

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

БОТАЛОВ АНДРЕЙ НИКОЛАЕВИЧ

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА В СВЯЗИ С
ОБОСНОВАНИЕМ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ
РАБОТ**

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

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Кривошеков Сергей Николаевич

Пермь – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ И ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ	11
1.1. Геолого-геофизическая изученность	12
1.1.1. Изученность бурением	12
1.1.2. Геофизическая изученность	14
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	22
1.3. Основные черты тектонического строения	36
1.4. История геологического развития	47
ГЛАВА 2. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ	64
ГЛАВА 3. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА	83
3.1. Фактический материал и методы исследования	83
3.2. Фациально-генетический тип ОБ	86
3.3. Остаточный генерационный потенциал ОБ	89
3.4. Исходный генерационный потенциал ОБ	95
3.5. Катагенетическая зональность разреза	101
ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА	115
4.1. Исходные данные и методика исследования	115
4.2. Калибровка результатов моделирования	133
4.3. Результаты моделирования формирования углеводородного потенциала	150
4.3.1. Катагенетическая преобразованность нефтегазоматеринских пород	152
4.3.2. Эволюция процессов генерации углеводородов	158
4.3.3. Эволюция процессов миграции и аккумуляции углеводородов	166
4.4.4. Обобщение геологических событий углеводородных систем и их вклад в нефтегазоносность	172
ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	178
5.1. Оценка начальных геологических ресурсов углеводородов	178
5.2. Перспективы нефтегазоносности	182
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	192
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	194

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. К списку наиболее изученных в геолого-геофизическом отношении регионов Российской Федерации (РФ) относится Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (НГБ), на территории которого большинство месторождений нефти и газа было открыто в прошлом веке. В настоящее время существенный фонд месторождений нефти и газа находится на завершающих стадиях разработки, что приводит к постепенному снижению добычи углеводородов (УВ), при этом поиски новых залежей УВ с каждым годом усложняются. В связи с этим в практике геологоразведочных работ возрастает значение менее изученных структур Волго-Уральского НГБ, перспективных для поисков залежей УВ. Геолого-геофизические и геохимические материалы, накопленные за многие годы исследований, а также современные методы прогнозирования углеводородного потенциала, позволяют по-новому оценить перспективы нефтегазоносности данных структур, к числу которых относится Вычегодский прогиб. В административном положении он занимает территорию двух субъектов РФ – Пермского края и Республики Коми.

Начиная с 40-х годов XX века неоднократные поисковые мероприятия, направленные на установление промышленной нефтегазоносности Вычегодского прогиба, не дали однозначных положительных результатов. При бурении скважин встречены многочисленные по характеру битумо- и нефтепроявления в широком интервале разреза от верхнерифейских до пермских отложений включительно (Боталов, 2024). Вероятно, отсутствие притоков УВ объясняется как сложным геологическим строением территории, так и методическими факторами. Поисково-разведочные работы проводились, основываясь на структурных признаках изучаемого объекта, что наряду с его неравномерной изученностью и отсутствием системности геолого-геофизических материалов затрудняют комплексную оценку перспектив углеводородного потенциала. Вследствие этого, изучение и уточнение геологического строения, этапов геологического развития, а также особенностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления Вычегодского прогиба с применением современных методов и технологий прогнозирования углеводородного потенциала, являются весьма актуальными.

Степень разработанности темы. Вопросы геологического строения и нефтегазоносности Вычегодского прогиба на протяжении более восьми десятилетий является объектом научного интереса ученых-геологов вследствие его специфического геоструктурного положения в зоне сочленения двух крупных НГБ – Волго-Уральского и Тимано-Печорского. В силу обнаружения в Вычегодском прогибе во второй половине XX века прямых признаков нефтегазоносности в докембрийском и палеозойском комплексах основной виток научных работ был посвящен анализу перспектив поиска скоплений УВ, определению нефтегазоматеринских

