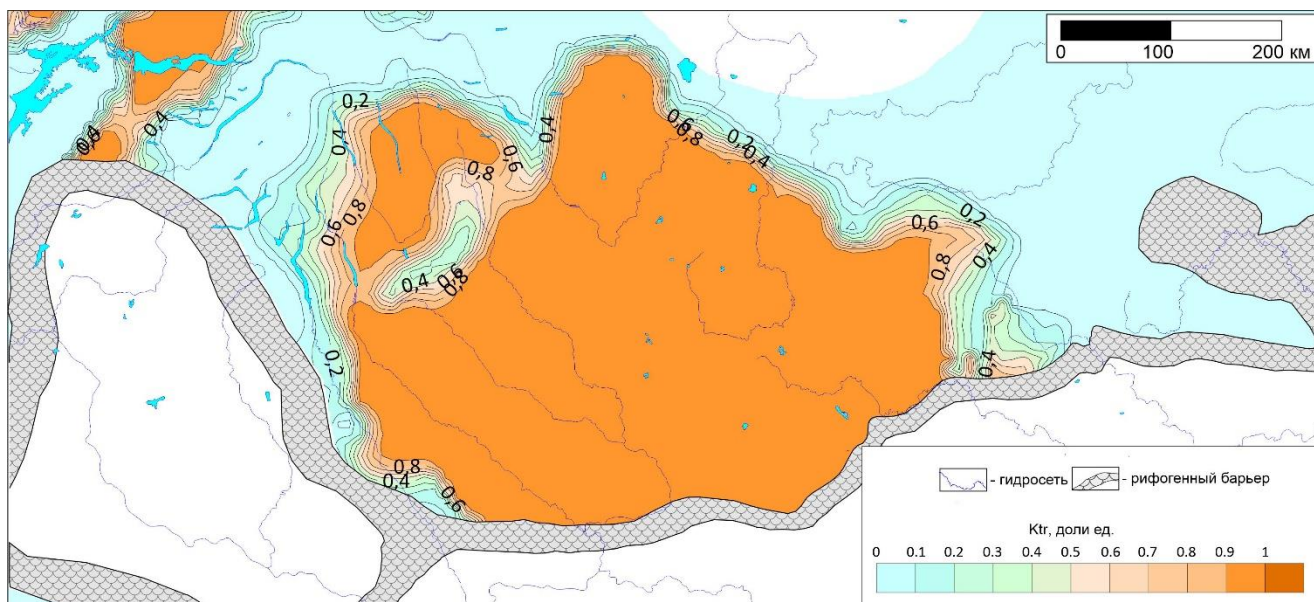


Рисунок 6.30. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

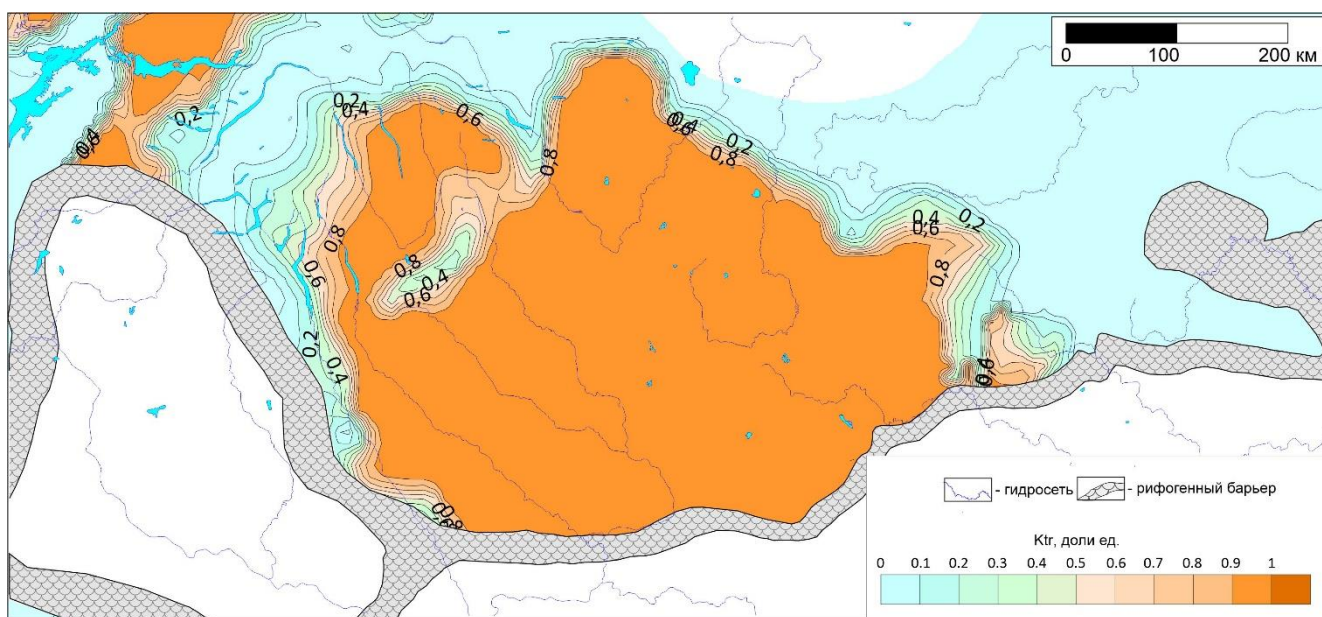


Рисунок 6.31. Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

На основе выполненной реконструкции степени трансформации керогена были рассчитаны плотности генерации углеводородов куонамским

комплексом на дотрапповый период для двух крайних сценариев: **когда сегенерированные УВ мигрируют из НГПТ** (Рисунок 6.32-6.36) и когда сегенерированные жидкие УВ остаются в НГПТ, испытывают вторичный крекинг с образованием газа (Рисунок 6.37-6.46).

Рассмотрим первый сценарий. В раннем ордовике, 475 млн лет назад в центральной части территории в связи с интенсивным погружением и прогревом отложений катагенезу подверглась центральная часть Туринского очага нефтегазообразования, где было сегенерировано до 2-3 млн т УУВ/км² в центральной части очага и 0.4 млн т УУВ/км² на периферии (Рисунок 6.32). Менее интенсивно в данный период проходили процессы генерации углеводородов в Ламско-Хантайском очаге, где плотности генерации составили до 1 млн т УУВ/км² (Рисунок 6.32). В позднем ордовике и девоне продолжалось расширение очагов и генерации нафтидов (Рисунок 6.33, 6.34). В это время в центральной части Туринского очага достигнут пик генерации с общими масштабами 5,8 млн т УУВ/км², с этого момента процессы генерации УВ последовательно завершались от центра к периферии в связи с исчерпанием генерационного потенциала НГПТ. В Ламско-Хантайском очаге пик генерации отмечен несколько позже, в раннем карбоне, когда в центральной части очага масштабы генерации составили 2 млн т УУВ/км², при этом на периферии очага процессы катагенеза куонамской НГПТ только начинались (Рисунок 6.36).

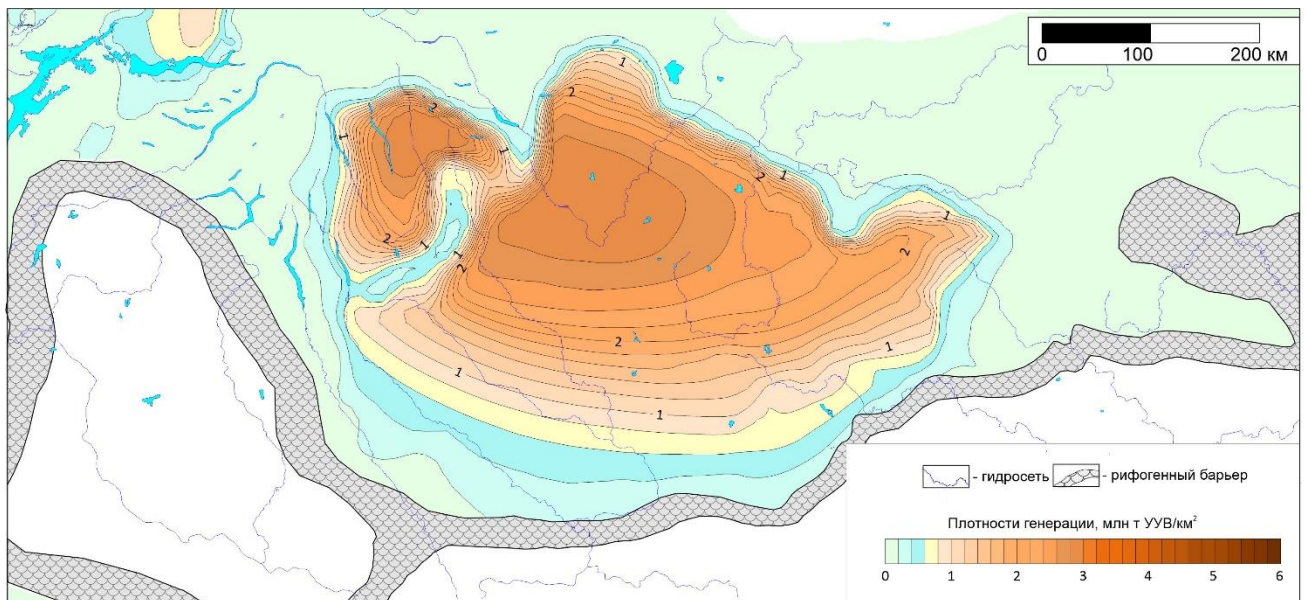


Рисунок 6.32 Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик).

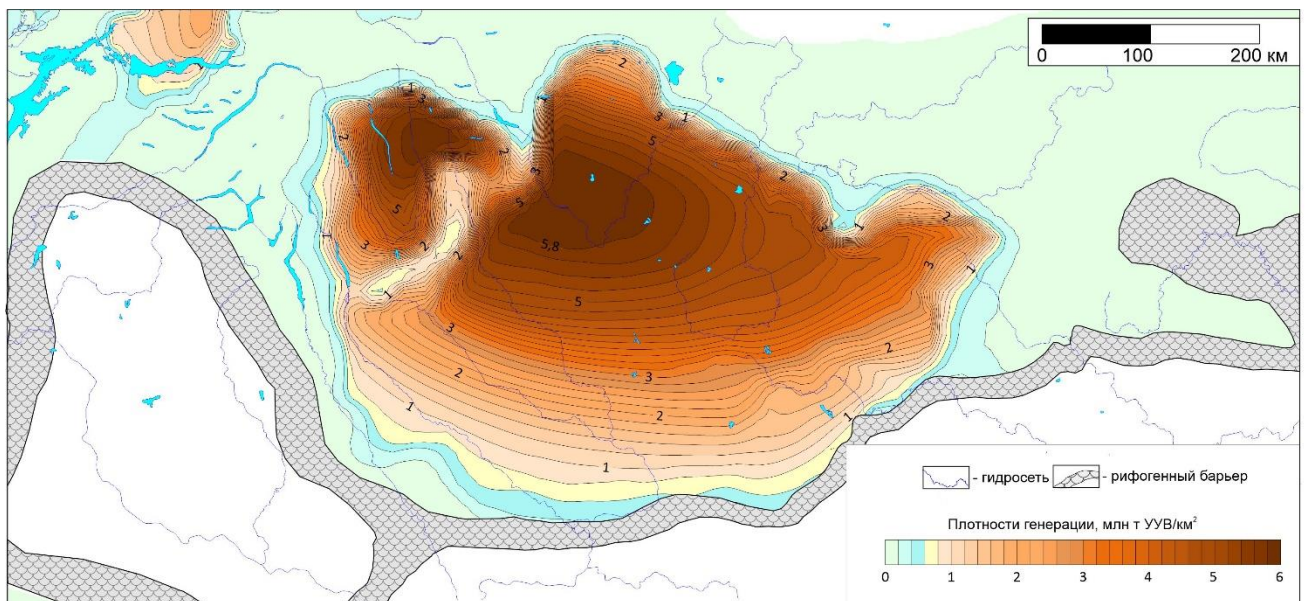


Рисунок 6.33 Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик).

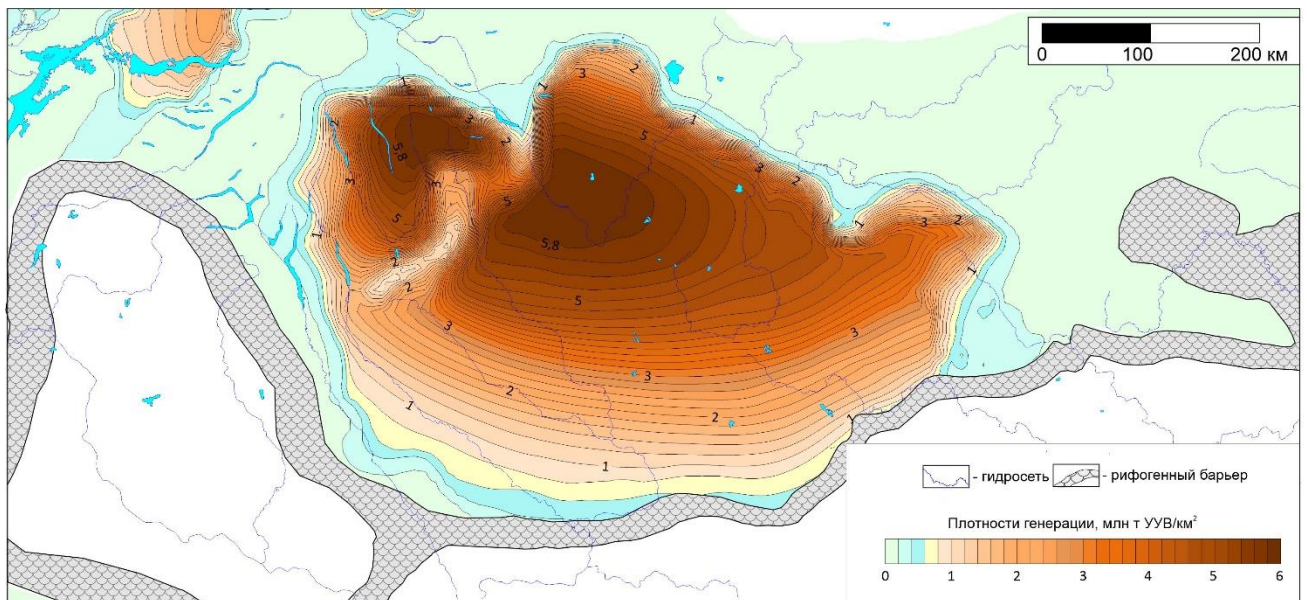


Рисунок 6.34 Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон).

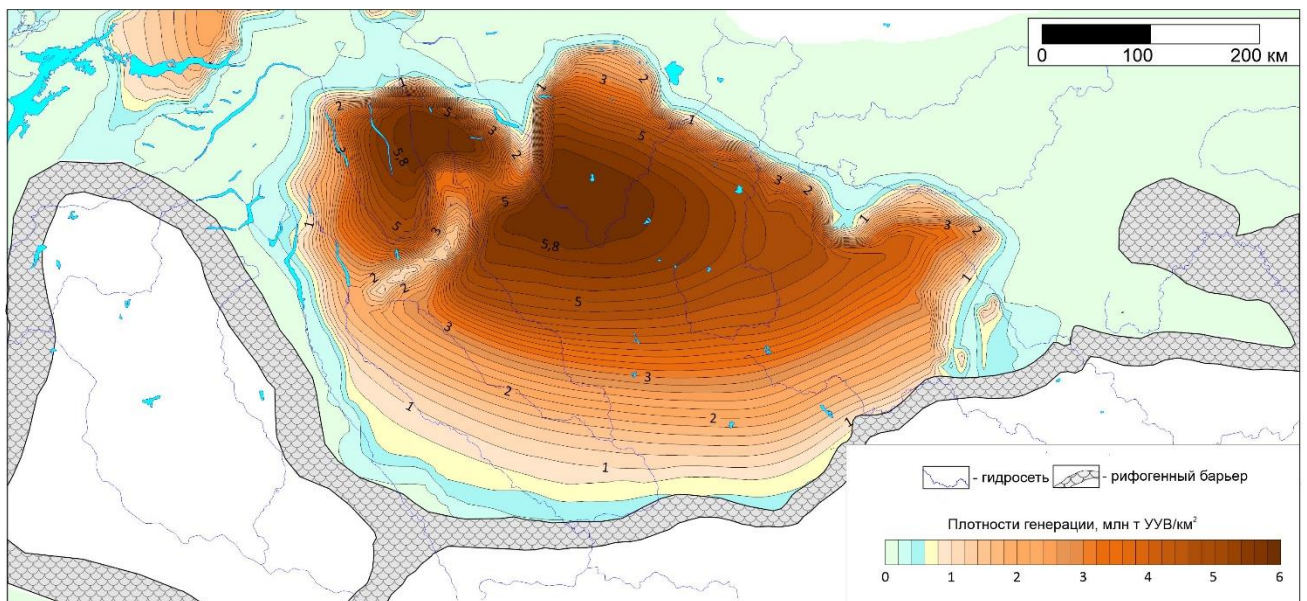


Рисунок 6.35 Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон).

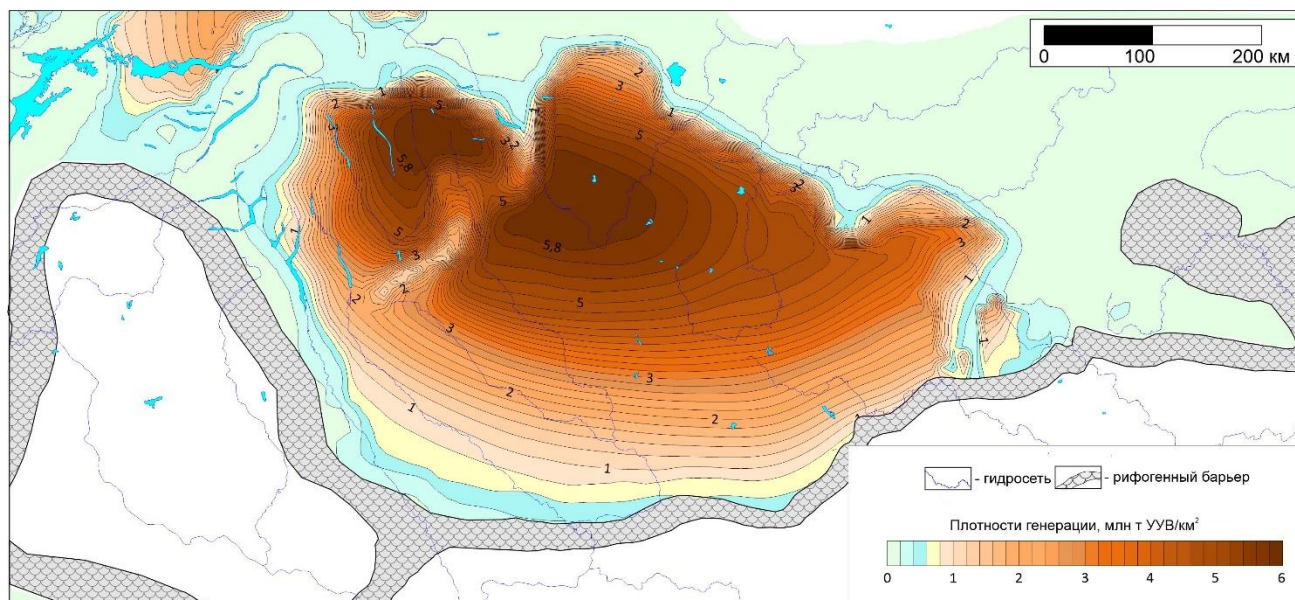


Рисунок 6.36 Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь).

Рассмотрим второй сценарий, при котором сгенерированные жидкие УВ не выходят из НГПТ и при дальнейшем нагреве испытывают термический крекинг с образованием газа. Сформированы схемы масштабов генерации нефти за вычетом углеводородов, испытавших термокрекинг и соответствующие схемы новообразования газа (Рисунок 6.37-6.46). В раннем ордовике (475 млн лет назад) в центральной части Туринского очага происходила генерация жидких углеводородов, которые в наиболее погруженной части под действием температуры в этот же период преобразовались в газ (Рисунок 6.37, 6.42). Не затронуты вторичным преобразованием сгенерированные жидкие углеводороды на периферии очага в этот период имеют масштабы от 0.4 до 2.4 млн т / км². В это же время в центральной части Ламско-Хантайского очага началась генерация жидких углеводородов в масштабах от 0.2 до 0.8 млн т / км².

В позднем ордовике расширялась площадь развития очагов, а масштабы генерации в них нефти возрастали до 4 и 1.4 млн т / км² в Туринском и Ламско-Хантайском очагах соответственно (Рисунок 6.38, 6.43). В силуре и девоне продолжалось смещение областей генерации нефти к периферии обоих очагов, в

это время в наиболее прогнутых частях происходила генерация газа (Рисунок 6.39, 6,44).

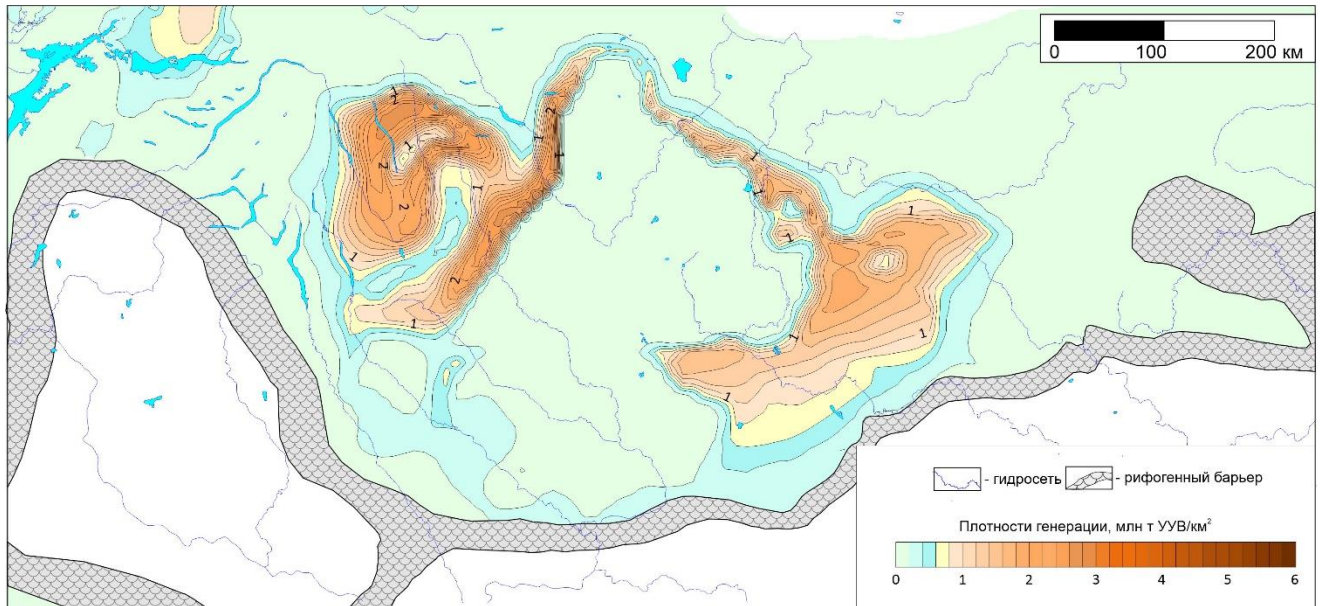


Рисунок 6.37 Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик).

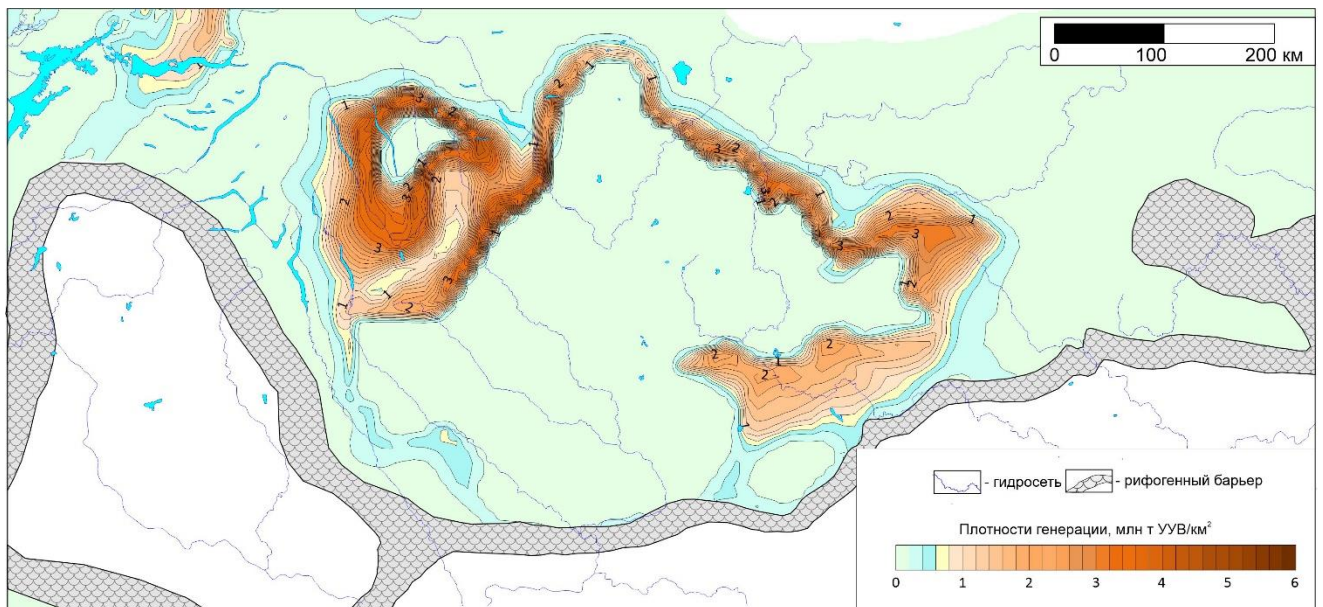


Рисунок 6.38 Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик).

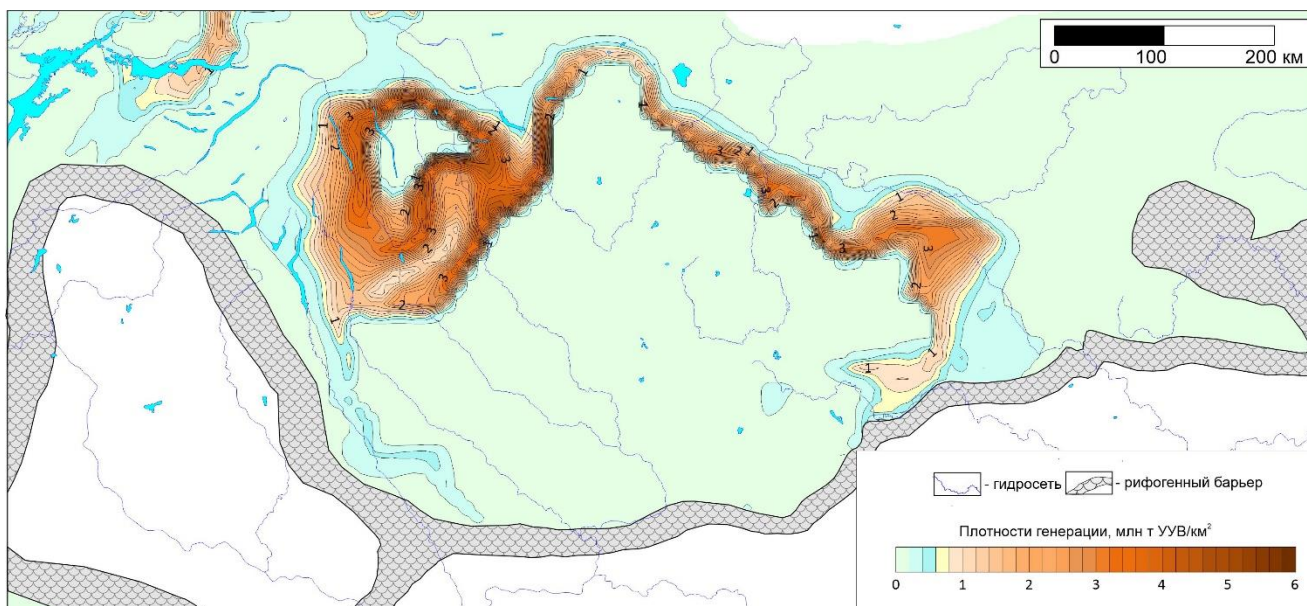


Рисунок 6.39 Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон).

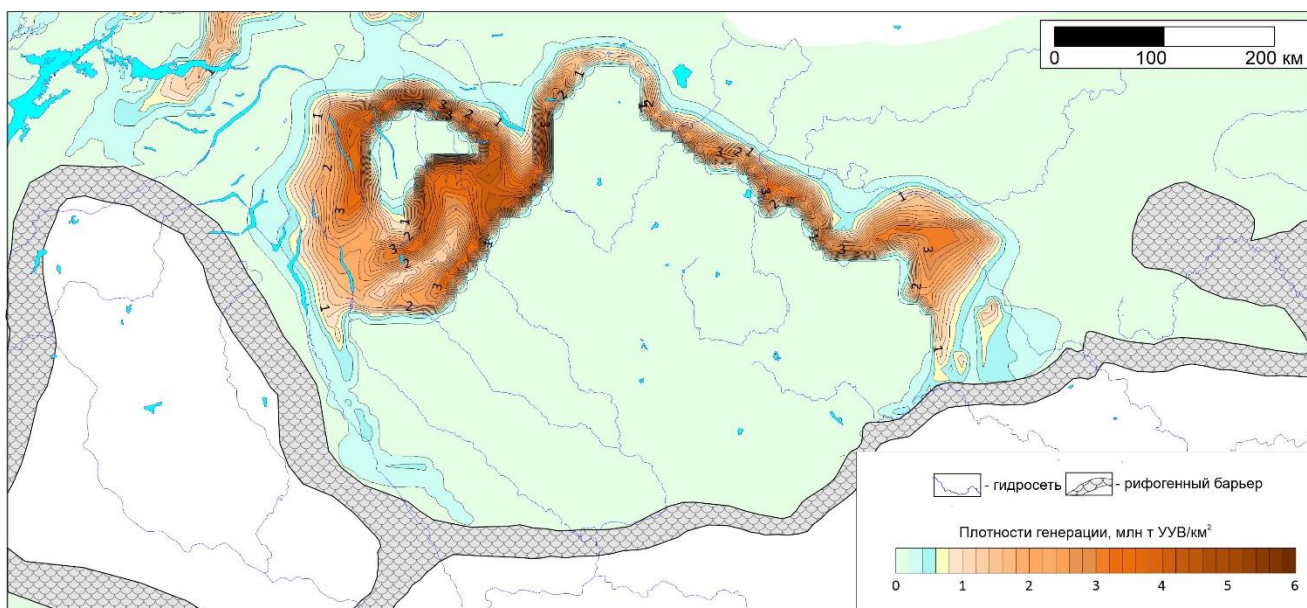


Рисунок 6.40 Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон).

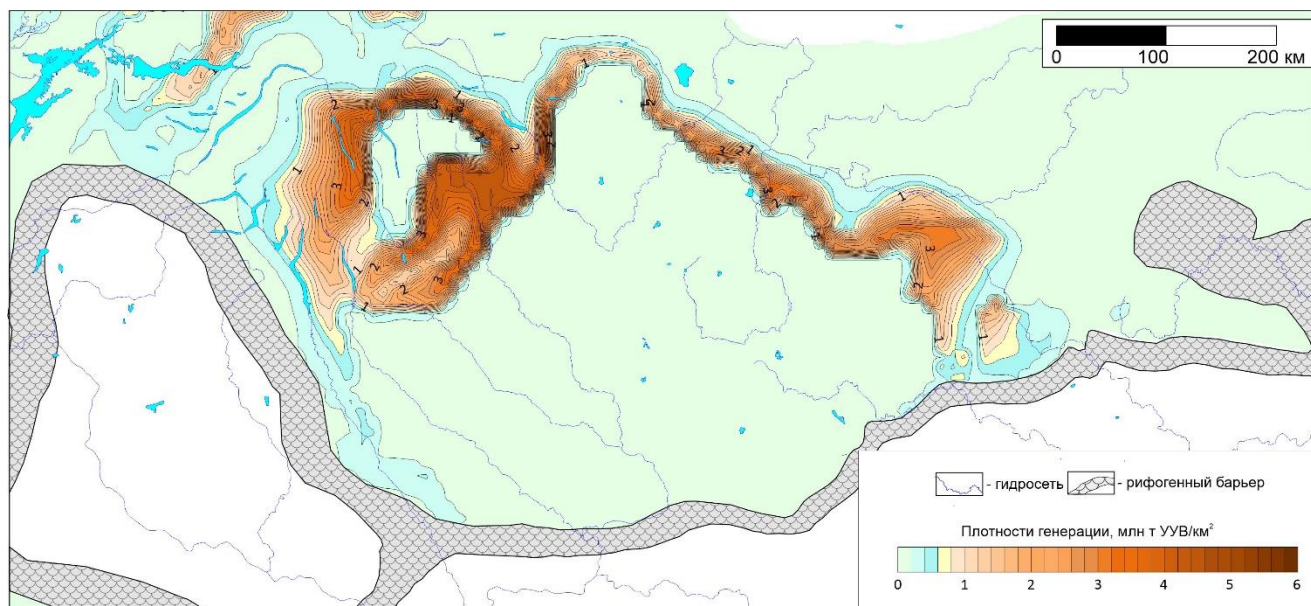


Рисунок 6.41 Схематическая карта распределения масштабов генерации нефти куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь).

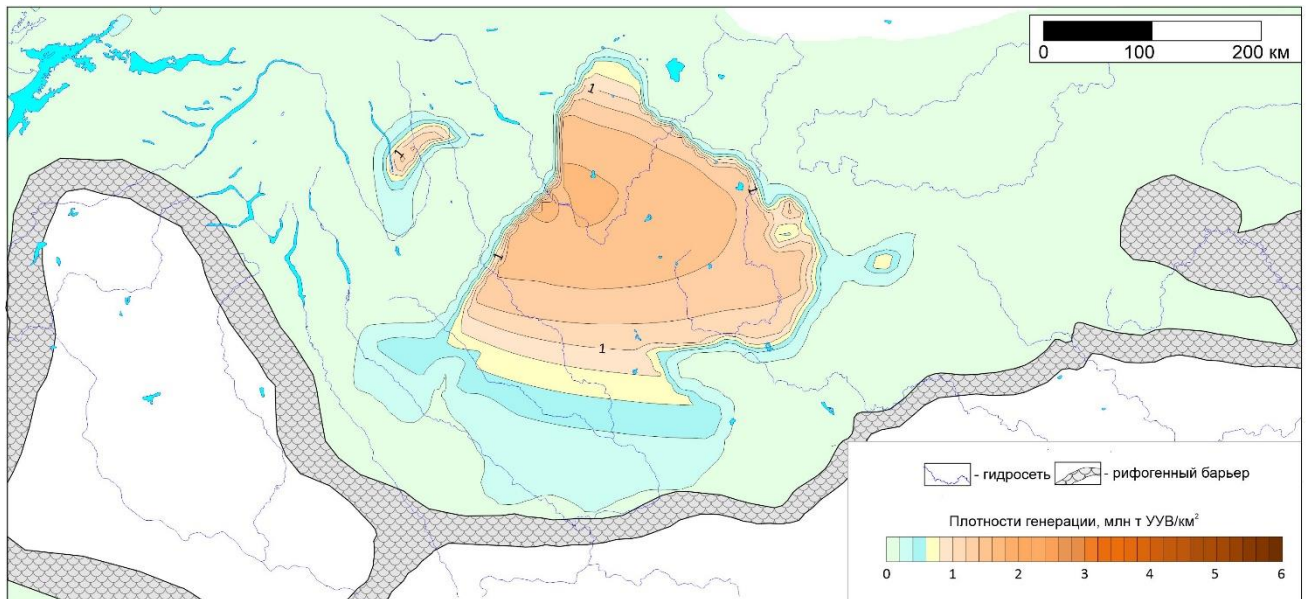


Рисунок 6.42 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте 40°C/км 475 млн лет назад (ранний ордовик).

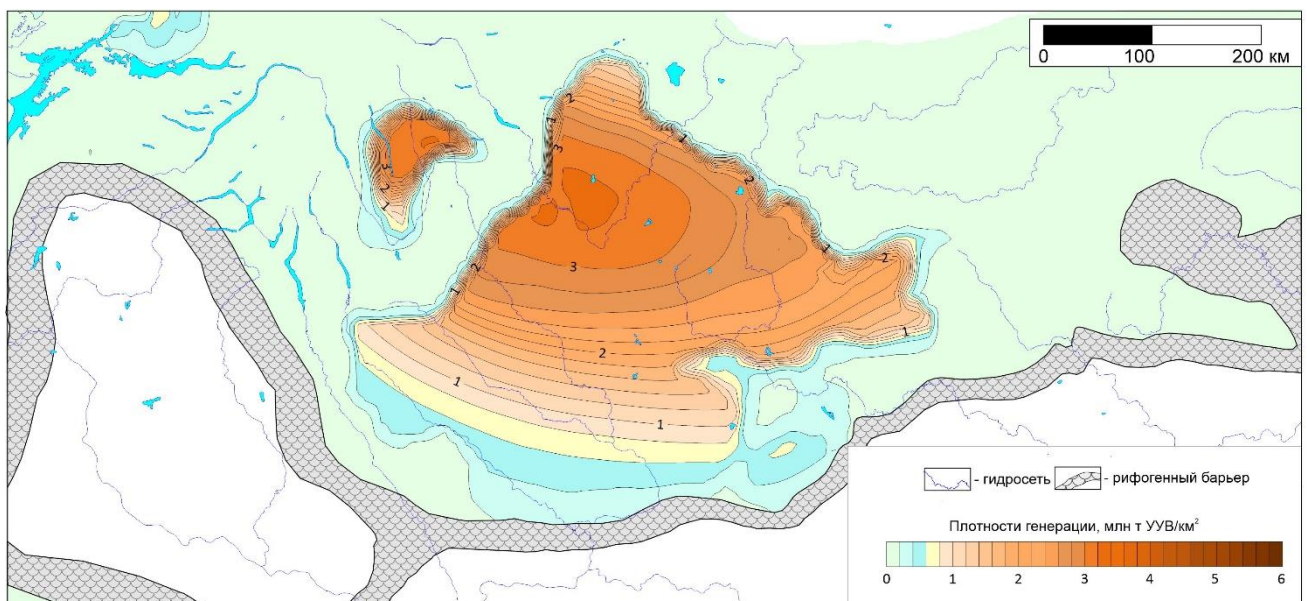


Рисунок 6.43 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте 40°C/км 450 млн лет назад (поздний ордовик).