пород (НГМП) и изучению структурно-формационной зональности, палеотектонического развития, вещественного состава осадочного выполнения объекта, проявлений соляной и разломной тектоники. Результаты этих исследований отражены в трудах: А.А. Алабушина (Алабушин и др., 2002), Т.В. Александровой (Александрова, 2014), А.И. Антошкиной (Антошкина и др., 2002), С.В. Аплонова (Аплонов и др., 2004; Аплонов и др., 2006), Т.А. Бабушкина (Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2002), О.К. Баженовой (Баженова О.К. и др., 1995; Баженова О.К. и др., 1997; Баженова О.К. и др., 1998; Баженова О.К., Арефьев, 1998; Баженова О.К. и др., 1999; Баженова О.К. и др., 2001; Bazhenova O.K. et al., 1995; Bazhenova O.K., Arefiev, 1996; Bazhenova O.K. et al., 1997; Bazhenova O.K., Shibina et al., 1998; Bazhenova O.K. et al., 1999; Bazhenova O.K. et al., 2005; Bazhenova O.K. et al., 2006), Т.К. Баженовой (Баженова и др., 2002; Баженова и др., 2013; Баженова и др., 2014), С.Е. Башковой (Башкова и др., 2018), Л.Л. Благиных (Геологическое строение..., 1996(ф)) В.И. Богацкого (Богацкий и др., 2008), Б.П. Богданова (Богданов и др., 1999; Изучение..., 2000(ф); Богданов и др., 2015; Богданов и др., 2017; Богданов и др., 2019; Богданов и др., 2021; Богданов и др., 2023; Богданов и др., 2024), М.Г. Вахнина (Вахнин, 2014; Вахнин, 2015; Вахнин, 2016), В.Г. Гецена (Оловянишникова) (Гецен, 1981; Гецен, 1987; Оловянишников, 1997; Оловянишников, 1998; Оловянишников, 2002; Оловянишников, 2007), Е.Ю. Голубковой (Голубкова и др., 2015), Дедеева В.А. (Дедеев и др., 1989), Е.Г. Довжиковой (Довжикова, 2002), Н.М. Еременко (Еременко, 2009), В.В. Заборовской (Заборовская и др., 2023), А.О. Заяц (Заяц и др., 2018), Т.В. Карасевой (Разработать..., 2006(ф); Карасева и др., 2020), Конюховой В.А. (Конюхова, 1998), Д.А. Кузьмина (Кузьмин, 2006), В.М. Ласкина (Ласкин и др., 2002), А.В. Лобусева (Лобусев, 2004), Н.А. Малышева (Малышев, 2000; Малышев, 2002), А.В. Маслова (Маслов и др., 2003; Маслов и др., 2008; Маслов и др., 2009; Маслов и др., 2010; Маслов и др., 2013; Маслов и др., 2018), Н.И. Никонова (Сбор материалов..., 1998(ф)), Б.А. Пименова (Пименов, 1994; Пименов, Малышев, 1995; Пименов, Малышев, 2002), Е.С. Пономаренко (Пономаренко и др., 2021), В.М. Проворова (Региональные..., 2007(ф); Проворов и др., 2008), В.Н. Пучкова (Пучков, 2010), Н.Н. Ростовцева (Ростовцев, 1948), К.О. Соборнова (Соборнов, 2025), В.В. Удоратина (Удоратин, 2002; Удоратин и др., 2018; Удоратин, 2020), Н.К. Фортунатовой (Оценка..., 2012(ф)), Н.П. Юшкина (Юшкин, 1990) и многих др. Несмотря на огромный вклад ученых, многие проблемные вопросы геологии этого района остаются нерешенными. В связи с чем изучение проблемы поиска УВ в Вычегодском прогибе с использованием комплекса исторических и современных геолого-геофизических материалов и применением передовых технологий прогнозирования нефтегазоносности является ключевой и актуальной задачей. Именно это определило выбор темы диссертационного исследования.

Объектом исследования является осадочный чехол северной части Волго-Уральского НГБ, в частности, Вычегодского прогиба и сопряженных структур Волго-Уральской антеклизы,

Предуральского краевого прогиба и Тиманского складчатого сооружения.

Цель исследования. Целью диссертационной работы является изучение особенностей формирования углеводородного потенциала и оценка перспектив нефтегазоносности осадочного выполнения Вычегодского прогиба в связи с обоснованием первоочередных направлений геологоразведочных работ (ГРР) на основе комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических материалов исследований, а также результатов бассейнового моделирования и вероятностной оценки ресурсов УВ.

Для достижения данной цели были поставлены следующие **задачи исследования:**

1. Провести анализ геолого-геофизической изученности и обобщить особенности геологического строения и нефтегазоносности, а также выполнить палеотектонические и палеогеографические реконструкции ключевых этапов геологического развития Вычегодского прогиба, необходимые для построения его региональной модели;

2. Уточнить НГМП, опираясь на оценку их остаточных и начальных генерационных характеристик органического вещества (ОВ), а также проанализировать характер катагенетической зональности осадочного чехла на основе геохимических данных ОВ пород;

3. Выполнить пространственно-временное моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также уточнить потенциальные углеводородные системы (УВ-системы) осадочного выполнения Вычегодского прогиба;

4. Выполнить качественный и количественный прогноз нефтегазоносности изучаемого объекта с учетом анализа геологических неопределенностей и обосновать первоочередные направления нефтегазопоисковых работ.

Научная новизна:

1. Реконструирована история тектонического развития Вычегодского прогиба, позволившая уточнить ключевые геологические этапы накопления отложений с благоприятными условиями для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, соответствующие позднему рифею, позднему венду-раннему кембрию и верхнему девону-триасу;

2. Восстановлены исходные геохимические характеристики (TOC^0 , HI^0) и уточнен начальный генерационный потенциал (S_2^0) ОВ рифей-вендских и палеозойских НГМП согласно историческим данным геохимических исследований горных пород;

3. Впервые выполнена оценка влияния эрозионных процессов, связанных с мезо-кайнозойскими тектоническими движениями, на процессы нефтегазообразования в пределах Вычегодского прогиба и сопряженных структур, основанная на определении мощности размытых палеозойских и мезозойских отложений и построении соответствующей карты эрозионного среза;

4. Уточнены глубины залегания главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и газообразования

(ГЗГ), а также построены схемы катагенетической зрелости ОВ пород по подошве пезской свиты, сафоновской серии, усть-пинезжской свиты и доманикового горизонта Вычегодского прогиба;

5. Впервые по результатам трехмерного бассейнового моделирования получены пространственно-временные модели эволюции нефтегазообразования и нефтегазонакопления осадочного чехла Вычегодского прогиба, а также уточнено положение рифей-вендской и девонско-пермской УВ-систем и построены для них диаграммы геологических событий;

6. Впервые на основе бассейнового моделирования выполнена вероятностная оценка начальных геологических ресурсов УВ территории Вычегодского прогиба и сопряженных структур, а также установлено, что оценки ресурсов по уровням вероятности составляют: минимальные (P90) – 866 млн. тонн условного топлива (УТ), оптимальные (P50) – 1165 млн. тонн УТ и максимальные (P10) – 1448 млн. тонн УТ;

7. Определены наиболее перспективные районы поисков УВ (Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский), в пределах которых выделены приоритетные структуры с высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ.

Теоретическая и практическая значимость работы. Диссертационная работа имеет практическую ценность, поскольку ее результаты позволили ранжировать объект исследования с точки зрения перспектив поиска скоплений УВ. Это дало возможность выделить потенциальные нефтегазоносные районы (ПНГР), обладающие более высоким ресурсным углеводородным потенциалом, в частности, Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский, а также отметить в их составе структуры, рекомендованные в качестве первоочередных направлений для дальнейших нефтегазопроисловых работ, такие как Пивью-Кельтменская ступень, Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Юромская ступень, Лопьюская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы.