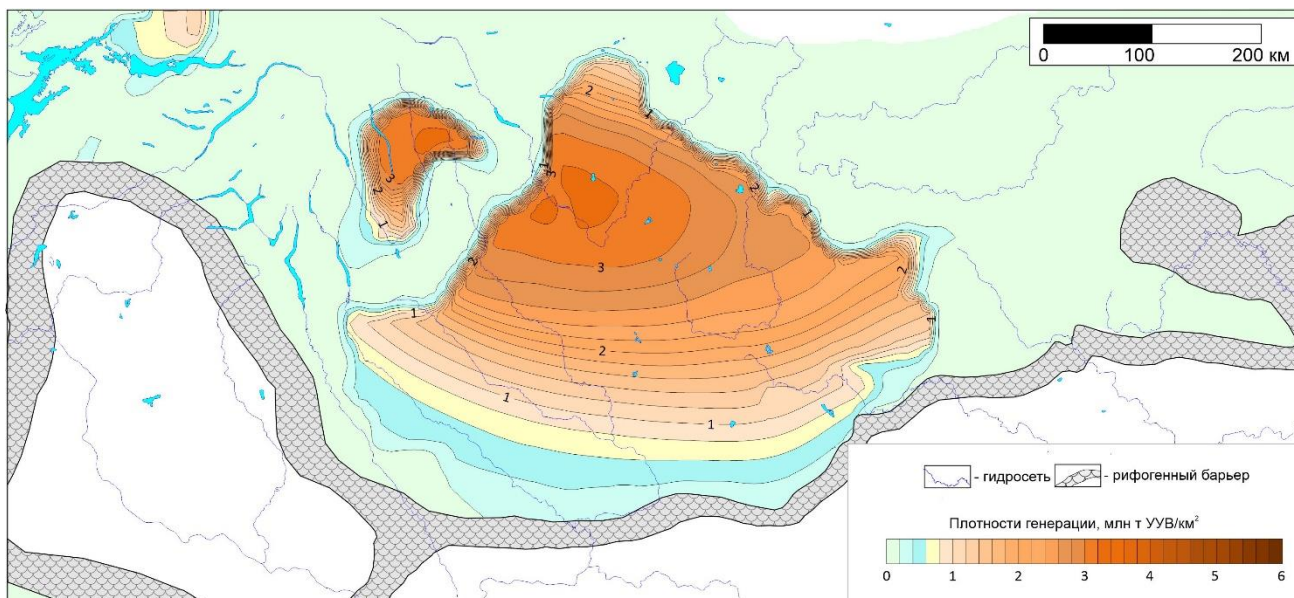


Рисунок 6.44 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте 40°C/км 400 млн лет назад (средний девон).

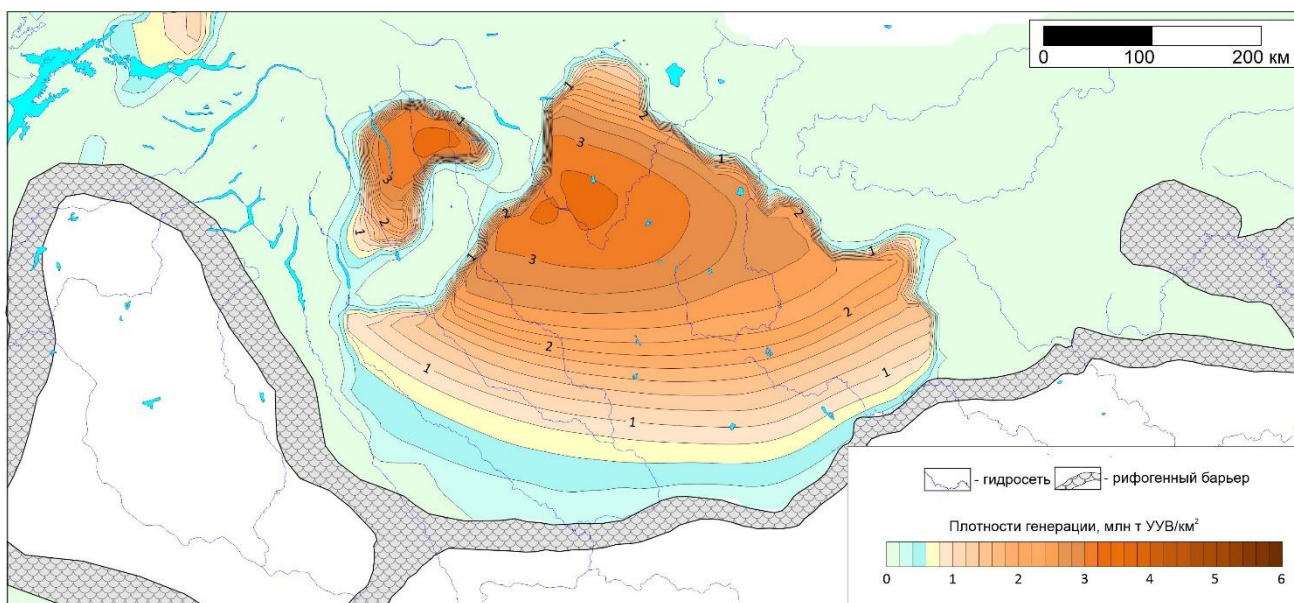


Рисунок 6.45 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте 40°C/км 350 млн лет назад (ранний карбон).

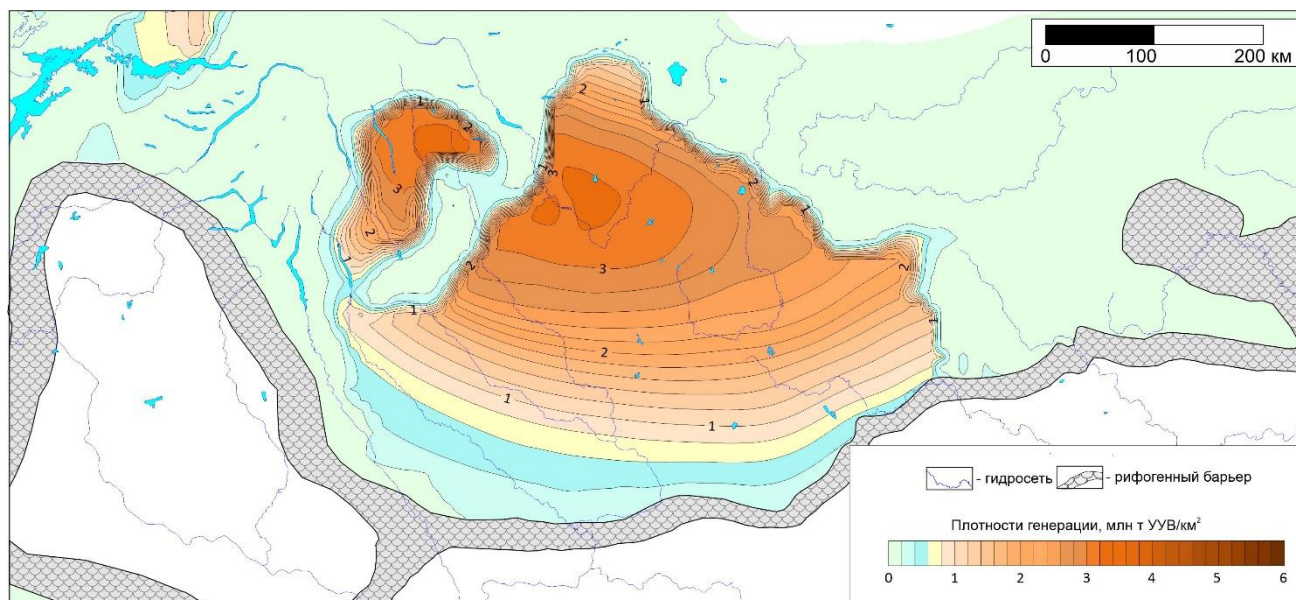


Рисунок 6.46 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь).

6.2.3. Градиент $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$.

Согласно выполненному моделированию при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ интенсивнее происходил катагенез ОВ, особенно в периферийных частях гипоцентров погружения (Рисунок 6.47-6.51). Так, в раннем ордовике в центральной части территории Ktr составил 0,5, в периферических частях Туринского очага 0,2-0,4, в пределах Ламско-Хантайского очага от 0,2 до 0,4 (Рисунок 6.47). В позднем ордовике в пределах Туринского и Ламско-Хантайского очагов значение данного параметра достигло 0,9, в менее погруженных частях периферии Туринского очага до 0,6-0,8 (Рисунок 6.48). В девоне и карбоне продолжалось развитие контуров Ламско-Хантайского и Туринского очагов (Рисунок 6.50).

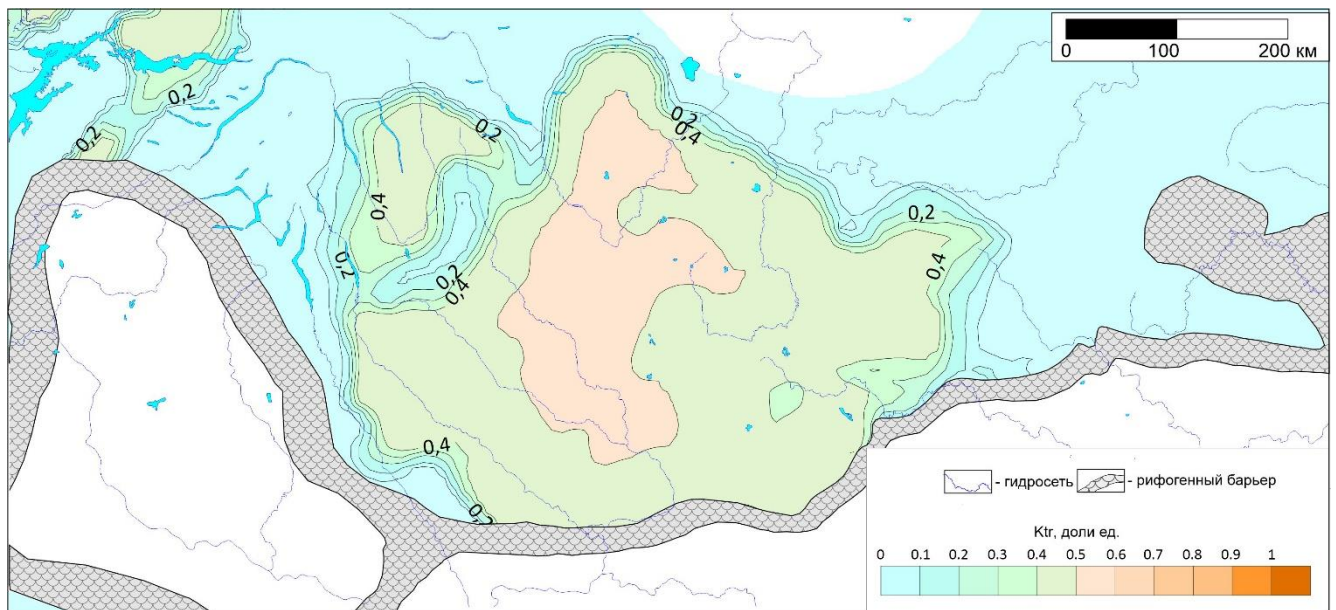


Рисунок 6.47 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

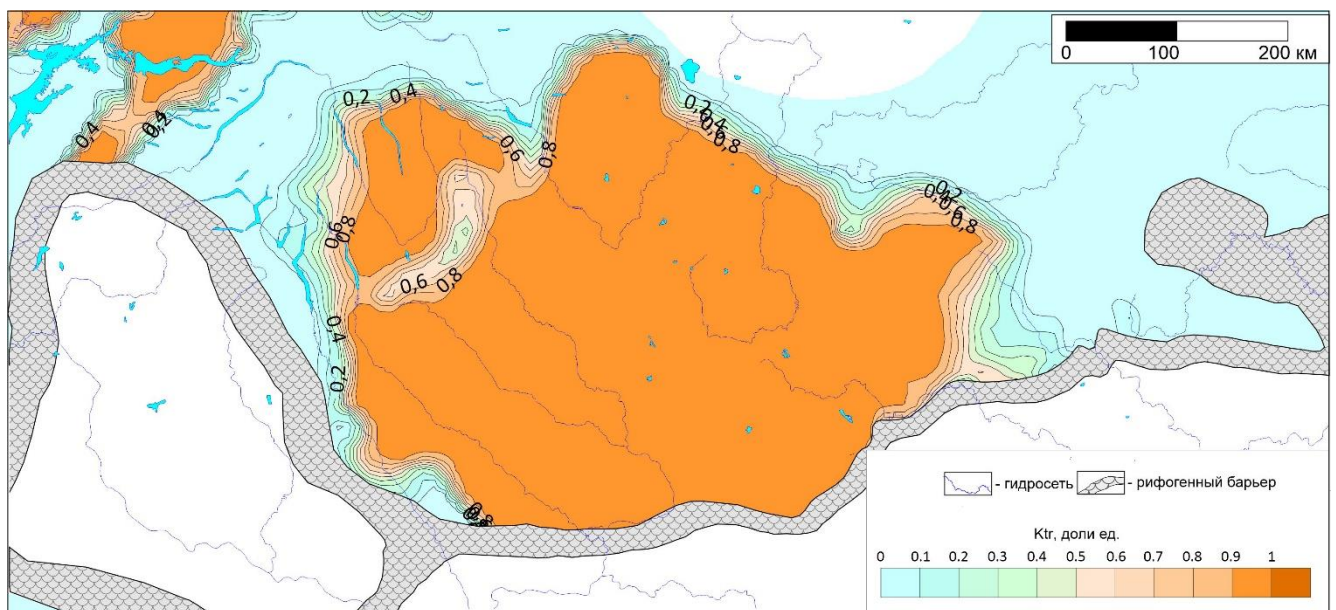


Рисунок 6.48 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

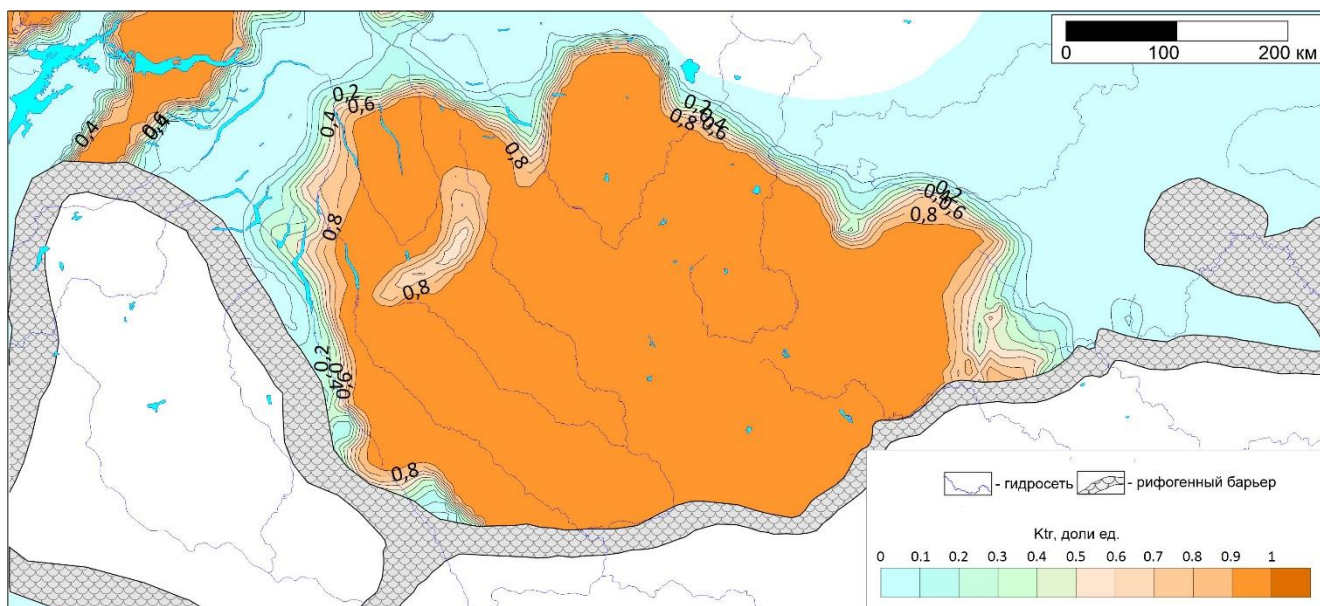


Рисунок 6.49 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

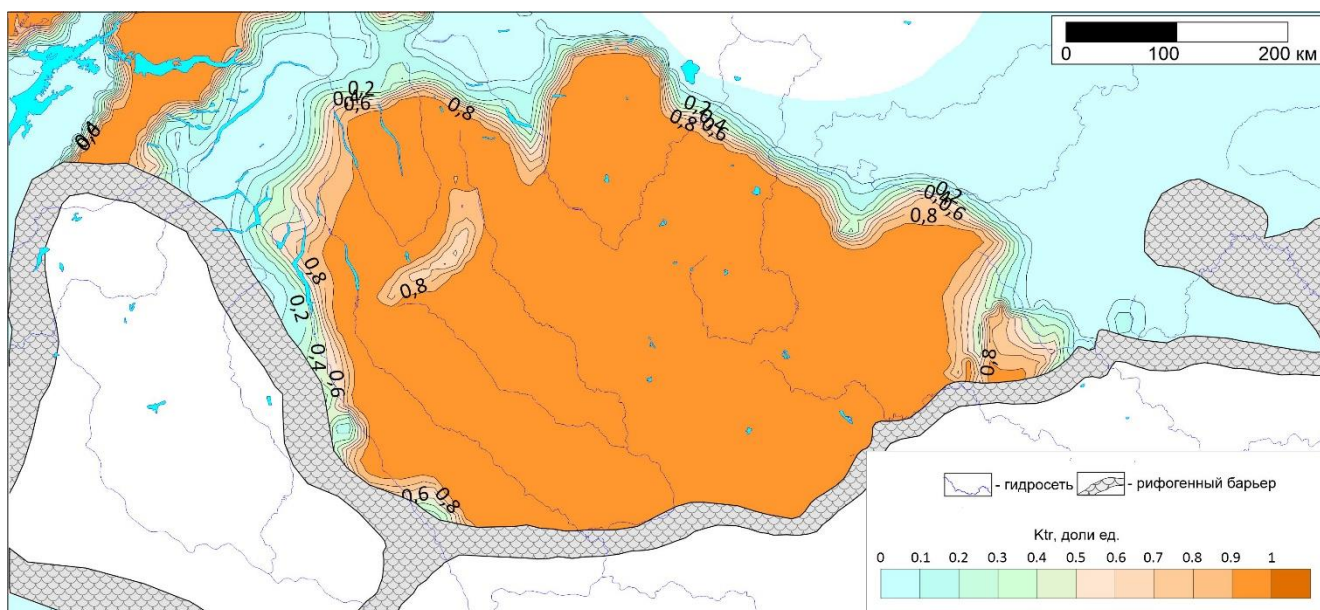


Рисунок 6.50 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

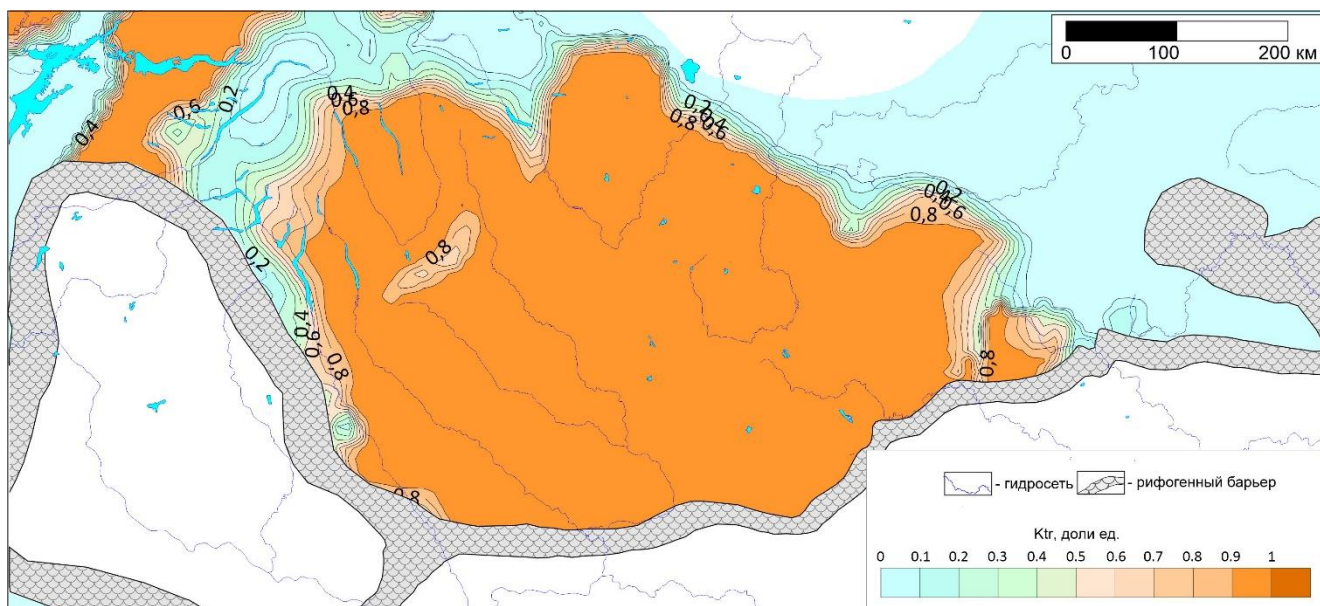


Рисунок 6.51 Схематическая карта распределения коэффициента трансформации керогена куонамского комплекса Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

Выполнено моделирование динамики и масштабов генерации УВ при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ при первом сценарии, когда генерированные жидкие УВ полностью мигрируют из НГПТ (Рисунок 6.52-6.56). В центральной части Туринского очага в раннем ордовике плотности генерации составили 2,8 млн т/км² в центральной части и 0,4 млн т/км² на периферии (Рисунок 5.59). В это время в пределах Ламско-Хантайского очага так же происходит генерация углеводородов с масштабами до 0,8 млн т/км². В конце ордовика, 450 млн лет назад в центральной части Туринского очага достигнут пик генерации УВ, как и при градиенте 45, в это время плотности генерации составили до 5,8 млн т/км², при этом на периферии очага – 0,4-1 млн т/км². В это время продолжалось развитие Ламско-Хантайского очага, где в наиболее прогнутой части масштабы генерации достигли 2,2 млн т/км². В карбоне в Туринском очаге генерация УВ происходила только на периферии (Рисунок 5.62). В это время расширился контур Ламско-Хантайского очага. К началу перми плотности генерации в Туринском очаге составили от 0,4-0,8 млн т/км² на периферии до 5,8 млн т/км² в центральной части территории. В Ламско-Хантайском очаге от 0,4 до 2,6 млн т/км² (Рисунок 5.63).