Полученные выводы могут послужить основой для постановки ГРП на территории Вычегодского прогиба. Результаты и рекомендации будут полезны государственным геологоразведочным организациям, научно-исследовательским институтам, высшим учебным заведениям и ведущим недропользователям РФ.

Методы исследования. Для достижения цели и задач исследования в работе применен комплекс современных методик по прогнозированию и оценке перспектив нефтегазоносности:

1. *Палеотектонические реконструкции*, выполненные с использованием двух подходов: моделирование методом «backstripping» по композитному региональному профилю и анализ карт мощностей методом треугольника;

2. *Палеогеографические реконструкции*, проведенные на основе обобщения опубликованной литературы, посвященной формированию Восточно-Европейской платформы, Тимано-Печорской плиты и Уральской складчатой системы, а также комплексного анализа

фаций и их мощностей, вещественного состава отложений и региональных несогласий согласно скважинным данным;

3. *Петрофизические исследования.* Обобщение исторических данных изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород – пористости и проницаемости;

4. *Геохимические исследования.* Анализ исторических данных геохимических исследований пород, с целью изучения фациально-генетического типа ОВ пород, уточнения НГМП путем оценки их остаточных и начальных генерационных свойств, а также рассмотрения характера и особенностей формирования катагенетической зональности ОВ пород. Проведение лабораторных экспериментов по получению кинетических спектров деструкции керогена;

5. *Бассейновое моделирование,* примененное в качестве основного инструмента для восстановления истории нефтегазообразования и нефтегазонакопления;

6. *Вероятностное моделирование методом Монте-Карло,* использованное для оценки начальных геологических ресурсов УВ и их плотности, а также ранжирования объекта исследования по степени его перспективности поиска УВ с учетом анализа геологических неопределенностей.

Фактический материал. В ходе подготовки диссертационной работы был использован комплекс геолого-геофизической информации о объекте исследования: изученность территории геофизическими методами, бурением (Интерактивная карта изученности ФГБУ «Росгеолфонд»; ГИС-Атлас «Недра России»; Информационно-аналитическая среда Керн ВНИГНИ) и геологической съемкой (Геологические карты листов Р-40, Q-38), литолого-стратиграфическая характеристика разреза (ООО «ТП НИЦ»; объяснительные записки к Геологическим картам Р-40, Q-38 и научные публикации), сейсморазведочные профили в интерпретации ОАО «ВНИИГеофизика» - «Спецгеофизика», ПАО «Пермнефтегеофизика» и др., карты тектонического районирования (ООО «ТП НИЦ»), литолого-фациальные и литолого-палеогеографические схемы (ООО «ТП НИЦ»; АО «КамНИИКИГС; Камский филиал ВНИГНИ; Атлас литолого-палеографических карт СССР; диссертационные работы и научные публикации), структурные карты (ООО «ТП НИЦ»; ФГУП «ВНИГНИ»), карты нефтегазогеологического районирования (ГИС-Атлас «Недра России»; ООО «ТП НИЦ»; ФГУП «ВНИГНИ»), схемы зональности катагенеза (ВНИГРИ), фондовые и литературные данные о нефтегазоносных комплексах (НГК) и проявлениях УВ, данные петрофизических свойств горных пород (1998 образцов) в 64 скважинах (ФБУ «ТФГИ по ПФО», Пермский филиал; ОАО «ПермНИПИнефть»; ВНИГРИ и др.), литературные данные теплового потока, стратиграфические отбивки в 94 скважинах, ГИС 16 скважин, замеры пластовых температур и давлений в 22 скважинах, замеры отражательной способности витринита в 5 скважинах, данные геохимических исследований ОВ горных пород 6 обнажений и 57 скважин (АО «КамНИИКИГС; Институт геологии Коми

научного центра УрО РАН, ФБУ «ТФГИ по ПФО», Пермский филиал; ОАО «ПермНИПИнефть» и научные публикации) в количестве (шт.): ТОС – 573, Б_{хл} – 2066, пиролитические параметры – 359, элементный состав ОВ – 21, а также 38 определений содержания и состава углеводородных биомаркеров и 56 замеров форм серы (S) и железа (Fe) в породах, результаты раннее проведенных исследований методом бассейнового моделирования, а также данные о кинетических спектрах деструкции керогена доманиковых отложений, полученные автором совместно с коллегами Центра лабораторно-исследовательских работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь).

Основные защищаемые положения:

1. В осадочном чехле Вычегодского прогиба к нефтегазопроизводившим толщам относятся глинистые отложения пезской свиты среднего рифея (RF_{2pz}), оменской (RF_{3om}) и няфтинской (RF_{3nf}) свит верхнего рифея и усть-пинезской свиты верхнего венда (V_{2up}), преимущественно характеризовавшиеся удовлетворительным начальным генерационным потенциалом. Верхнедевонско-среднекаменноугольные высокоуглеродистые отложения (D_{3f}-C_{1v} и C_{2m}) в зависимости от их местоположения являются как нефтегазопроизводившими, так и потенциальными нефтегазоматеринскими толщами, которые обладали на момент начала нефтеобразования генерационным потенциалом от удовлетворительного до превосходного;

2. Установлено, что ОВ со сходной степенью катагенетической зрелости на ряде структур Вычегодского прогиба характеризуется неоднородной зональностью, обусловленной дифференцированным региональным подъемом и последующим размывом отложений объекта исследования в результате позднегерцинско-киммерийских и альпийских тектонических движений;

3. Углеводородный потенциал Вычегодского прогиба сформировался в ходе трех крупных геологических этапов, характеризующихся благоприятным сочетанием палеогеографических и палеотектонических условий, которые способствовали возникновению очагов нефтегазогенерации и формированию зон нефтегазонакопления: средне-позднерифейского, поздневендско-раннекембрийского и позднедевонско-триасового. В результате чего сложился значительный ресурсный углеводородный потенциал, оценки которого по различным уровням вероятности составляют: P₉₀ – 866 млн. тонн УТ, P₅₀ – 1165 млн. тонн УТ, P₁₀ – 1448 млн. тонн УТ.

Степень достоверности результатов. Достоверность результатов диссертационного исследования обеспечена использованием комплекса исторических и современных геолого-геофизических, петрофизических и геохимических данных. Результаты диссертационной работы получены путем использования передового программного обеспечения и лабораторного оборудования.

Личный вклад автора:

1. Автором проведена реконструкция истории геологического развития Вычегодского прогиба с помощью палеотектонического моделирования, охватывающего временной интервал от среднего рифея по настоящее время;

2. Автором восстановлены начальные генерационные характеристики ОБ НГМП Вычегодского прогиба рифейского, вендского, верхнедевонского и каменноугольного возраста;

3. Автором проведены отбор, пробоподготовка, литологическое описание кернового материала для выполнения серии лабораторных экспериментов по получению кинетических спектров ОБ нефтематеринских пород доманикового горизонта, а также интерпретация полученных результатов;

4. Автором описана эволюция нефтегазообразования и нефтегазонакопления и выполнено уточнение рифей-вендской и девонско-пермской УВ-систем осадочного чехла Вычегодского прогиба с помощью технологии бассейнового моделирования;

5. Автором проанализированы геологические неопределенности: тепловой поток, палеотемпература земной поверхности, мощность эрозионных срезов, исходное содержание органического углерода (ТОС) и значение водородного индекса (НИ) ОБ НГМП; с учетом данных неопределенностей проведен расчет сценариев бассейновой модели Вычегодского прогиба, что позволило получить минимальные (P90), оптимальные (P50) и максимальные (P10) вероятностные оценки начальных геологических ресурсов УВ, на основе чего определены наиболее перспективные участки для дальнейших нефтегазопроисследовательских исследований.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы опубликованы автором в 17 научных публикациях, включая 4 статьи, входящие в перечень журналов ВАК РФ, а также 3 статьи, относящиеся к научным изданиям, индексируемые Web of Science и Scopus.

Результаты диссертационного исследования докладывались и обсуждались на 9 международных и всероссийских научных конференциях: XIV Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» (г. Пермь, 2021); XIV Всероссийская конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2021); XV Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» (г. Пермь, 2022); XVI Всероссийская конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2023); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2023); 25-ая юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2023» (г. Геленджик, 2023); XVII Международная

научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» (г. Пермь, 2024); VII Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа» (г. Москва, 2024); 34-я научная конференция «Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента» (г. Сыктывкар, 2025).

Структура и объем работы. Диссертационная работа объемом 219 страниц включает введение, 5 глав и заключение. В работе представлено 108 рисунков и 14 таблиц. Библиографический список насчитывает 292 наименования.

Благодарности. Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю, кандидату технических наук, доценту Кривошекову Сергею Николаевичу за неоценимую помощь, полезные советы и содействие на всех этапах подготовки диссертации.

Автор благодарит коллектив кафедры «Геология нефти и газа» ПНИПУ и Центра лабораторно-исследовательских работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь), а также особую благодарность выражает кандидату технических наук Мелкишеву Олегу Александровичу, кандидату геолого-минералогических наук Кожанову Дмитрию Дмитриевичу и кандидату геолого-минералогических наук Большаковой Марии Александровне.

Также автор глубоко признателен своей семье и близким за понимание, терпение и поддержку.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (проект № FSNM-2026-0005).

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ И ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

Вычегодский прогиб (площадью ~33 тыс. км²), расположенный на северо-востоке Европейской части РФ, является одной из потенциальных областей, с точки зрения поиска залежей УВ. Вычегодский прогиб протягивается в северо-западном направлении вдоль Южного Тимана и в административном положении занимает территорию юга Республики Коми и севера Пермского края (Рисунок 1) (Боталов, 2024).