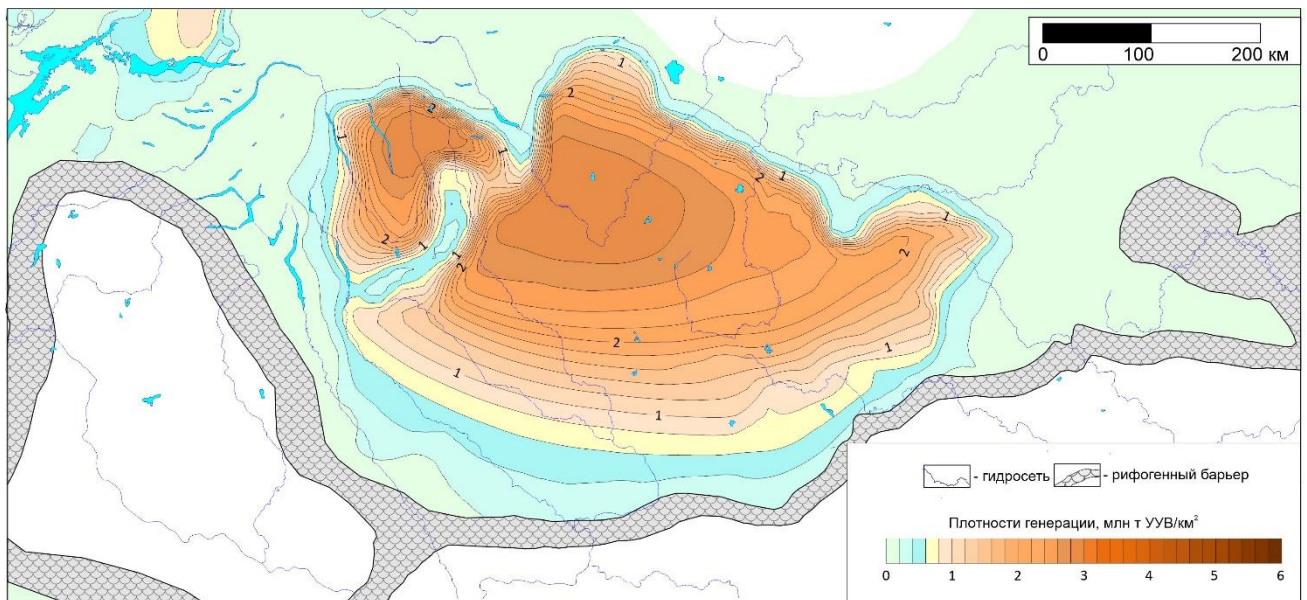


Рисунок 6.52. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

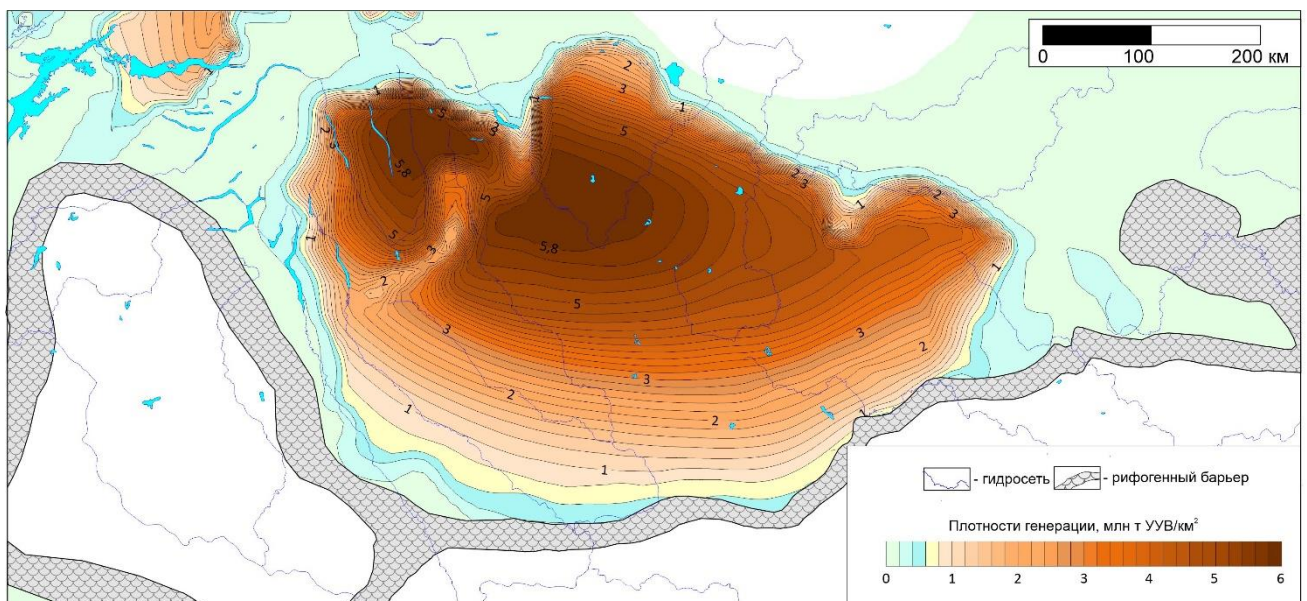


Рисунок 6.53. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

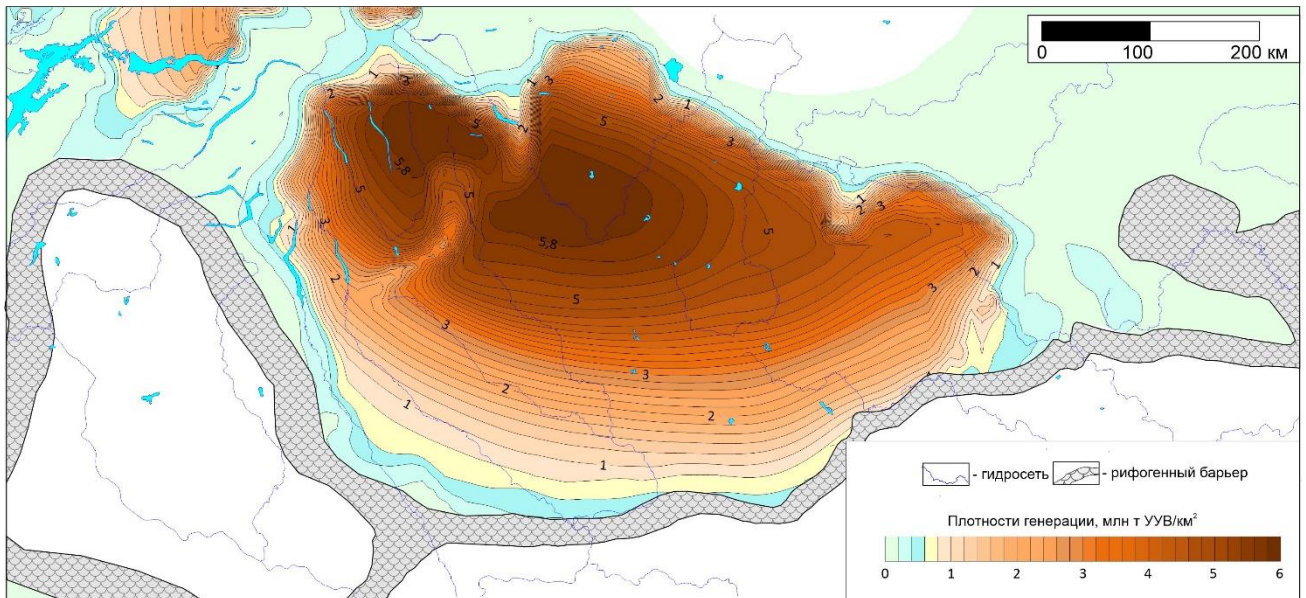


Рис6.54. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

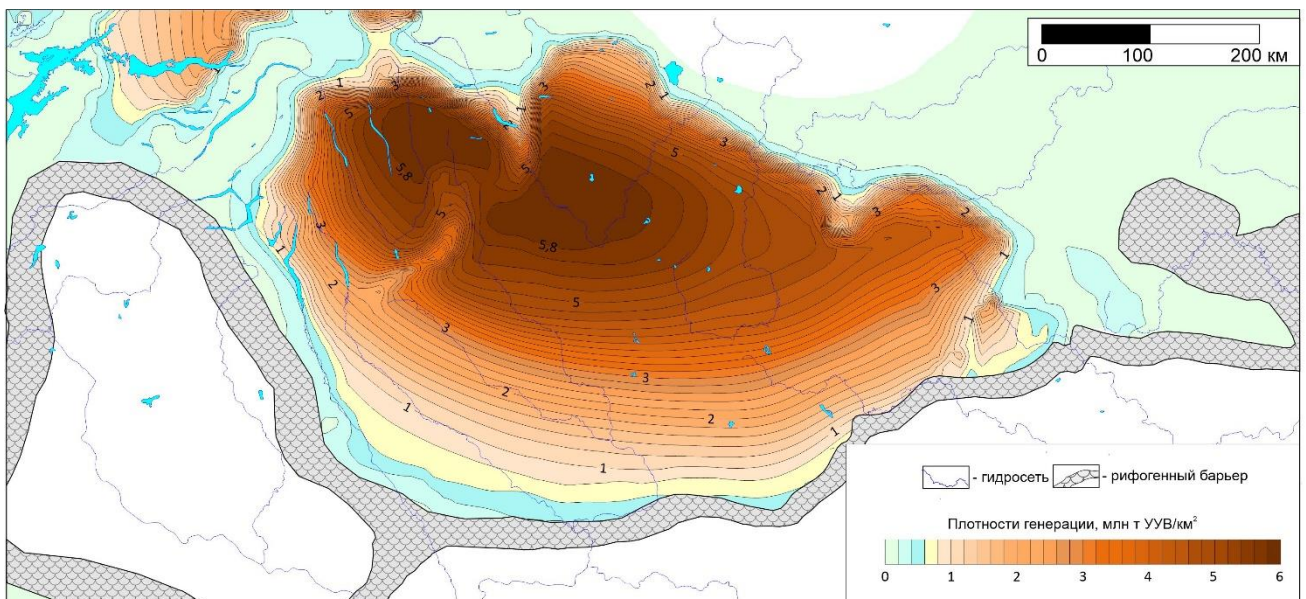


Рисунок 6.55. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

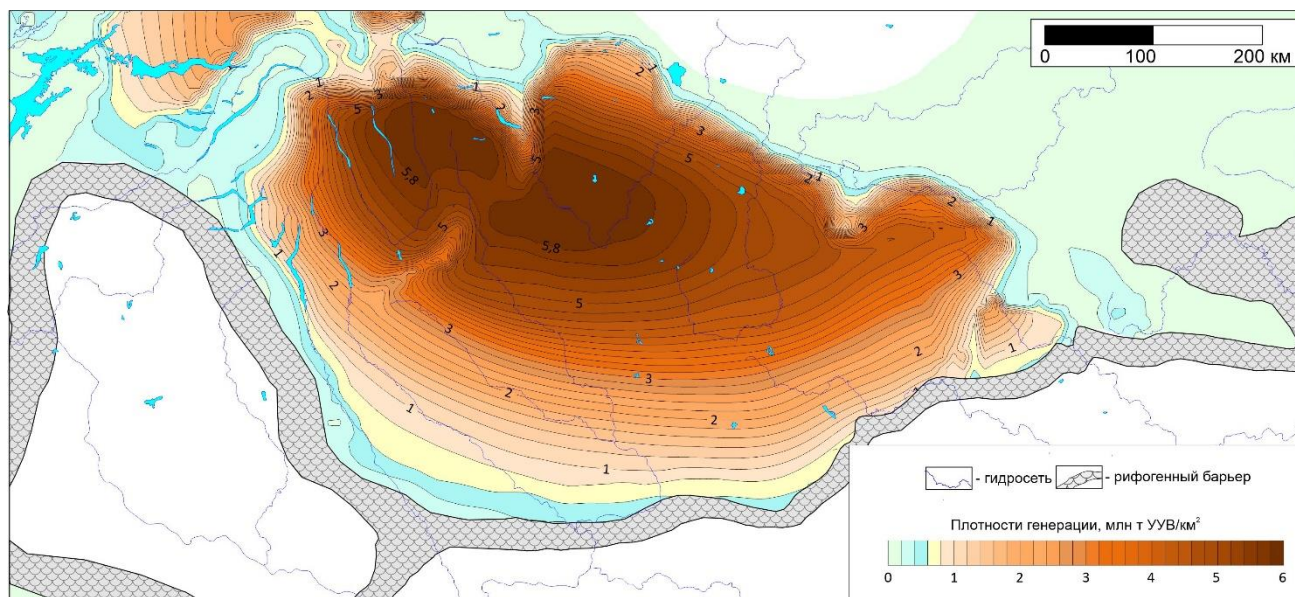


Рисунок 6.56. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

Выполнена реконструкция динамики и масштабов генерации углеводородов при втором сценарии, когда генерированные жидкие УВ остаются в НГПТ и при дальнейшем прогреве испытывают термокрекинг с образованием газа при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ (Рисунки 6.57-6.66). В раннем ордовике в наиболее погруженных частях Туринского очага сгенерированная нефть в ходе дальнейшего прогрева преобразовалась в газ плотностью до до 1,5 млн т УУВ/км² (Рисунки 6,57, 6.62). В это время не затронута вторичными изменениями нефть в периферийных частях очагов: от 0,4 до 2,2 в Туринском очаге, от 0.1 до 0.8 млн т /км² в Ламско-Хантайском очаге. (Рисунок 6.57). В конце ордовика плотности генерации нефти на периферии Туринского очага составили от 0,4-1 млн т/км² на юго-востоке до 3,6-4.4 млн т/км² на северо-западе. В Ламско-Хантайском до 2 млн т /км² (Рисунок 6.58). В этот период плотности генерации газа в наиболее прогнутых частях очагов достигли 3.2 млн т /км² в Туринском и 1.2 в Ламско-Хантайском (Рисунок 6.58). В девоне и карбоне расширялась площадь генерации газов по направлению от центра к периферии (Рисунок 6.64, 6.65).