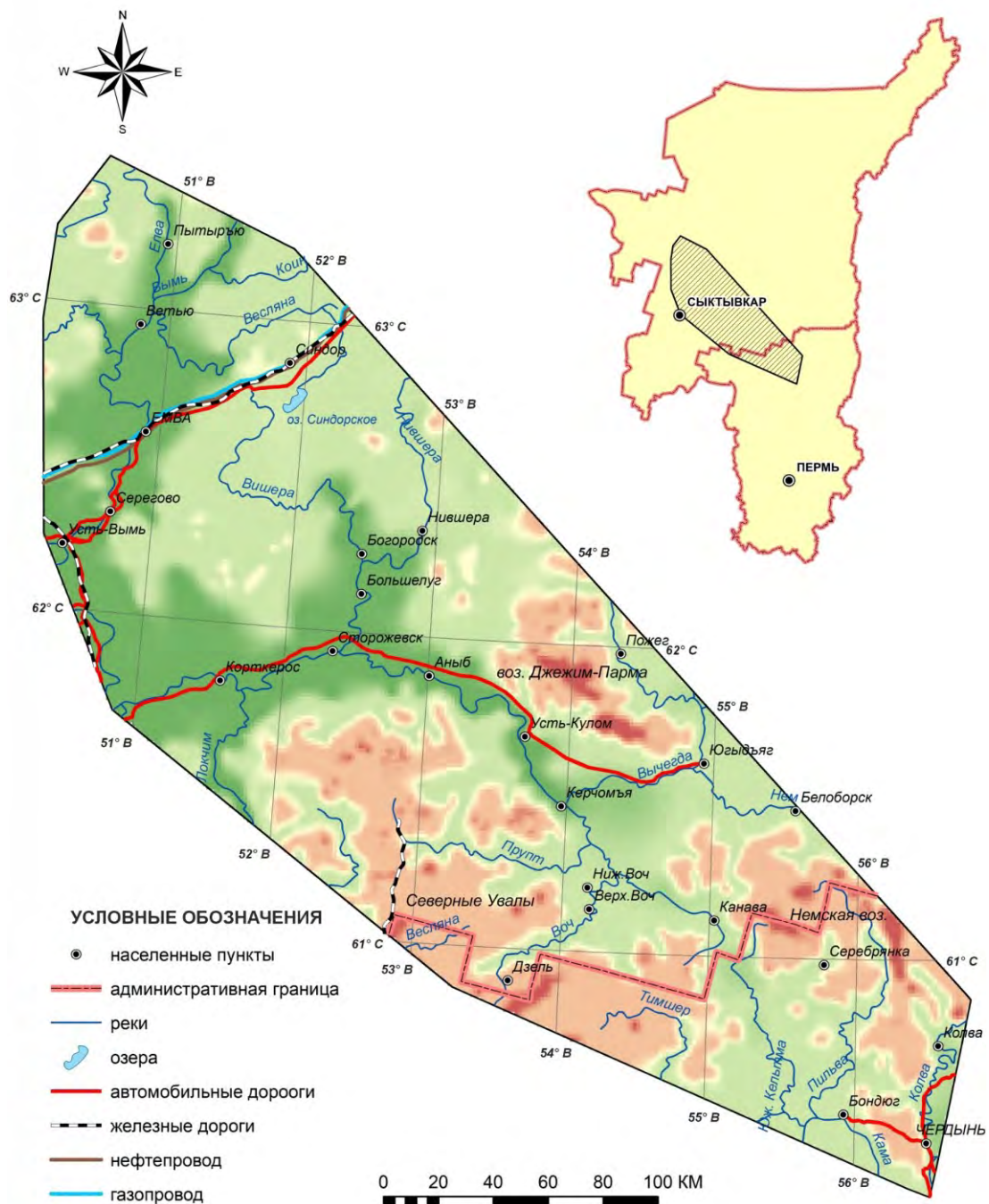


Рисунок 1 – Физико-географическое положение Вычегодского прогиба

1.1. Геолого-геофизическая изученность

Волго-Уральский НГБ, в котором освоение месторождений нефти и газа началось еще в 20-х гг. XX века (Лядова и др., 2010), считается одним из наиболее изученных на территории РФ. Однако в его составе имеются районы, которые на сегодняшний день остаются наименее исследованными в геолого-геофизическом отношении. Крайне низкий уровень изученности характерен для Вычегодского прогиба, выделенный во второй половине XX века в результате региональных гравиметрических и магнитометрических съемок (Гафаров, 1963; Дедеев и др., 1982; Удоратин и др., 2018).

История исследования Вычегодского прогиба берет свое начало с 40-х гг. XX века. Поводом для этого являлись обнаруженные в верховьях р. Северная Кельтма нефтенасыщенные карбонатные породы пермского возраста (Заяц и др., 2018; Ростовцев, 1948). Проведенный анализ фондовых источников (Оценка..., 2012(ф); Сбор материалов..., 1998(ф)) позволил установить, что история геолого-геофизического изучения Вычегодского прогиба разделяется на два крупных этапа. Первый этап охватывает время от 1940-х до 1970-х гг. На данном этапе проводилось в основном структурно-поисковое бурение и сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ) и корреляционным методом преломленных волн (КМПВ), позволившие выявить геологические особенности строения Вычегодского прогиба по палеозойскому комплексу. Второй этап (с конца 1970-х - начала 1980-х гг. до настоящего времени) характеризуется широким использованием сейсмических работ методом общей глубинной точки (МОГТ), благодаря которым удалось проследить глубокозалегающие отражающие горизонты (ОГ) докембрия и обосновать заложение глубоких и параметрических скважин. На этом этапе были получены существенные результаты, изменившие представление о структуре палеозойского комплекса и позволившие установить строение Вычегодского прогиба по поверхности кристаллического фундамента и отложениям рифей-вендского возраста, а также оценить перспективы нефтегазоносности региона (Боталов, 2024).

1.1.1. Изученность бурением

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в северных районах Пермского края и на юге Республики Коми берут свое начало с 1929 г., в период организации Ухтинской геологоразведочной экспедиции (Разницын, 1964). С этого времени началось активное исследование перспектив нефтегазоносности территории Тимана и Предтимастья.

Первые шаги по изучению нефтегазоносности Вычегодского прогиба предприняты после находки в 1937 г. в районе увала Елмач-Парма пропитанных нефтью пород пермского возраста. Это стало поводом для создания Кельтменской нефтяной экспедиции, в ходе которой в период с 1940 по 1947 гг. было проведено структурно-поисковое бурение с целью опосредования

вскрывшая мощную толщу рифей-вендского комплекса (забой 3943 м) (Сбор материалов..., 1998(ф)). Следом в 1988-1990 гг. пробурена еще одна параметрическая скважина Сторожевская-1 с забоем в среднем рифее (3742 м). В скважине в отложениях верхов рифея был встречен нефтенасыщенный песчаник (Сбор материалов..., 1998(ф); Тарасов и др., 2002).

Дальнейшее изучение Вычегодского прогиба бурением продолжилось в начале 2000-х гг. На Елмач-Парминской структуре была пробурена структурно-поисковая скважина Кельтменская-120 глубиной 1570 м для решения широкого спектра задач по оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских и вендских отложений (Богданов и др., 2021). Параллельно в районе Кельтменского вала велось бурение параметрической скважины Кельтменская-1 (забой 4902 м) с целью опоискования верхнего протерозоя. Скважина вскрыла уникальную по строению и мощности (1992 м) карбонатную толщу позднерифейского возраста (Богданов и др., 2021; Довжикова, 2002).

К настоящему времени в Вычегодском прогибе пробурено 94 скважины (4 параметрические, 18 поисковых, 7 разведочных (на соль), 65 структурно-поисковых). Изученность рассматриваемой территории бурением представлена на рисунке 2. Суммарный объем бурения составляет около 98 тыс. пог. м. Плотность бурения крайне низкая ($<0,1$ скв./км²) и неравномерная (Боталов, 2024). Относительно высокая разбуренность зафиксирована на Сереговской, Мулукской, Елмач-Парминской площадях ($0,1-0,3$ скв./км²) и в районе сочленения Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии ($>0,3$ скв./км²).

Из общего количества скважин одна глубже 4 км (Кельтменская-1, 4902 м), 2 скважины имеют глубину более 3 км (Сторожевская-1, 3742 м и Сереговская-1, 3943 м), 2 скважины – более 2 км (Аныбская-3, 2155 м; Чердынский профиль-510, 2001 м) и 30 скважин – более 1 км. Полный разрез палеозоя освещен: 4-мя – на Аныбской, 3-мя – на Сереговской, 2-мя – на Сторожевской, 3-мя – на Мулукской, 3-мя – на Кельтменской и 3-мя – на Нившерской площадях, а также 4-мя – на Большепорожско-Синдорском поднятии. Разрез рифей-венда более или менее полно вскрыт лишь 3-мя параметрическими скважинами: Кельтменская-1, Сторожевская-1 и Сереговская-1.

1.1.2. Геофизическая изученность

Степень изученности Вычегодского прогиба различными геофизическими методами находится на несколько более высоком уровне. В целом регион исследован сейсморазведкой, аэромагнитной съемкой, гравиразведкой и электроразведкой.

Сейсморазведка

Сейсморазведочные работы в Вычегодском прогибе начали проводиться в послевоенное время методом МОВ и КМПВ (1950-1970 гг.). Работы носили в основном рекогносцировочный характер и выполнялись по рекам (Геологический..., 1998(ф)).