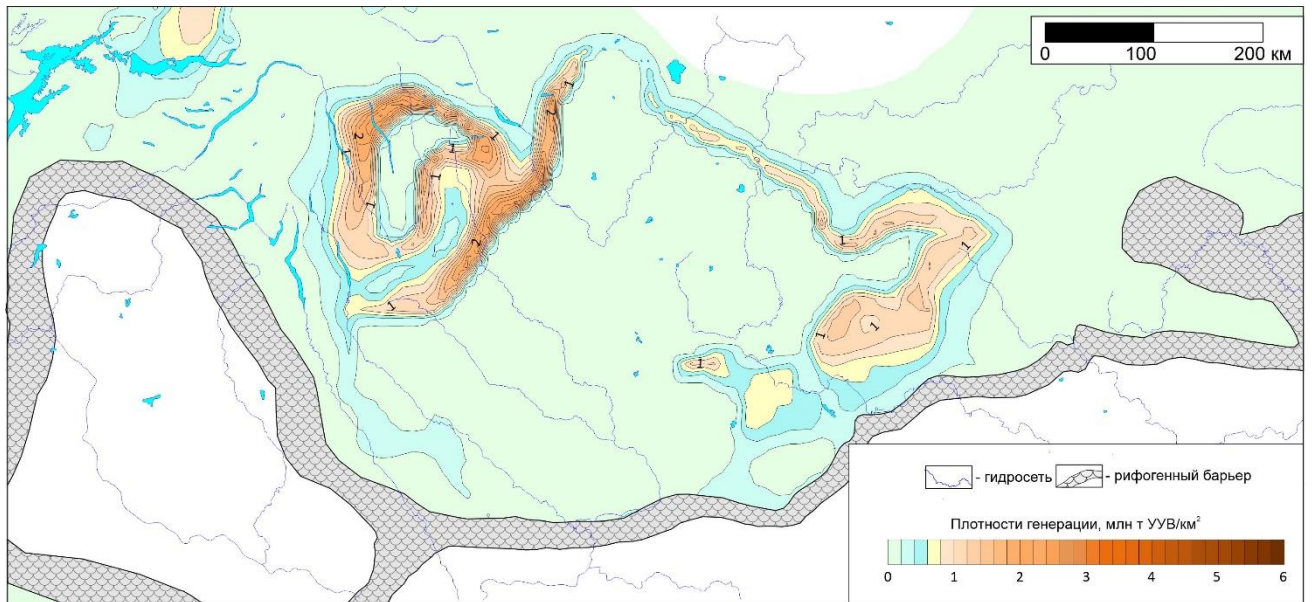


Рисунок 6.57. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

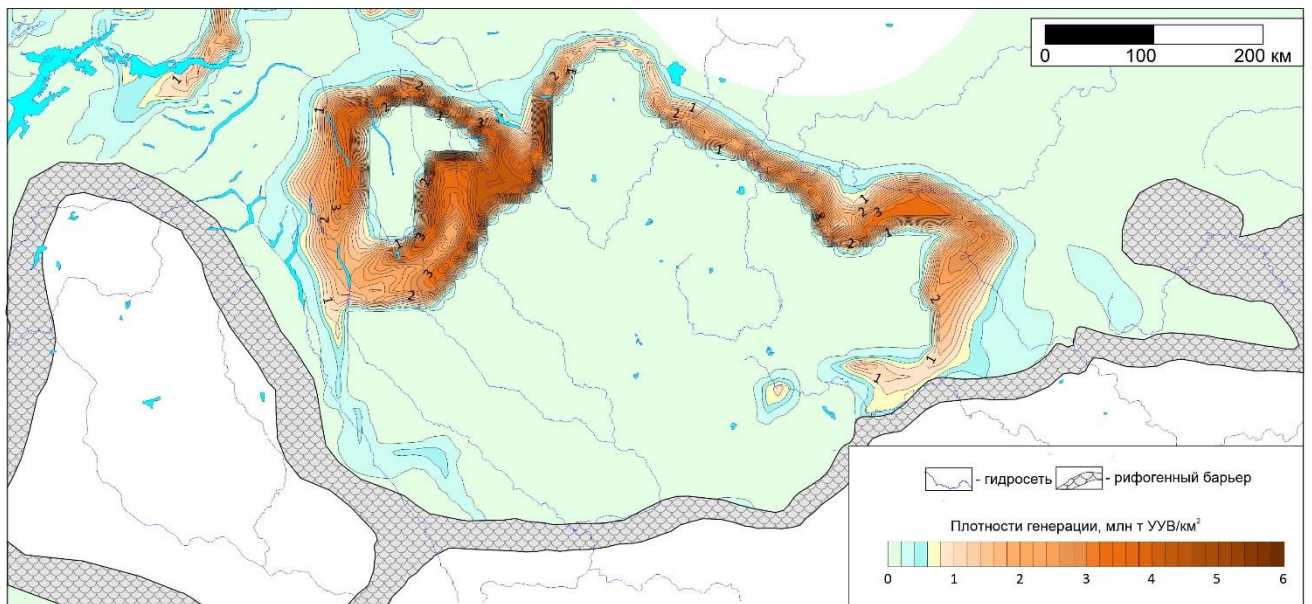


Рисунок 6.58. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

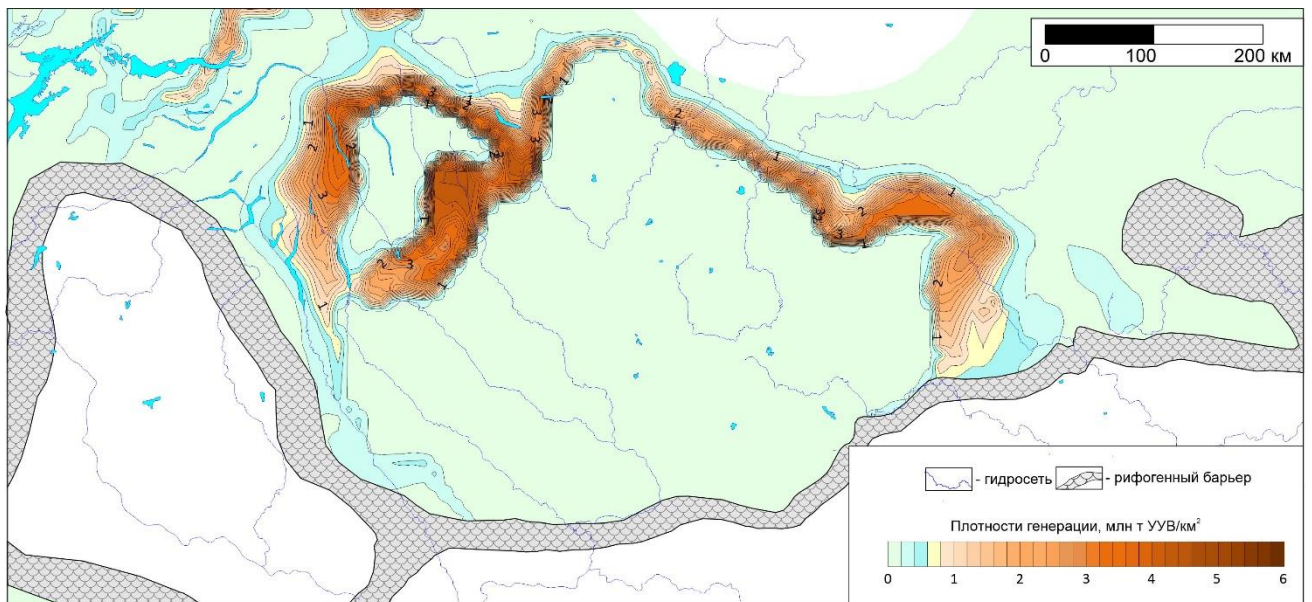


Рисунок 6.59. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

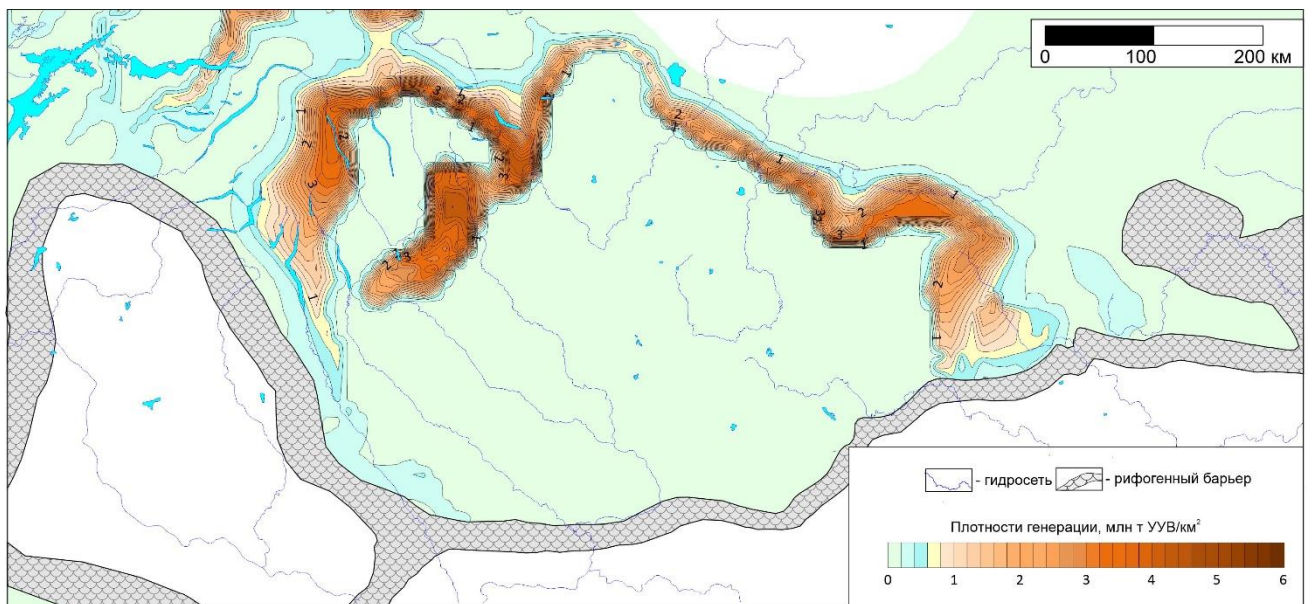


Рисунок 6.60. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

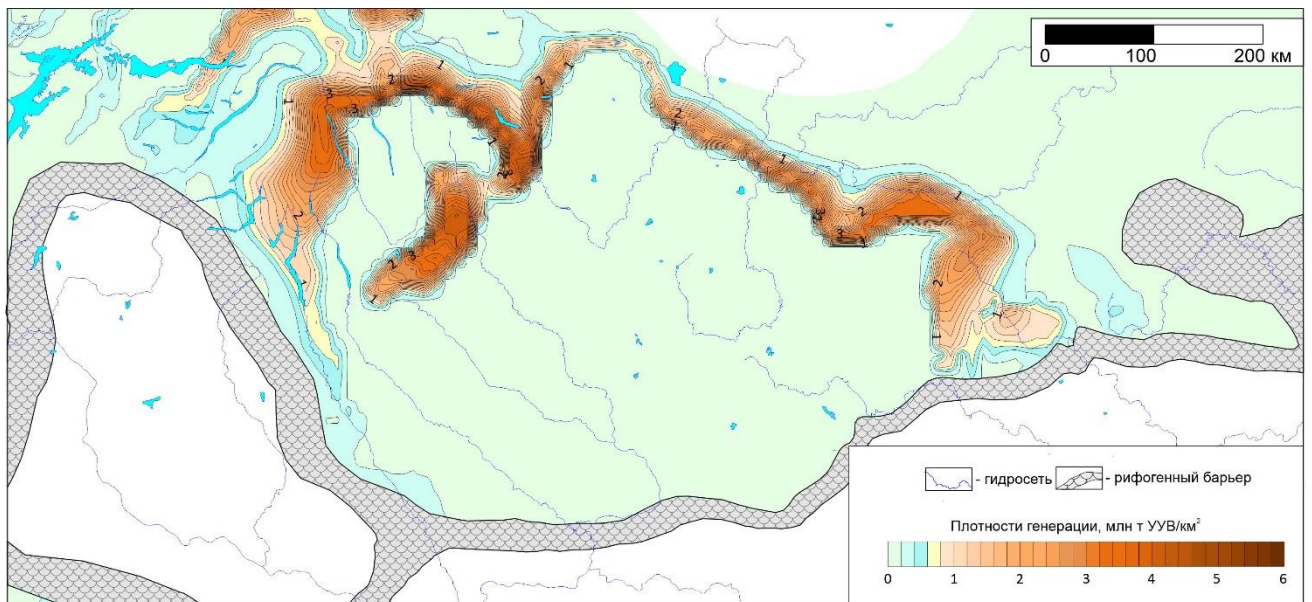


Рисунок 6.61. Схематическая карта распределения масштабов генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

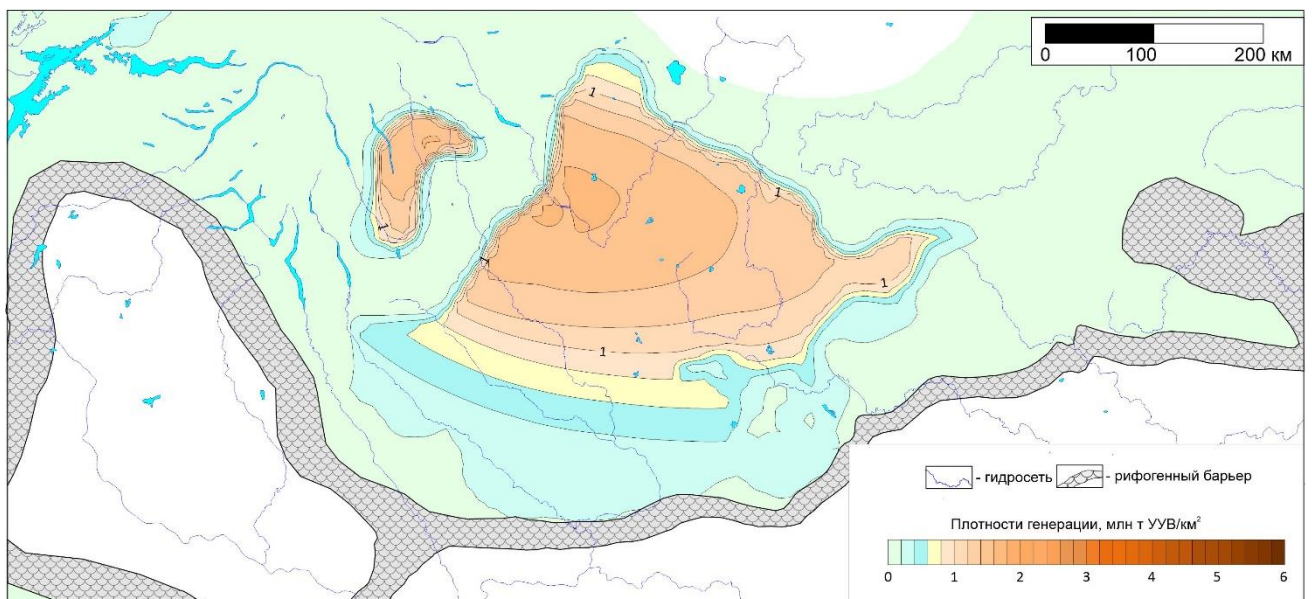


Рисунок 6.62. Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 475 млн лет назад (ранний ордовик)

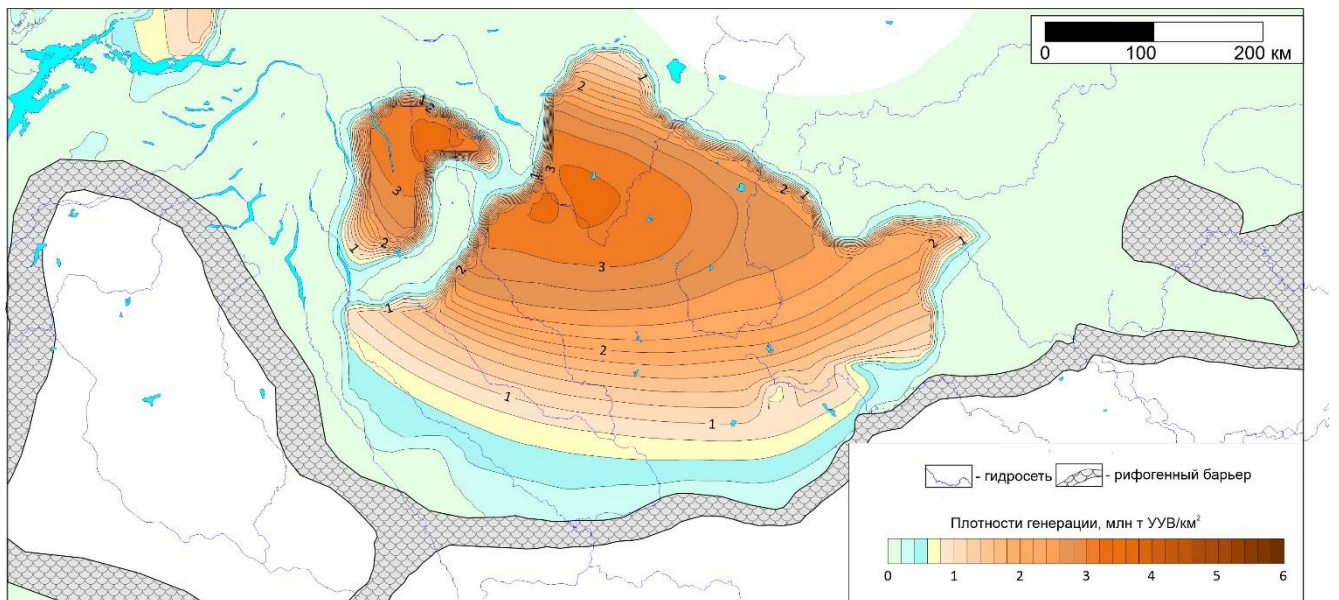


Рисунок 6.63 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 450 млн лет назад (поздний ордовик)

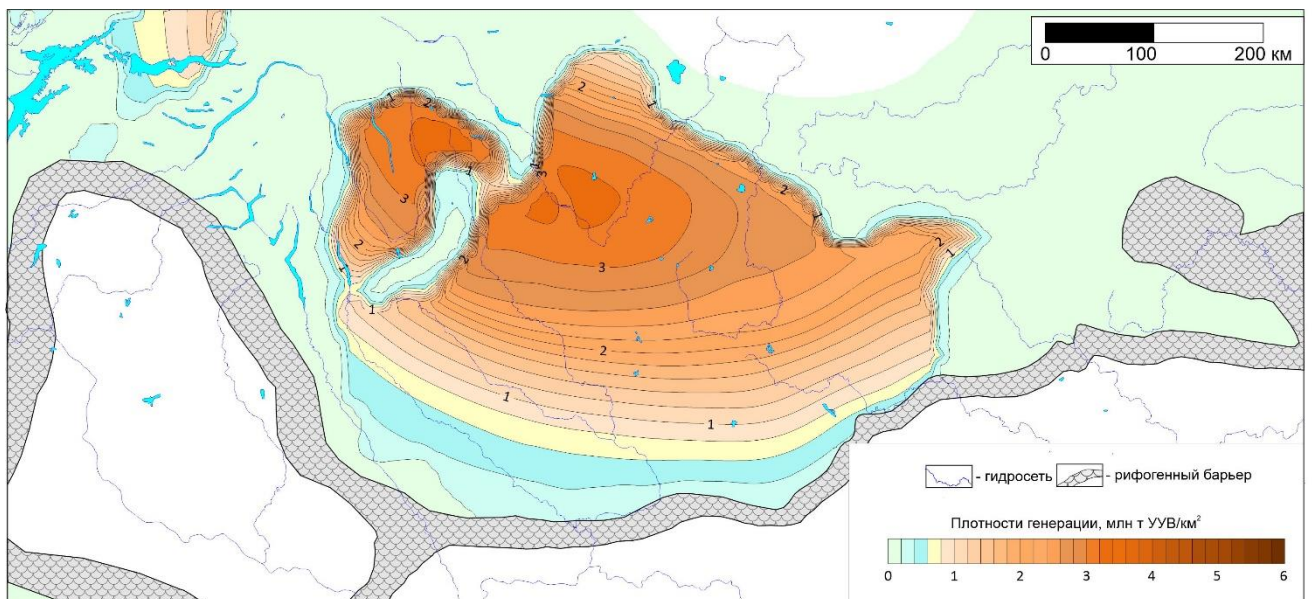


Рисунок 6.64 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 400 млн лет назад (средний девон)

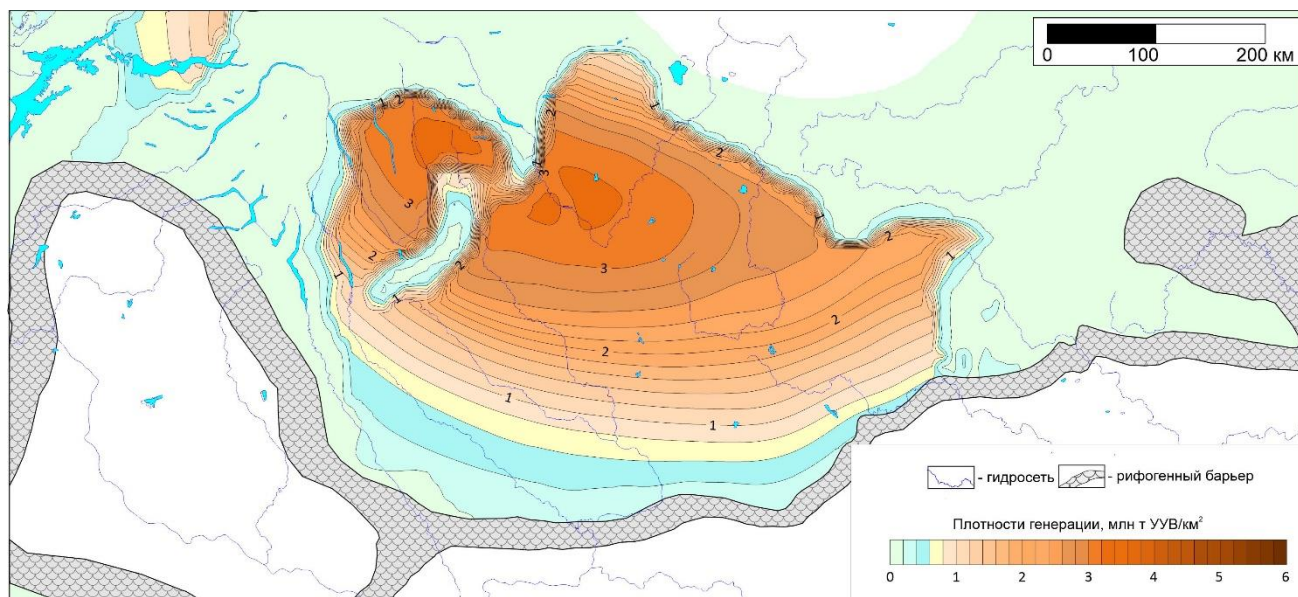


Рисунок 6.65 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 350 млн лет назад (ранний карбон)