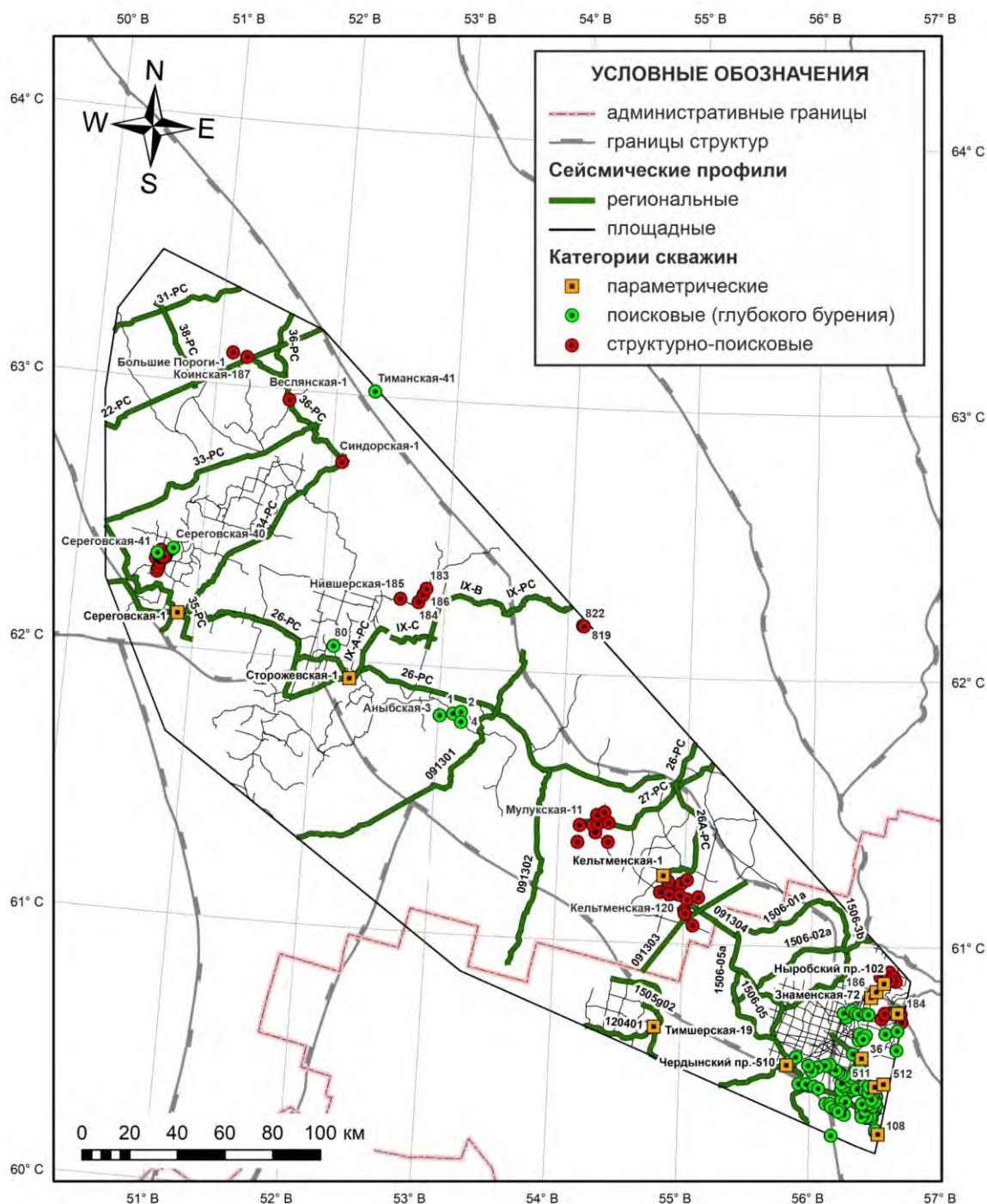


Рисунок 2 – Схема изученности Вычегодского прогиба бурением и сейсморазведкой

С 1983 г. регион исследуется методом МОГТ. В 1983-1986 гг. ПГО «Печорагеофизика» изучена центральная часть Вычегодского прогиба и зона его сочленения с Тиманской грядой (Отчет..., 1985(ф); Отчет..., 1986(ф); Сейсморазведочные..., 1987(ф)). В результате работ получены представления о строении осадочного чехла от пермских до рифейских отложений включительно.

В 1987 г. ПГО «Печорагеофизика» выполнены детальные сейсморазведочные работы на Сереговской площади. Отработан целый ряд профилей общим объемом 410 км

(Сейсморазведочные..., 1998(ф)), на основании которых выделен Сереговский соляной купол.

В 1987 г. ПГО «Печорагеофизика» проведены исследования по региональному профилю РС-22 (Оловянишников..., 1998). Сейсмический профиль позволил значительно уточнить структуру палеозойского чехла и верхнедокембрийского комплекса Вычегодского прогиба и Тиманской гряды.

С начала 1990-х гг. в пределах юго-западного Предтиманья начаты сейсморазведочные работы по программе «Региональных сейсмостратиграфических исследований». В 1991-1992 гг. ППП «Печорагеофизика» отработан между параметрическими скважинами Серегово-1 и Сторожевск-1 региональный профиль 11491-26-РС протяженностью 98 км, который дал представление об общем характере строения осадочного чехла центральных районов Вычегодского прогиба (Сейсморазведочные..., 1992(ф)).

В 1993 г. ППП «Печорагеофизика» проводились сейсмические исследования северо-западной части Вычегодского прогиба по профилям 10393-33-РС, 10393-34-РС, 10393-35-РС, 10393-36-РС (Сейсморазведочные..., 1995(ф)).

В 1992-1995 гг. ППП «Печорагеофизика» отработан региональный профиль 27-РС, проходящий по северо-восточной части Вычегодского прогиба и полностью пересекающий южную часть Тиманской гряды (Сейсморазведочные..., 1995(ф)).

В 2000 г. Кельтменской и Елмач-Парминской сейсмопартиями проведены сейсморазведочные работы на площади от Кельтменского вала до Тимана (Научное..., 2000(ф)). В результате выявлены антиклинальные структурные осложнения: Елмач-Парминская, Мулукская, Верхнесысская, Южно-Белоборская, Белоборская, Немская, Усть-Немская, Северо-Немская и Восточно-Немская.

В 2006 г. подразделением ОП «Спецгеофизика» выполнены региональные сейсморазведочные работы по профилям 26-РС и 26А-РС (Региональные..., 2007(ф)), протягивающиеся по территории Вычегодского прогиба с северо-запада (район скв. Сереговская-1) на юго-запад до Кельтменского вала.

В 2009 г. подразделением ОП «Спецгеофизика» получены результаты полевых сейсморазведочных работ по региональному профилю IX по линии скв. Сторожевская-1 - Зеленец-1 (Региональный..., 2009(ф)).

В 2013-2015 гг. ОАО «ВНИИГеофизикой» - «Спецгеофизикой» отработаны профили 091301, 091302, 091303, 091304 методом МОГТ-2D в объёме 300 пог. км, а также переработаны и проинтерпретированы сейсмопрофили прошлых лет (26-РС, 26А-РС, IX и профили Пильвенской площади) в объеме 1000 пог. км (Отчет..., 2015(ф)).

На севере Пермского края как профилирование, так и площадные сейсморазведочные работы начали применяться с 1967 г. Основная часть работ была проведена в зоне сочленения

Вычегодского прогиба с Камским сводом и Соликамской депрессией. Начиная уже с середины 1970-х гг. сейсмические исследования в Пермском крае проводятся только методом МОГТ. Основной район работ на севере Пермского края относится к Пильвенской площади, где была сконцентрирована основная часть площадных и региональных работ (Региональные..., 2007(ф)). Всего отработано 10 профилей: 1506-01а, 1506-02а, 1506-03b, 1506-05а, 1506-02, 1506-03, 1506-05, 1506-03а, 1506-33, 150402R.

Сейсморазведкой рассматриваемый район изучен неравномерно. Суммарный объем сейсморазведочных работ в Вычегодском прогибе и на прилегающих территориях составляет около 7 тыс. пог. км, а плотность сейсмопрофилей – менее 0,2 пог. км/км². Тем не менее на Сереговской, Сторожевской и Елмач-Парминской структурах показания выше благодаря площадной съемке (0,2-0,6 пог. км/км²). Изученность юго-восточного района Вычегодского прогиба и сопряженной территории Соликамской депрессии в целом наиболее высокая (0,6-1 пог. км/км² и выше). Анализ всего объема сейсмических исследований указывает на незавершенность региональной стадии поисковых работ на территории Вычегодского прогиба (Боталов, 2024).

Аэромагнитная съемка

Аэромагнитным методом площадь Вычегодского прогиба изучена крупно-, средне- и мелкомасштабной съемкой (Рисунок 3).