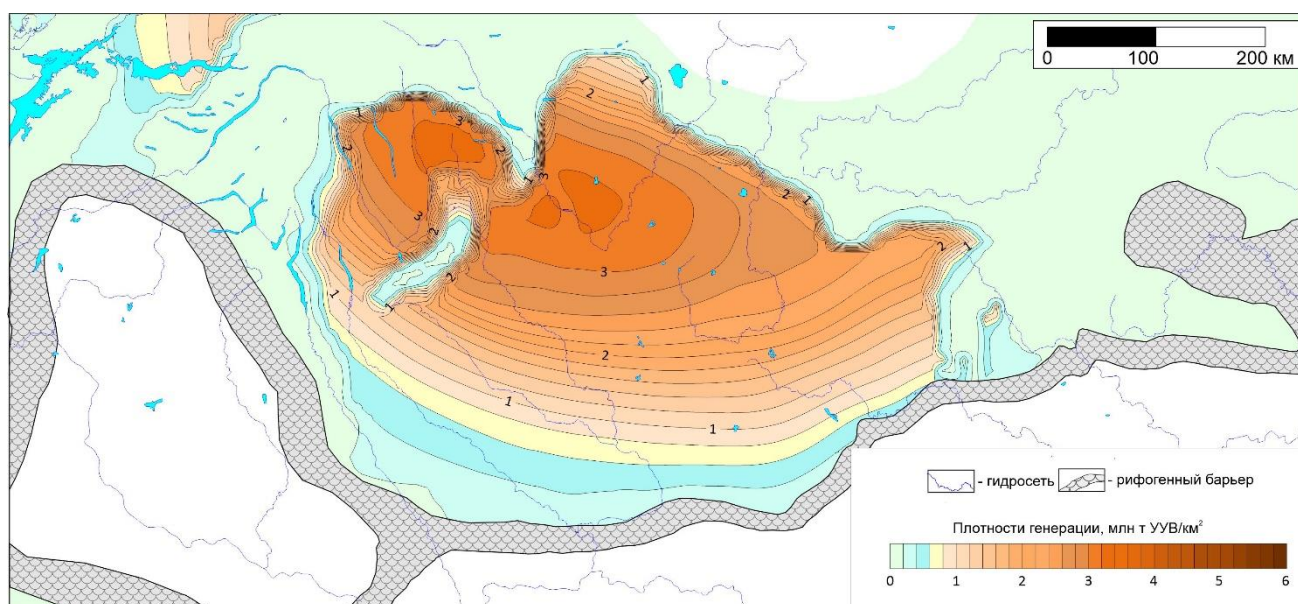


Рисунок 6.66 Схематическая карта распределения масштабов генерации газа куонамским комплексом Курейской синеклизы при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ 299 млн лет назад (ранняя пермь)

Таким образом, по результатам выполненного моделирования при градиентах 35° - $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ генерация в центральных частях Туринского и Ламско-Хантайского очагов началась в раннем ордовике (Рисунок 6.67). Пик генерации жидких УВ в Туринском очаге пришелся на конец ордовика – ранний девон (Рисунок 6.68). В Ламско-Хантайском очаге генерация жидких УВ к началу перми достигла пика.

С учетом термического крекинга образование газа в Туринском очаге при градиентах 35 и $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ началось в конце ордовика, а при градиенте $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ – в раннем ордовике. В Ламско-Хантайском очаге при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ генерация газа началась лишь в конце карбона–перми, при градиенте 40 и $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ – в позднем ордовике (Рисунок 6.69).

Данный раздел обосновывает третий и четвертый защищаемые результаты:

Третий защищаемый результат. *Многовариантная (при различных возможных термических сценариях развития осадочного чехла) цифровая динамическая модель генерации жидких и газообразных углеводородов в куонамской нефтегазопроизводящей толще центральных районов Курейской синеклизы в дотраповый период.*

При всех рассмотренных температурных сценариях генерация жидких УВ началась уже в раннем ордовике в центральных частях депрессионных зон осадочного чехла - Туринской мегавпадины и Ламско-Хантайского мегапрогиба. Генерация газообразных продуктов за счет термического крекинга в центральной части Туринской впадины при всех температурных сценариях началась также в раннем ордовике. Несколько более значимо влияние температурного сценария на время начала генерации газа в Ламско-Хантайском мегапрогибе: при градиенте $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$ она началась в начале карбона, при $40^{\circ}\text{C}/\text{км}$ уже в конце ордовика, при $45^{\circ}\text{C}/\text{км}$ – в раннем ордовике. Дальнейшее погружение осадочного чехла в силуре и девоне привело к расширению площади интенсивного катагенеза куонамской НГПТ. В периферийных частях депрессионных зон осадочного чехла ранее образованных жидкие углеводороды не подверглись вторичному термическому крекингу. К концу дотрапового

периода генерационный потенциал куонамской НГПТ в центральных частях Туринской мегавпадины и Ламско-Хантайского мегапрогиба, вероятно, был в значительной степени реализован.

Четвертый защищаемый результат. На дотрапповый период на территории Курейской синеклизы существовало два несинхронных разномасштабных очага генерации УВ: Туринский и Ламско-Хантайский.

Зарождение Туринского очага произошло в раннем ордовике. В этот период генерация жидких УВ происходила в центральной части исследуемой территории. В наиболее погруженной части очага в связи с термическим крекингом жидких УВ происходило газообразование. К началу перми в пределах Туринского очага плотность генерации УВ доходила до 5,8 млн т условных углеводородов (УУВ)/км². Зарождение Ламско-Хантайского очага началось в конце ордовика, в силуре и девоне происходило расширение области генерации УВ. К концу дотраппового периода плотность генерации в пределах очага составила до 2 млн т УУВ/км². Суммарные масштабы генерации УВ куонамской нефтегазопроизводящей толщей на территории исследований составили порядка 670 млрд т УУВ.

Суммарные масштабы генерации УВ куонамским комплексом по результатам выполненных построений составили 670 млрд т УУВ

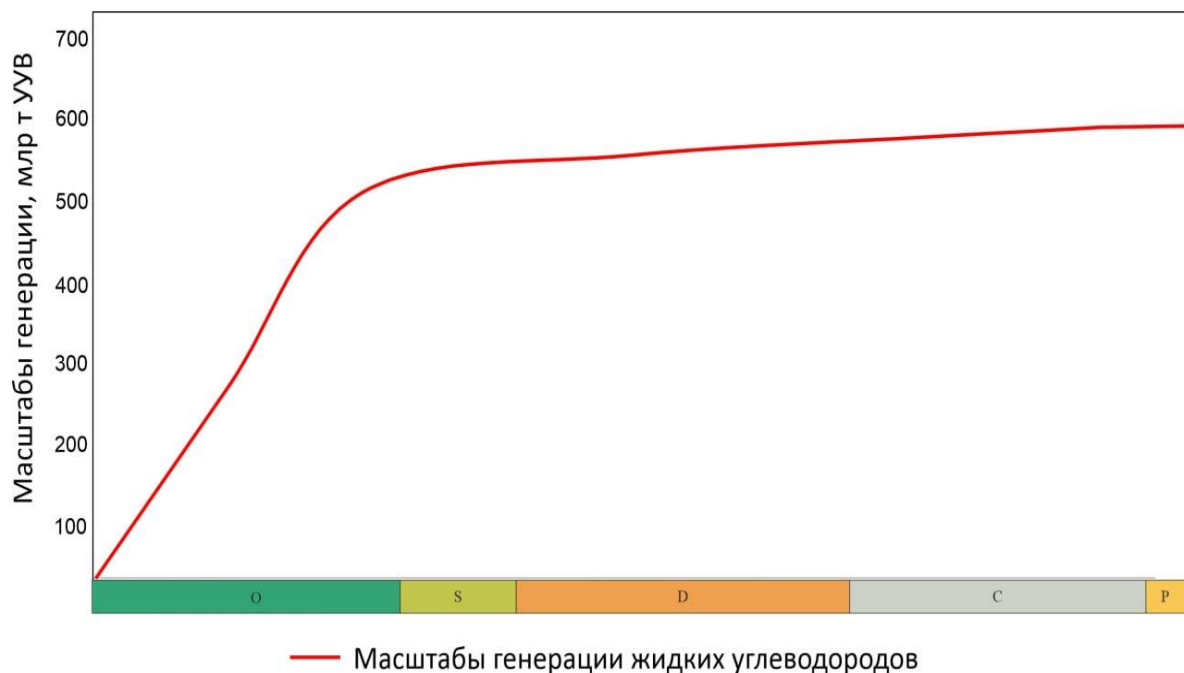


Рисунок 6.67 Кумулятивные масштабы генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы на конец дотраппового периода

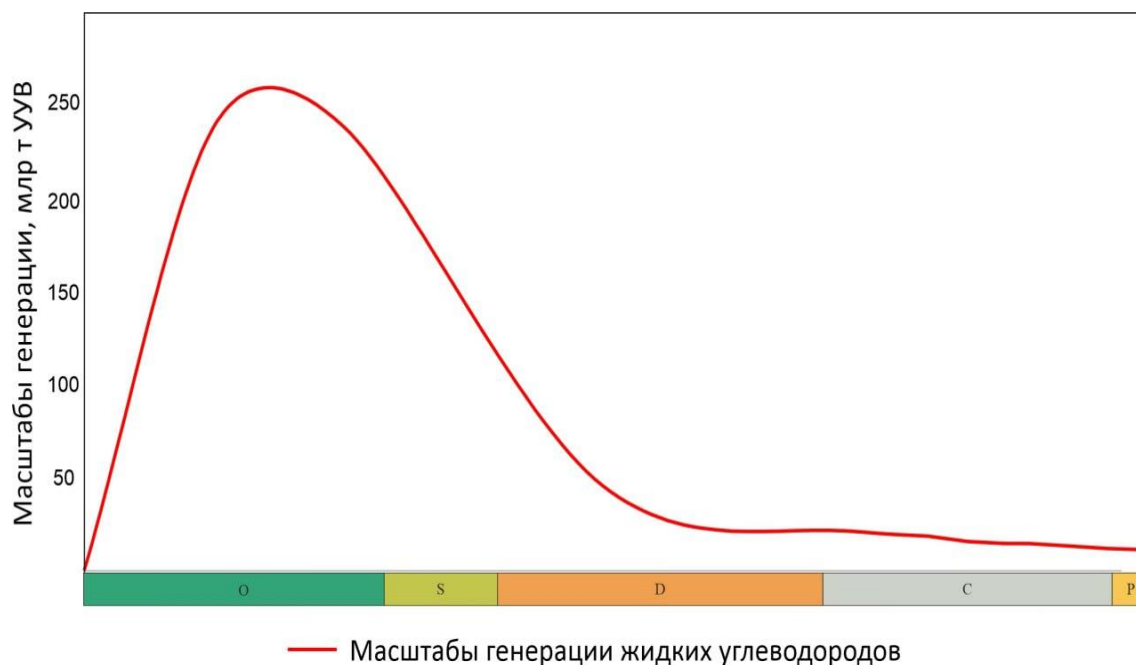


Рисунок 6.68 Дифференцированные масштабы генерации УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы на конец дотраппового периода

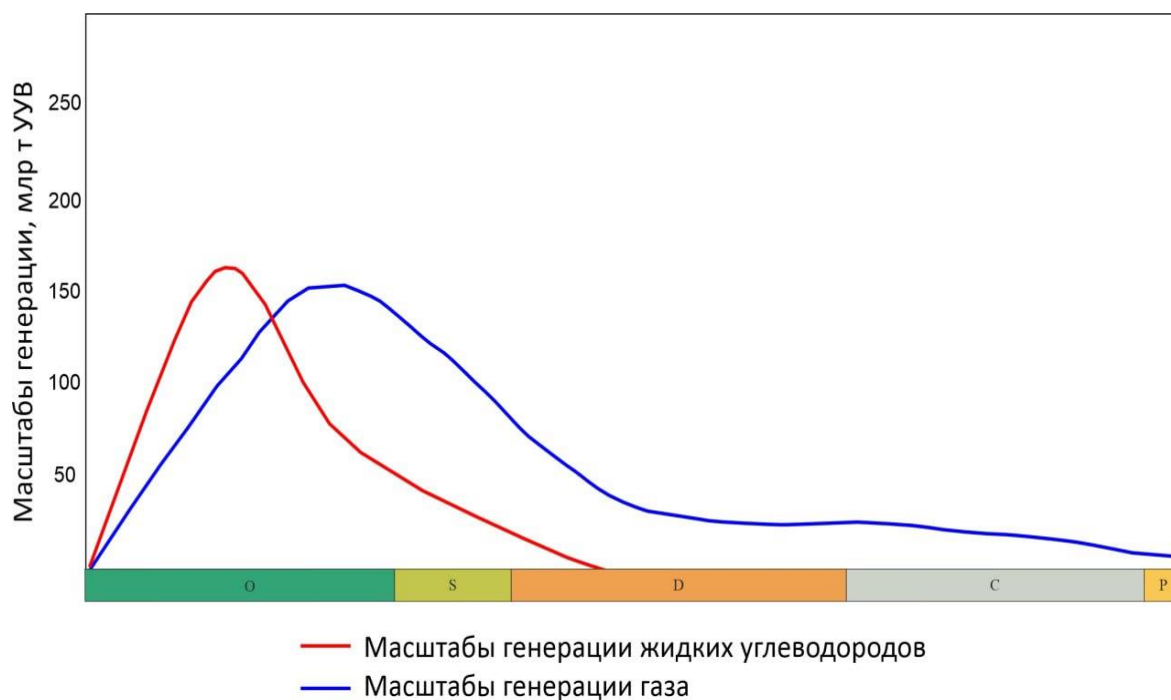


Рисунок 6.69 Дифференцированные масштабы генерации жидких УВ куонамским комплексом Курейской синеклизы на конец дотраппового периода с учетом терморекинга

Косвенно оценивая возможные масштабы аккумуляции сгенерированных углеводородов [Конторович, 1976], можно предположить, что ресурсы, связанные с куонамской НГПТ рассматриваемой территории, могли составлять на конец дотраппового периода 6-67 млрд т УУВ. В качестве потенциальных зон аккумуляции генерированных углеводородов могли выступать клиноформный комплекс майского яруса кембрия, рифовые фации нижнего-среднего кембрия и одиночные органогенные банки.

Оценка степени сохранности сформировавшихся скоплений существенно зависит от влияния траппового магматизма и новейших тектонических событий. Экспертно можно оценить величину сохранившихся к настоящему времени ресурсов Курейской синеклизы, связанных с куонамской НГПТ величиной не менее 10 млрд т УУВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Кумулятивные плотности генерации УВ в Туринском очаге достигли 5.8 млн т УУВ /км², в Ламско-Хантайском до 2.8 млн т УУВ /км². Генерация углеводородов в Туринском очаге к началу перми практически полностью прекратилась. Согласно выполненной реконструкции, к началу внедрения траппов основная часть залежей была сформирована за счет углеводородов, генерация которых имела место в девоне, позднем карбоне. Таким образом, внедрение интрузий траппов в тело куонамской свиты в конце перми–начале триаса в Туринском очаге генерации уже не могла существенно сказаться на реализации ее генерационного потенциала. Такое влияние могло быть несколько большим в Ламско-Хантайском очаге, так как в конце карбона в нем еще активно происходили процессы генерации УВ.

В работе предварительно оценены предполагаемые ресурсы УВ, связанные с куонамской НГПТ Курейской синеклизы на дотрапповый период. Отмечено, что свой вклад в формирование залежей УВ в разрезе данной территории могли выполнить также образования рифея, венда и палеозоя.

Суммарные масштабы генерации УВ куонамской НГПТ на территории исследований составили порядка 670 млрд т УУВ. Оценивая возможные масштабы аккумуляции сгенерированных углеводородов, можно предположить, что ресурсы, связанные с куонамской НГПТ рассматриваемой территории, могли на конец дотраппового периода варьировать в широком диапазоне 6-67 млрд т. УУВ. В качестве потенциальных зон аккумуляции углеводородов, вероятно, выступали клиноформный комплекс майского яруса кембрия, рифовые фации нижнего-среднего кембрия и одиночные органогенные банки.

Степень сохранности сформировавшихся скоплений существенно зависит от влияния траппового магматизма и новейших тектонических событий. Экспертно можно оценить величину сохранившихся к настоящему времени ресурсов Курейской синеклизы, связанных с куонамской НГПТ величиной не менее 10 млрд т УУВ.

Очевидны **дальнейшие направления** данного цикла исследований. Более полное и корректное моделирование генерации, эмиграции и аккумуляции УВ, с учетом влияния траппового магматизма в осадочном чехле изучаемого района может быть выполнено после проведения достаточного объема региональных работ во внутренних районах Курейской синеклизы и уточнения модели строения ее осадочного чехла, особенно в части распределения трапповых интрузий в разрезе и по площади, включения в модель возможных позднепалеозойских НППТ и уточнения их характеристик.

Список литературы

1. Асташкин В.А. Геология и перспективы нефтегазоности рифовых систем кембрия Сибирской платформы / В.А. Асташкин, А. И. Варламов, Н.К. Губина [и др.] – М: Недра, – 1984. – 181 с.
2. Асташкин В.А. Палеогеоморфологические условия формирования депрессионного комплекса кембрия Сибирской платформы // сб. тр. СНИИГГиМС: Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. –1982. – С. 127-133.
3. Асташкин В.А. Рифовые системы кембрия Западной Якутии / Асташкин В.А., Савицкий В.Е. // Советская геология. – 1978. – № 6. – С. 27–37.
4. Баженова Т.К. Главные критерии перспектив нефтегазоносности запада Сибирской платформы / Т.К. Баженова, В.И. Вожов, Ф.Г. Гулари. [и др.] // Проблемы нефтеносности Сибири: Новосибирск: Наука. –1971. – С. 186–213.
5. Баженова Т.К. Катагенные изменения рассеянного органического вещества и нефтеобразование в кембрийских осадочных толщах / Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, В.М. Евтушенко [и др.] // Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. Тр.СНИИГГиМСа: вып. 139, 1972б. – С. 19–41.
6. Баженова Т.К. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего среднего кембрия Сибирской платформы / Т.К. Баженова, М.В. Дахнова, Т.П. Жеглова – М.: ВНИГНИ. – 2014. – 128 с.
7. Баженова Т.К. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / Т.К. Баженова, С.Н. Белецкая, Л.С. Беяева [и др.] – Ленинград: Недра. – 1981. – 211 с.
8. Баженова Т.К. Рассеянное органическое вещество в отложениях кембрия Сибирской платформы / Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, В.М. Евтушенко [и др.] // Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. Тр. СНИИГГиМСа: вып. 139. – 1972а. – С. 4-18.
9. Баженова, Т. К. Нижнесреднекембрийский очаг нефтегазообразования на Севере Тунгусской синеклизы (Красноярский край) / Т. К. Баженова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. – С. 1-14.

10. Бахтуров С.Ф. Доманикоидные отложения кембрия востока Сибирской платформы / С.Ф. Бахтуров, В.С. Переладов // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. - Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1982. – С. 115 -127.
11. Бахтуров С.Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов. Новосибирск: Наука. – 1988. – 160 с.
12. Башарин А.К. Енисейский складчатый пояс: итоги исследований и проблемы / А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, А.В. Хоменко // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту), вып. 3, т. 1. Иркутск, ИЗК СО РАН. – 2005. – С. 27-30.
13. Биккенина Д.А. О некоторых результатах изучения органического вещества пород и битумов куонамской свиты южного склона Анабарской антеклизы // Геология и нефтегазоносность Западной Якутии. - Труды ВНИГРИ. – 1966. – №. 249. – С. 264-279.
14. Богородская Л.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев – Новосибирск, изд-во СО РАН, филиал Гео. – 2005. – 254 с.
15. Болдушевская Л.Н. Геохимия органического вещества и нефтей ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы / Л.Н. Болдушевская, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко [и др.] // Успехи органической геохимии : Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева, Новосибирск, 05–06 апреля 2022 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет. – 2022. – С. 13-16.
16. Болдушевская Л.Н. Нефтематеринские свойства и корреляция органическое вещество пород-нафтиды ирэмэкэнской тощи верхнего рифея Камовского свода Байкитской антеклизы (Сибирская платформа) / Л.Н.

Болдушевская, С.В. Фадеева, И.В. Гончаров [и др.] // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65, № 1. – С. 117-132.

17. Болдушевская Л.Н. Результаты пиролиза органического вещества отложений куонамской свиты (нижний-средний кембрий) в разрезе на р.Молодо / Л.Н. Болдушевская, Ю.А. Филиппов, В.С. Переладов [и др.] // XIII международная полевая конференция рабочей группы по ярусному расчленению кембрия Сибирской платформы, Западная Якутия. Новосибирск: Изд-во ФГУП СНИИГГиМС. – 2008. С. 9-11.

18. Бурштейн Л.М.. Кинетические характеристики керогенов Куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы / Л.М. Бурштейн, А.А. Дешин, Т.М. Парфенова, Е.С. Ярославцева [и др.] // Геология и геофизика – том 65 – № 1 – С. 133-150 – 2024.

19. Вассоевич Н.Б. О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли / Н.Б. Вассоевич, Н. Н. Корнилова, В.В. Чернышов // Вестн. МГУ. Геол. – 1973. – № I. С. 8— 23.

20. Вальчак В.И. Новые данные по геологии нефтегазоперспективных рифогенных объектов севера Сибирской платформы / В.И. Вальчак, В.М. Каминский, А.А. Евграфов [и др.] // Природные ресурсы Красноярского края. – 2015. – № 24. – С. 28–31.

21. Вараксина И.В. Литология, органическая геохимия и перспективы нефтегазоносности северных районов Курейской синеклизы / И.В. Вараксина, И.Д. Тимошина, А.Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 572-585.

22. Варламов А. И. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.И. Варламов, П.Н. Мельников, А.С. Ефимов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 21-67.

23. Варламов А.И. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа / А.И. Варламов, В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун [и др.] // Геология нефти и газа. – 2017. - №5. – С. 51-65

24. Вассоевич Н.Б. Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов / Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина [и др.] // Известия АН СССР, сер. Геологическая. – 1971. – № 11. – С. 56
25. Вассоевич Н.Б. Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков / Н.Б. Вассоевич. М. –Наука. – 1978. с. 126-132.
26. Вассоевич Н.Б. Особенности катагенеза рассеянного органического вещества в бедных коллекторами глинистых толщах / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, М.И. Гербер [и др.] // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1973. № 4, с. 116-124.
27. Вебер В. В. Проблема нефтеобразования в свете данных палеогеографии нефтеносных бассейнов // Происхождение нефти и природного газа: современное состояние вопроса. М.: ЦИМТнефть. – 1947. С. 28-38.
28. Вебер В.В. Преобразование органического вещества. Сб. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. М: Гостоптехиздат. – 1956. – С. 223-341.
29. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтеносности М.: Научный мир. – 2007. – 456 с.
30. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Под ред В.С. Быкадорова, П.А. Пекарец, Г.П. Радченко [и др.] – М: Недра. – 1964. – Т. 8. – 790 с.
31. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра. – 1981. – 522 с.
32. Голышев С. И. Особенности изотопного состава углерода органического вещества и углерода и кислорода карбонатной составляющей нефтегазопроизводящих отложений кембрия Сибирской платформы / Голышев С. И., Соболев П. Н., Падалко Н. Л. [и др.]// Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 2(54). – С. 10-22.

33. Гоньшакова В.И. Трапповая формация юго-восточной части Сибирской платформы // Петрография восточной Сибири. М., АН СССР – 1962. С. 118-207.

34. Горлов Д. А. Прогноз зон отдельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего - среднего кембрия Восточной Сибири / Д.А. Горлов, С.П. Левшунова // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 67-77.

35. Горлов Д.А. Нефтегазогеологическое районирование куонамской формации ниже-среднекембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Д.А. Горлов, С.П. Левшунова, Д.В. Роот [и др.] // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 67–79.

36. Горюнов Н.А. Байкальский складчатый комплекс и западная граница Сибирской платформы / Н.А. Горюнов, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев [и др.] // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту), т 1. Иркутск, изд-во ин-та географии СО РАН. – 2004. – С. 101-104.

37. Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа / Тр. НИЛЗарубежгеология, вып. 32, - М.: Недра. – 1974. – 156 с.

38. Губин И.А. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных / И.А. Губин, А.Э. Конторович, С.А. Моисеев [и др.] // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – Т. 2. – С. 47-55.

39. Губин И. А. Структурная характеристика венд-кембрийских отложений восточной части Северо-Тунгусской НГО по данным сейсморазведки 2D в связи с нефтегазоносностью / И.А. Губин, А.В. Таратенко // Геофизические технологии. – 2018. – № 3. – С. 14-29.

40. Гурари Ф.Г. Геохимия микроэлементов в морских планктоногенных отложениях нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / Ф.Г. Гурари, В.М.

Гавшин, Н.И. Матвиенко [и др.] // Ассоциация микроэлементов с органическим веществом в осадочных толщах Сибири. – Новосибирск. – 1984. – С. 41-69.

41. Дахнова М. В. Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы / М.В. Дахнова, Т.П. Жеглова, С.В. Можегова // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 953-961.

42. Девятков В.П. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек / В.А. Девятков, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин// Приложение к журналу «Геология и геофизика», т. 52. Новости палеонтологии и стратиграфии, вып. 16-17. – 2011. – С. 87-101.

43. Демочкин К.К. О стратиграфическом расчленении кембрийских отложений севера Сибирской платформы // Сборник статей по геологии Арктики. - Л.: НИИГА. – 1958. С. 3 - 12.

44. Дивина Т.А. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы / Т.А. Дивина, Л.И. Егорова, А.А. Сплихов [и др.] // Геология и геофизика. – 1996а. – № 7. – С. 23–33.

45. Дивина Т.А. Прогноз нефтегазогеологических параметров палеозойских отложений севера Тунгусской синеклизы / Т.А. Дивина, В.С. Старосельцев, В.Ю. Тезиков [и др.] // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири (Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе "Поиск" за 1994 год). Ч. II. Новосибирск. – 1996б. С. 113-115.

46. Добрецов Н.Л. Геологические следствия термохимической модели плюмов // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. № 7. – С. 587-604.

47. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геологические модели // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. № 6. – С. 761-784

48. Добрецов Н.Л. Основы тектоники и геодинамики. – Новосибирск: изд-во НГУ. – 2011. – 492 с.

49. Дубатовов В.Н. Палеоландшафты азиатской части России в среднем палеозое / Дубатовов В.Н., Краснов В.И. // Новосибирск, СНИИГГиМС. – 2011. – 168 с.
50. Дучков А.Д. Мерзлотно-геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока / А.Д. Дучков, Н.Н. Добрецов, Д.Е. Аюнов [и др.] // Динамика физических полей Земли. М: Светоч Плюс. – 2011. – С. 207-221.
51. Дучков А.Д. Температура литосферы Сибири по геотермическим данным / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 1985. – Т. 26, № 12. – С. 60-71;
52. Дучков А.Д. Температура, криолитозона и радиогенная теплогенерация в земной коре Северной Азии / А.Д. Дучков, В.Т. Балобаев, Б.В. Володько [и др.] // Труды ОИГГМ СО РАН – 1994. – Новосибирск. – 141 с.
53. Дучков А.Д. Тепловое поле недр Сибири / Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т. [и др.] // Труды ИГиГ СО АН СССР – Наука. Сиб. отд-ние – Новосибирск. – 1987. – 196 с.
54. Евтушенко В.М. Основные черты геохимии и литологии отложений куонамского типа кембрия Сибирской платформы / В.М. Евтушенко, А.Э. Конторович // Тр. СНИИГГиМС. 1969. – Вып. 98. – С. 72-76.
55. Журавлева И. Т. Сахайская органогенная полоса. - В кн.: Среда и жизнь в геологическом прошлом: Вопросы экостратиграфии. Новосибирск: «Наука». – 1979. – С. 128-154.
56. Зеленов К.К. Литология нижнекембрийских отложений северного склона Алданского массива. Тр. АН СССР ГИН. - Вып. 8. - М. - 1957. - 123 с.
57. Зинченко В.Н. Литолого-фациальные и палеотектонические условия нефтегазоносности вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы / В.Н. Зинченко, Г.А. Полякова, Г.П. Пономарева [и др.] // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР / Тр. ВНИГРИ. – Ленинград. – 1985. – С. 177-187
58. Зуева Т.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности девонских и нижнекаменноугольных отложений // Закономерности размещения скоплений

нефти и газа на Сибирской платформе. Новосибирск. – 1979. – С. 42—48 (Труды СНИИГГиМСа, вып. 271)

59. Казаков А.М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система/ А.М. Казаков, А.Г. Константинов, Н.И. Курушин [и др.] – Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал "ГЕО". – 2002. – 322 с.

60. Каныгин А.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. В 9-ти кн. Ордовик Сибирской платформы/ А.В. Каныгин, А.Г. Ядренкина, А.В. Тимохин [и др.]. – Новосибирск : Академическое изд-во "Гео". – 2007 – 270 с.

61. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, – 2003. – 159 с.

62. Каширцев В.А. Кембрийский горючесланцевый бассейн Сибирской платформы. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК "Наука/Интерпериодика". – 2001.

63. Килина Л.И. Основные черты геохимии и литологии Алданского яруса северо-западной части Сибирской платформы / Килина Л.И., Конторович А.Э., Малюшко Л.Д. [и др.] // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Труды СНИИГГиМС; Вып. 78. Новосибирск. – 1968. – С. 116-131.

64. Конторович А. Э. Физико-химическое моделирование равновесия в системе "карбонат-эвапоритовые породы-вода-углеводороды" при контактовом метаморфизме и катагенезе / А.Э. Конторович, А.Л. Павлов, Г.А. Третьяков [и др.] // Геохимия. – 1996, № 6. – С. 61 1-629.

65. Конторович А. Э. Применение геотермометров для оценки температур метаморфизма в осадочных бассейнах с трапповым магматизмом / А.Э. Конторович, И.И. Лиханов, В.В. Лепетюхаи [и др.] // Докл. РАН. – 1995. – Т. 343, № 3. – С. 347-350.

66. Конторович А. Э. К палеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи // А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий // Вопросы литологии и палеографии Сибири. Тр. СНИИГГиМСа. – 1970. – Вып. 106. – С. 95–108.

67. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Труды СНИИГГиМСа. Вып. 229. М.: Недра. – 1976. – 250 с.
68. Конторович А.Э. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-1, Восток-3) / Конторович А.Э., Костырева Е.А. // Геология и геофизика. – 2011а. – № 6. – С. 737-750
69. Конторович А.Э. К палеогеографии сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи / А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий, В.М. Евтушенко // Кембрий Сибирской платформы (Юдомо-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений). М.: Недра. – 1972. – С. 126-132
70. Конторович А.Э. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции / Конторович А.Э., Костырева Е.А // Геология нефти и газа. – 2011б. – № 5. – С. 73-77
71. Конторович А.Э. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.И. Вальчак [и др.] // Интерэкспо ГЕО-Сибирь, Новосибирск: СГУГиТ, 2017. - Т. 1. - С. 57-64.
72. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков [и др.] - под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск. – 1994. – 91 с.
73. Конторович А.Э. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) / А.Э. Конторович, А.И. Варламов, В.Г. Емешев [и др.] // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49 (11). – С. 1119—1128.
74. Конторович А.Э. Перспективы выявления ресурсов нефти и газа в Тунгусской синеклизе / А.Э. Конторович, И.Г. Левченко, Н.В. Мельников [и др.] // Советская геология. – 1976. – № 3. – С. 11
75. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин [и др.] // Геология и геофизика. – 1999. –Т. 40, № 11. – С. 1676-1693.

76. Конторович А.Э. Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток-4) / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, И.В. Коровников [и др.] // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53 (10). С. 1273—1284

Конторович А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн [и др.] // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 3. С. 357-371.

77. Конторович А.Э. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика, т. 50, № 8, 2009. С. 851-862.

78. Конторович А.Э. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма / А.Э. Конторович, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11-12. – С. 1764-1773.

79. Конторович А.Э. Теория нефтидогенеза: 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.

80. Конторович А.Э. Палеогеография Сибирской платформы в кембрии и ее влияние на нефтегазоносность / А. Э. Конторович, А. М. Фомин, С. А. Моисеев [и др.] // Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа: Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича, Новосибирск, 29 января – 01 2024 года. – Новосибирск: Сибирское отделение РАН. – 2024. – С. 111-114.

81. Коровников И. В. Биостратиграфия, литология и геохимия пород нижнего и среднего кембрия в бассейне реки Кюленке (первые результаты исследования керна скважин) / Коровников И. В., Вараксина И. В., Конторович А. Э. [и др.] // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65, № 1. – С. 151-163.

82. Космачева А.Ю. Куонамский комплекс как новое направление по наращиванию минерально-сырьевой базы углеводородов на территории Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции / А.Ю. Космачева., М.О. Федорович // Нефтегазовое дело. – 2021а. – Т. 19, № 3. – С. 28—35.

83. 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. – 2021б. – Т. 16, № 1. – С 1-11.

84. Кринин, В. А Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов Сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины / В. А. Кринин, И.И. Порозов // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 25-38.

85. Кринин, В. А. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область - приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири / В. А. Кринин, И. И. Порозов, Ю. В. Шеходанова // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 29-38.

86. Кринин, В. А., Порозов И.И Зональность распределения углеводородов и нефтегазоносность осадочного чехла западной части Сибирской платформы / В. А. Кринин, И.И. Порозов // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 29

87. Лебедев А.П. Трапповая формация центральной части Тунгусского бассейна // Тр. ГИН АН СССР, 1955, вып. 161, 196 с.

88. Лиханов И. И. Определение одновременности-разновременности внедрения трапповых силлов на основании температур контактового метаморфизма / И.И. Лиханов, А.А. Тен // Докл. АН СССР. – 1991. – Т . 321, № 4. – С. 1044- 1048.

89. Малич Н.С Восточно-Сибирская хатакратонная структурно-фациальная зона / Н.С. Малич, М.А. Минаева // Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых. Т. 4. Сибирская платформа. Л.: Недра. – 1987. – С. 149-157

90. Масленников М. А. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / М.А. Масленников, С.С. Сухов, П.Н. Соболев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29-50.

91. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.

92. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2018. – 177 с.

93. Мельников Н. В. Некомпенсированные прогибы и зоны вымывания солей в разрезе юга Сибирской платформы. Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы / Н. В. Мельников, А. О. Ефимов, И. Г. Сафронова. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1980. – С. 36–50.

94. Мельников Н. В., Егорова Л. И., Килина Л. И. и др. Стратиграфия кембрия Бахтинского мегавыступа. // Геология и геофизика. — 1989б. — №3. – С. 8-18.

95. Мельников Н.В. Венд-кембрийское опускание юга Сибирской платформы // Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1984. – С. 59-61.

96. Мельников Н.В. Палеогеография Сибирской платформы в раннем кембрии / Н.В. Мельников, В.А. Асташкин, Л.И. Килина [и др.] // Палеогеография фанерозоя Сибири. - Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС. – 1989а. – С. 10-17.

97. Мельников Н.В. Фациальное районирование нижнего-среднего кембрия междуречья Подкаменной и Нижней Тунгусок / Н.В. Мельников, А.В. Исаев, Е.А. Смирнов [и др.] // Региональная геология. – 2014. – № 3 (19). – С. 3-17.

98. Мельников Н.В. Нефтегазоносность кембрийских рифов Сурингдаконского свода / Н.В. Мельников, Л.И. Килина, В.А. Кринин // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: Наука. – 1991. – С. 180-189.

99. Мельников Н.В. Перекрытые базальтами осадочных бассейны древних платформ и их нефтегазоносность / Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев, А.В. Хоменко // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. М. – 1989. – С. 21-29
100. Мельников Н.В., Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин [и др.] - Новосибирск: Академическое издательство "Гео". – 2005. – 428 с.
101. Мельников Н.В. Уточнение стратиграфии кембрия Бахтинской области Турухано-Иркутско-Олекминского региона Сибирской платформы (по результатам изучения параметрической Нижнеимбакской скв. 219) / Н.В. Мельников, О.С. Шабанова, И.Е. Горяева //Геология и минеральные ресурсы. – 2013. – №2 (14). – С. 35-44.
102. Моисеев, С. А. Уточнение предпосылок нефтегазоносности нижне-среднекембрийских отложений Северо-Тунгусской перспективной нефтегазоносной области с учетом современных результатов региональных геологоразведочных работ / С. А. Моисеев, А. М. Фомин, И. А. Губин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021б. – Т. 16, № 3. – С. 1-26.
103. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти М.: Л.: Недра. – 1969. – 240 с.
104. Неручев С.Г. История геологического развития и нефтеносность кембрийских отложений северного склона Алданского щита и Прибайкальского краевого прогиба // Тр. ВНИГРИ; Вып. 130. Материалы по геологии и нефтеносности Якутской АССР. Л.: Гостоптехиздат. – 1959. – С. 33-72.
105. Неручев С.Г. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко. Л. – 1986. – 247 с.
106. Никишин А.М. Тектоническая история Сибирской платформы в венде-фанерозое / А.М. Никишин, К.О. Соборнов, А.В. Прокопьев [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2010. – № 1. – С. 3-16.
107. Николаева И.В. и др. Нижний кембрий юго-востока Сибирской платформы (литология, фации, палеогеология) / И.В. Николаева, И.Т. Журавлева,

З.В. Бородаевская [и др.] // Труды ИГиГ СО АН СССР. Новосибирск: Наука. – 1986. – 229 с.

108. Пайразян В.В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России): Монография. - М.: Издательство «Спутник+». – 2010. – 153 с.

109. Парпарова Г.М. Исходный материал и фациально-геохимические условия формирования вещественнопетрографического состава ОВ разновозрастных доманикоидных отложений / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.И. Гинзбург // Геохимия. – 1984. – № 12. – С. 1882-1885.

110. Парфенова Т.М. Смолы и асфальтены битумоидов куонамской свиты (северо-восток Сибирской платформы) //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №7. – С. 38-41.

111. Парфенова Т.М. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова, С.Ф. Бахтуров, Ю.Я. Шабанов // Геология и геофизика. 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 911-923.

112. Парфенова Т.М. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Л.С. Борисова [и др.] // Геология и геофизика. – 2010. – № 3. – С. 357-367.

113. Парфенова Т.М. Геохимические предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы)/ Т.М. Парфенова, И.В. Коровников, В.Н. Меленевский [и др.] // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87-91.

114. Парфенова Т.М. О возможности использования гамма-каротажа для количественного определения органического углерода в баженовской свите / Т.М. Парфенова, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных. Месторождений. – 1999. – № 11. – С. 29 – 34.

115. Парфенова, Т. М. Геохимические предпосылки нефтеносности пород инниканской свиты нижнего и среднего кембрия на юго-востоке Сибирской платформы / Т. М. Парфенова, Д. С. Мельник, И. В. Коровников // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2022. – № 11. – С. 64-71.

116. Парфенова, Т. М. Геохимия нефтидов ииниканской свиты нижнего и среднего кембрия Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, Д. С. Мельник // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 4(23). – С. 88.

117. Парфенова, Т. М. Новые сведения о геохимии хемофоссилий органического вещества пород нижнего кембрия (Юго-Восток сибирской платформы) / Т. М. Парфенова // Химия нефти и газа: Материалы XIII Международной конференции, Томск, 23–27 сентября 2024 года. – Томск: Институт оптики атмосферы им. В.Е. Зуева СО РАН. – 2024. – С. 41-42.

118. Парфенова, Т. М. Органическая геохимия пород и нефтидов ииниканской свиты Нижнего и среднего кембрия (лено-Амгинское междуречье) / Т. М. Парфенова, Д. С. Мельник // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции: в 2-х томах, Якутск, 18–20 апреля 2018 года. Том I. – Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова. – 2018. – С. 308-311.

119. Писарчик Я.К. Палеогеографическая характеристика Сибирской платформы в кембрии / Я.К. Писарчик, М.А. Минаева, Г.А. Русецкая // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра. – 1968. – С. 81-90.

120. Писарчик Я.К. Палеогеография Сибирской платформы в кембрии / Я.К. Писарчик, М.А. Минаева, Г.А. Русецкая // Труды Всесоюз. Ордена Ленина науч.-исслед. Геол. Ин-та, новая сер. - Т. 215. -Л.: Недра, М-во геологии СССР. – 1975. – 195 с.

121. Плуман И.И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса ЗападноСибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия. Новосибирск: Наука. – 1971. – Т 9. – С. 1138 - 1143.

122. Плуман И.И. Запивалов Н.П. Условия образования битуминозных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / И.И. Плуман, Н.П. Запивалов // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. – 1977. – № 9. – С. 111 – 117.

123. Полянский О.П. Комбинированный плюмовый и плитотектонический механизм рифтогенеза при формировании Якутско-Вилуйских дайковых поясов (Восточная Сибирь) / О.П. Полянский, А.В. Прокопьев, В.В. Ревердатто [и др.] // Геологические процессы в обстановках субдукции, коллизии и скольжения литосферных плит. V Всероссийская конференция с международным участием, Владивосток, 20–23 сентября 2021 г.: материалы /Дальневосточный институт геологии ДВО РАН. – Владивосток: Изд-во Дальневост. федерал. ун-та. – 2021. – С. 127-128.

124. Полянский О.П. Природа теплового источника базитового магматизма при формировании Вилуйского рифта на основе данных о возрасте дайковых поясов и численного моделирования / О.П. Полянский, А.В. Прокопьев, О.В. Королева [и др.]// Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. № 10. – С. 1519-1541.

125. Полянский О.П. Реконструкция динамики погружения и палеотемпературного режима северной окраины Сибирской платформы / О.П. Полянский, Ю.Ф. Филиппов, А.Н. Фомин [и др.] // Геология и геофизика. – 2025. – Т. 66. № 1. – С. 93-108.

126. Попова М.В. Вещественно-петрографический состав пород и органического вещества «куонамской» формации / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – №3 (27). – С. 107-114.

127. Прокопьев А.В. Среднепалеозойский и среднетриасовый импульсы траппового магматизма на востоке Сибирской платформы: результаты первых $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ -датировок долеритовых силлов / А.В. Прокопьев, О.П. Полянский, О.В. Королева [и др.] //Доклады РАН. Науки о Земле. – 2020. – Т. 490, № 1. – С. 7–11.

128. Ревердатто В. В., Волкова Н. И. Моделирование термического метаморфизма нефтеносных пород вблизи траппов / В.В. Ревердатто, Н.И. Волкова // Динамические и физико-химические модели магматогенных процессов. Новосибирск. – 1983. – С. 8-12.

129. Ревердатто В.В. Влияние магматического тепла на генерацию и дегенерацию углеводородов вблизи интрузивных тел базальтов / В.В. Ревердатто, В.Н. Меленевский //Доклады АН СССР. – 1986. – Т. 286, № 2. – С. 409-411.

130. Резников А.Н. Геотермические условия осадочно-породных бассейнов земного шара / А.Н. Резников, С.М. Астахов, С.А. Резников [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. Т. 4. – С. 49-56.

131. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. I / Ред. В.И. Краснов, В.Е. Савицкий, Ю.И. Тесаков, В.В. Хоментовский. Новосибирск: Изд. СНИИГГиМСа, 1983. – 216 с.

132. Решения четвертого межведомственного стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. Новосибирск. – 1989. – 64 с.

133. Розанов А.Ю. Бактериальная палеонтология / А.Ю. Розанов, Г.А. Заварзин // Вестник Российской Академии наук. – 1997. – Т. 67, № 3. – С. 241-245.

134. Розен О.М. Термальная эволюция северо-востока Сибирской платформы в свете данных трекового датирования апатитов из керна глубоких скважин / О.М. Розен, А.В. Соловьев, Д.З. Журавлев // Физика земли. – 2009. – № 10. – С. 79-96

135. Романкевич Е.А. Органическое вещество мирового океана / Е.А. Романкевич, А.А. Ветров, В.И. Пересыпкин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, №4. – С. 401-411

136. Росляк И.Е. Оценка перспектив нефтегазоносности Ленской ветви Предверхооянского краевого прогиба на основе бассейнового моделирования / И.Е. Росляк, К.И. Данцова, А.С. Монакова // Нефтяное хозяйство. – 2023, № 5. – С. 52-56.

137. Савицкий В. Е. Роль и масштабы рифообразования в кембрийской истории Сибирской платформы / В.Е. Савицкий, В.А. Асташкин // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1979. – С. 5-18.

138. Савицкий В.Е. Кембрий Сибирской платформы (Юдомо-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений)/ В.Е. Савицкий, В.М. Евтушенко, Л.И. Егорова [и др.] // Труды СНИИГГиМС. – 1972. – вып. 130. – 198 с.

139. Савчик, Д. М. Двухмерное моделирование осадочного бассейна на юге Анабарской антеклизы / Д.М. Савчик, Л.Н. Болдушевская // Геодинамика и минерагения Северной и Центральной Азии: Материалы V Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 45-летию Геологического института СО РАН, Улан-Удэ, 27–31 августа 2018 года / Ответственный редактор Е.В. Кислов. – Улан-Удэ: Бурятский государственный университет. – 2018. – С. 332-334.

140. Сараев С.В. Седиментология и Литохимия Нижне- и среднекембрийских углеродсодержащих отложений из разрезов реки Юдома (Сибирская платформа) / С.В. Сараев, Т.М. Парфенова, А.С. Ганашилин [и др. // Геология и геофизика. – 2025. – Т. 66, № 8. – С. 955-975.

141. Сафронов П.И. История нефтегазообразования в кембрийском комплексе Вилюйской гемисинеклизы / П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн, И.А. Губин [и др.] // Успехи органической геохимии. Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева, Новосибирск, 05–06 апреля 2022 года. Новосибирск, НГУ. – 2022. – С. 242—244.

142. Симонов В.А. Условия формирования девонских базитов Вилюйско-Мархинского дайкового пояса Вилюйского палеорифта (Сибирская платформа) / В.А. Симонов, О.П. Полянский, А.В. Котляров [и др.] // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2023. – Т. 511, № 1. – С. 38-45.

143. Соболев П. Н. Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / П.Н. Соболев, Ф.А. Мигурский, З.З. Акимова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 43-52.

144. Соболев П.Н. Доманикоидные отложения ииниканской свиты нижнего—среднего кембрия в скважине Усть-Майская-366 (юго-восток Сибирской платформы) / П.Н. Соболев, М.В. Попова, С.Г. Прокудин // Черные сланцы. Геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы

использования как альтернативного углеводородного сырья (Материалы Всероссийской научн. -практ. конференции). Якутск. – 2015. – С. 81-84.

145. Соболев П.Н. Аналогии доманикоидных отложений куонамской свиты на западе Сибирской Платформы / П.Н. Соболев, В.И. Сухоручко, О.А. Анциферова// Успехи органической геохимии. Материалы Всероссийской научной конференции (11-15 окт. 2010 г.) ИНГГ СО РАН. – 2010. – С. 315-319

146. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск: Наука. – 2008. – 212 с.

147. Старосельцев В.С. Геологические условия нефтегазоносности чехла Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 19-12

148. Старосельцев В.С. Осадочный комплекс Тунгусской синеклизы – перспективный объект поиска углеводородов// Геология нефти и газа. – 1990. – № 1. – С. 11.

149. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. М. Недра. – 1989. – 259 с.

150. Старосельцев В.С. Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы / В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина// Геология и геофизика. – 2011. – Т.52, № 8. – С. 1165-1171.

151. Старосельцев В.С. Раннепротерозойский комплекс севера Ангаро-Котуйского рифтогенного рифейского прогиба и его возможное влияние на нефтегазоносность / В.С. Старосельцев, Л.А. Кроль // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2 (18). – С. 16—24.

152. Старосельцев, В. С. Обстановки накопления углеродистых пород кембрия Сибирской платформы / В. С. Старосельцев, Б. Б. Шишкин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 787-796.

153. Старосельцев, В. С. Углеводородное сырье битуминозных пород Сибирской платформы / В. С. Старосельцев, А. С. Ефимов, П. Н. Соболев // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 73-80.

154. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное / Под ред. А.И. Жамойда, Ю.Б. Гладенкова, А.Н. Олейникова [и др.]. – СПб.: Издательство ВСЕГЕИ. – 2019. – 96 с.
155. Страхов Н.В. Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии / Н.В. Страхов, Э.С. Залманзон // «Изв. АН СССР. Сер. Геол.». – 1955. – № 1. – С. 34-51.
156. Страхов Н.М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. М., Госгеолтехиздат. – 1963. – 530 с.
157. Стругов, А. С. Сравнительная характеристика угленосных бассейнов Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1974. – Т. 15, № 6. – С. 3-15.
158. Суворова Н.П. Триолбиты кембрия востока Сибирской платформы // Труды палеонтологического института. – т. 84. вып. 2. М. Изд-во А.Н. – 1960. – 259 с.
159. Сулимов И.Н. Перспективы нефтегазоносности западной части Сибирской платформы. / И.Н. Сулимов, Т.К. Баженова, Н.В. Мельников [и др.] // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – 1967. – Вып. 6. – С. 3-18.
160. Сухов С. С. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) / С.С. Сухов, А.И. Варламов // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН. – 2004. – С. 63–78.
161. Сухов С. С. Кембрийское рифообразование и эволюция морфоструктуры карбонатных бассейнов Сибирской платформы // Биота как фактор геоморфологии и геохимии: рифо- 54 генные формации и рифы в эволюции биосферы: матер. к конф. – М.: ПИН РАН. – 2010. – С. 83–87.
162. Сухов С. С. Характеристика рифовых комплексов в центральной части Сибирской платформы / С.С. Сухов, А.М. Фомин, С.А. Моисеев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XIV Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб.

материалов в 6 т. (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск: СГУГиТ. – 2018. – Т. 1. – С. 47-54.

163. Сухов С.С. // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: Материалы Второго Всероссийского литологического совещания и Восьмого Всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифам – Сыктывкар: Геопринт. – 2001а. – С. 237-239.

164. Сухов С.С. Фациально-генетическая модель зоны замещения кембрийского рифового барьера депрессионным комплексом отложений (Западная Якутия) // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск. – 1982. – С. 73–82.

165. Сухов С.С. Фациально-стратиграфическая модель Далдыно-Мархинской банки – иллюстрация закономерностей карбонатонакопления на Сибирской платформе // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: Материалы Второго всероссийского литологического совещания и восьмого симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар: Геопринт. – 2001б. – С. 237-239

166. Сухов С.С. Депрессионный комплекс нижнего и среднего кембрия востока Сибирской платформы / С.С. Сухов, В.С. Переладов // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. — Новосибирск. Тр. СНИИГГиМС. – 1979. – Вып. 270. – С. 50-60.

167. Сухов С.С. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / С.С. Сухов, Ю.Я. Шабанов, Т.В. Пегель [и др.]. – Новосибирск, ИНГГ СО РАН. – 2016. – 472 с.

168. Сухов, С. С. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на Востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам / С. С. Сухов, А. М. Фомин, С. А. Моисеев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 3. – С. 1-8.

169. Тесаков Ю.И. Ордовик северо-запада Сибирской платформы / Под ред. Б.С. Соколова, Ю.И. Тесакова. – Новосибирск. Изд-во СО РАН филиал «Гео». – 2003. – 259 с.
170. Тесаков Ю.И. Силур северо-запада Сибирской платформы / Т.И. Тесаков, О.Н. Симонов, Е.О. Ковалевская [и др.]. – Новосибирск, изд-во СО РАН филиал «Гео». – 2002. – 401 с.
171. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир. – 1981. – 504 с.
172. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 901–910.
173. Трофимук А.А. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроводящих толщ / А.А. Трофимук, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 1965. – № 12. – С. 3–14
174. Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1954. – №6. – С. 94–101.
175. Успенский В.А. Опыт реконструкции элементарного состава органического вещества на разных этапах литогенеза. – Труды СНИИГГиМС. Ротапринт. – 1970. – вып. 95. – С. 52–71.
176. Филиппов Ю.А. Прогноз геологического строения и перспектив нефтегазоносности вендских отложений Курейской синеклизы / Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С. [и др.] // Нефтегазовая геология. – 2014б. – № 1 (17). – С. 12 – 18.
177. Филиппов Ю.А. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы объект первоочередных нефтегазопроисловых работ / Ю.А. Филиппов, Н.В. Мельников, А.С. Ефимов [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014а. – № 2 (18). – С. 25-35.

178. Филиппов Ю.А. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы / Ю.А. Филиппов, В.С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 40–56.

179. Фролов С.В. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна / С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Е.Е. Карнюшина [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 63-75.

180. Хоментовский В.В. Нижний кембрий стратотипического разреза Сибири / В.В. Хоментовский, Л.Н. Репина. М.: Наука. – 1965. - 200 с.

181. Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Отражение контрастных геодинамических обстановок в тепловом поле /М.Д. Хуторской, Б.Г. Поляк // Георесурсы. – 2014. – № 2(57). – С. 24-43.

182. Шабанов Ю.Я. Нижний палеозой юго-западного склона Анадарской антеклизы (по материалам бурения) / Ю.Я. Шабанов, В.А. Асташкин, Т.В. Пегель [и др.]. – Новосибирск: Наука. – 1987. – 209 С.

183. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклиз и Катангская седловина) Изд-во СО РАН – Новосибирск. – 2007. – 467 с.

184. Шиганова О.В., Дыхан С.В., Соболев П.Н., Сурнин А.И. Геохимическая и гидрогеологическая характеристика венд-нижнекембрийских отложений Ленно-Тунгусской НГП в параметрических скважинах 2008-2010г.гг. / О.В. Шиганова, С.В. Дыхан, П.Н. Соболев [и др.] //Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса России. СПб: ВНИГРИ. – 2010. – С. 199-204.

185. Шишкин Б. Б. Строение средне-верхнекембрийского рифогенно-аккумулятивного комплекса Юго-Западного Прианабарья / Б.Б. Шишкин, Т.В. Пегель, А.Б. Федоров// Актуальные вопросы региональной геологии Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1978. – С. 34–44.

186. Ярославцева Е.С. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы / Е.С. Ярославцева, Л.М. Бурштейн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 4. – С. 1-16.
187. Ярославцева Е.С. Распределение органического углерода в породах куонамского комплекса (кембрий Сибирской платформы) / Е.С. Ярославцева, Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович [и др.] // Геология нефти и газа. – 2024а. – № 4 – С. 69-78.
188. Ярославцева Е.С. Историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов куонамским комплексом Курейской синеклизы / Е.С. Ярославцева, П.И. Сафронов, И.А. Губин [и др.]// Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024б. – Т.19. – С. 1-7.
189. Ярославцева, Е. С. Динамика генерации углеводородов куонамским комплексом Курейской синеклизы по материалам скважины Чириндинская 271 / Е.С. Ярославцева, И.И. Носков // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – Т. 2, № 1. – С. 307-315.
190. Applied petroleum geochemistry/ ed. M. L. Bordenave. Paris: Editions Technip. – 1993. – 524 p.
191. Augland L. E. The main pulse of the Siberian Traps expanded in size and composition / L. E. Augland, V. V. Ryabov, V. A. Vernikovskiy [et al] // Scientific Reports. –2019. – Vol.9. – P. 18-23
192. Behar, F. Chemical modelling of kerogens / F. Behar, M. Vandenbroucke // Organic Geochemistry. – 1987. – № 11. – P. 15 – 24.
193. Burnham A.K. A Simple Kinetic Model of Oil Generation, Vaporization, Coking, and Cracking. Energy Fuels 29. – 2015. – Vol.11. – P. 7156–7167.
194. Burnham A.K. and Sweeney J.J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance / A.K. Burnham, J.J. Sweeney // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1989. – Vol.53. – P. 2649-2657.
195. Burnham A.K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. Springer International Publishing AG. – 2017. – 323 p.

196. Jin C. et al. Controls on organic matter accumulation on the early-Cambrian western Yangtze Platform, South China // *Marine and Petroleum Geology*. – 2020. – Vol. 111. – P. 75-87.
197. Chengsheng Jin, Chao Li, Thomas J, Algeo, Shiyong Wuf, Meng Cheng, Zihu Zhang, Wei Shi. Controls on organic matter accumulation on the early-Cambrian western Yangtze Platform, South China // *Marine and petroleum geology*. – 2020. – № 111. – P. 75-87
198. Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media. – 2009. – 476 p.
199. Hantschel, T., *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling* / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media. – 2009. – 476 p.
200. Masaitis V.L. Devonian volcanism of the Patom-Vilyui aulacogen: multiple melting of inhomogeneous mantle sources // *Regional geology and metallogeny*. – 2006. – 29. – P. 27-49 (in Russian).
201. Pepper A.S. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen / A.S. Pepper, P.J. Corvi // *Marine and Petroleum Geolpgy*. – 1995. – Vol. 12, №3. – P. 291—319.
202. Polyansky O.P Near-surface magmatism in the Lena–Tunguska petroleum basin (Eastern Siberia, Russia) / Polyansky O.P., Reverdatto V.V., Khomenko A.V., Kuznetsova E.N.// *Journal of geochemical exploration*. – 2003. – №78-79. – P. 678-692
203. Deng Q. et al. Different accumulation mechanisms of organic matter in Cambrian sedimentary successions in the western and northeastern margins of the Tarim Basin, NW China // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2021. – Vol. 207. – P. 104660.
204. Sweeney, J. J. Evolution of a sample model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics / J. J. Sweeney, A. K. Burnham // *AAPG*. – 1990. – Vol. 74. – № 10. – P. 1559 – 1570.
205. Wang S. et al. Multiple controls on the paleoenvironment of the Early Cambrian marine black shales in the Sichuan Basin, SW China: Geochemical and organic

carbon isotopic evidence //Marine and Petroleum Geology. – 2015. – Vol. 66. – P. 660-672.

206. Welte D.H., Yukler M.A. Petroleum origin and accumulation in basin evolution — A quantitative model / D.H.Welte, M.A. Yukler // AAPG Bull. – 1981. – Vol. 65. – №8. – P. 1387–1396;

207. Yukler M.A., Cornford C., Welte D.H. One-dimensional model to simulate geologic, hydrodynamic and thermodynamic development of a sedimentary basin // Geol Rundschau. – 1978. – Vol. 67 – №3. – P. 966–979.

208. Zhang C. et al. Depositional environments of early Cambrian marine shale, northwestern Tarim Basin, China: Implications for organic matter accumulation //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 194. – P. 107497.

Фондовая литература

209. Выделение зон нефтенакопления ранне-среднекембрийского куонамского осадочного бассейна в зоне сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы на основе геологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения: отчет о результатах работ по объекту / отв. исп. Губин И.А., Фомин А.М [и др.]. – 2015.

210. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ п технологии бассейнового моделриования: отчет о выполнении работ по Государственному контракту № 12Ф-07 / отв. исп. Мигурский Ф.А, Смирнов Е.В [и др.]. – 2010.