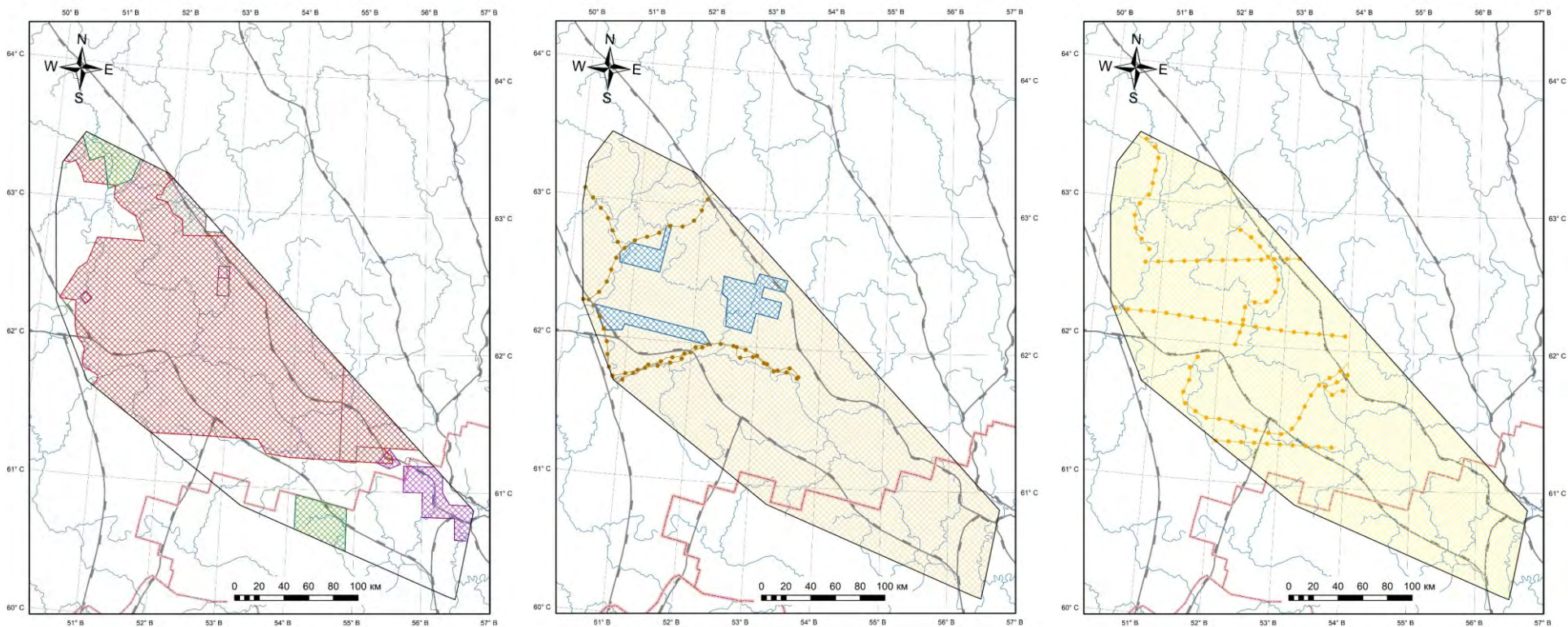
В 1954-1956 гг. впервые в регионе проведена аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000 и 1:200000, в ходе которой выделено 4 геотектонических региона: Уральская складчатая система, Печоро-Усинская плита, Тиманская складчатая область, Мезенско-Вычегодский регион (Отчет..., 1986(ф)). Работы были продолжены в 1959-1960 гг. в масштабе 1:200000. Удалось составить карты распределения магнитных масс и тектоническую схему фундамента.

К 1970-1980 гг. вся рассматриваемая территория была покрыта высокоточными аэромагнитными съемками масштаба 1:50000.

Следующие работы (масштаба 1:50000) проведены в 1982-1984 гг. По полученным данным намечены и прослежены элементы разрывной тектоники, оценено гипсометрическое положение отдельных блоков фундамента, выделены тектонические нарушения (Отчет..., 1986(ф)).

В 1988-1991 гг. аэромагнитной съемкой выделен глубинный региональный Предтиманский разлом.

В 1996 г. выпущена карта аномального магнитного поля РФ масштаба 1:10000000, на которой отчетливо видны контуры Предтиманского краевого прогиба (положительные аномалии) и Тиманской складчатой системы (отрицательные аномалии) (Воронова и др., 2004). В следующие года карта была актуализирована (Литвинова и др., 2016).



а

б

в

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- гидросеть
- административные границы
- границы структур

Аэромагнитометрическая съемка масштаба

- | | |
|-----------|---------|
| 1:1000000 | 1:50000 |
| 1:500000 | 1:25000 |
| 1:200000 | 1:10000 |
| 1:100000 | |

Аэромагнитометрический профиль масштаба

- 1:1000000
- 1:200000

Рисунок 3 – Схемы изученности аэромагнитной съемкой масштабов: а) крупномасштабная (1:100000, 1:50000, 1:25000, 1:10000); б) среднемасштабная (1:500000, 1:200000); в) мелкомасштабная (1:1000000)

Также вся рассматриваемая территория покрыта высокоточными аэромагнитными съемками масштаба 1:50000 разных лет. По их результатам выделены области карельской и байкальской складчатости.

Значительная территория южной части Республики Коми и прилегающих территорий Пермского края изучена крупно- и среднемасштабными аэромагнитными съемками (1:1000000 и 1:200000). Мелкомасштабной съемкой (1:100000, 1:50000, 1:25000, 1:10000) изучены центральная и частично южные районы региона.

Гравиразведка

Гравиметрическими работами наиболее исследована юго-восточная часть Вычегодского прогиба (Рисунок 4). Первые представления о тектоническом строении юго-западного Предтималя методом гравиразведки были получены по результатам съемок, выполненных в 1930-1950 гг. (Отчет..., 1986(ф)). Результаты дали общее представление о характере гравитационного поля, выявлены аномалии, предположительно связанные с неоднородностью фундамента.

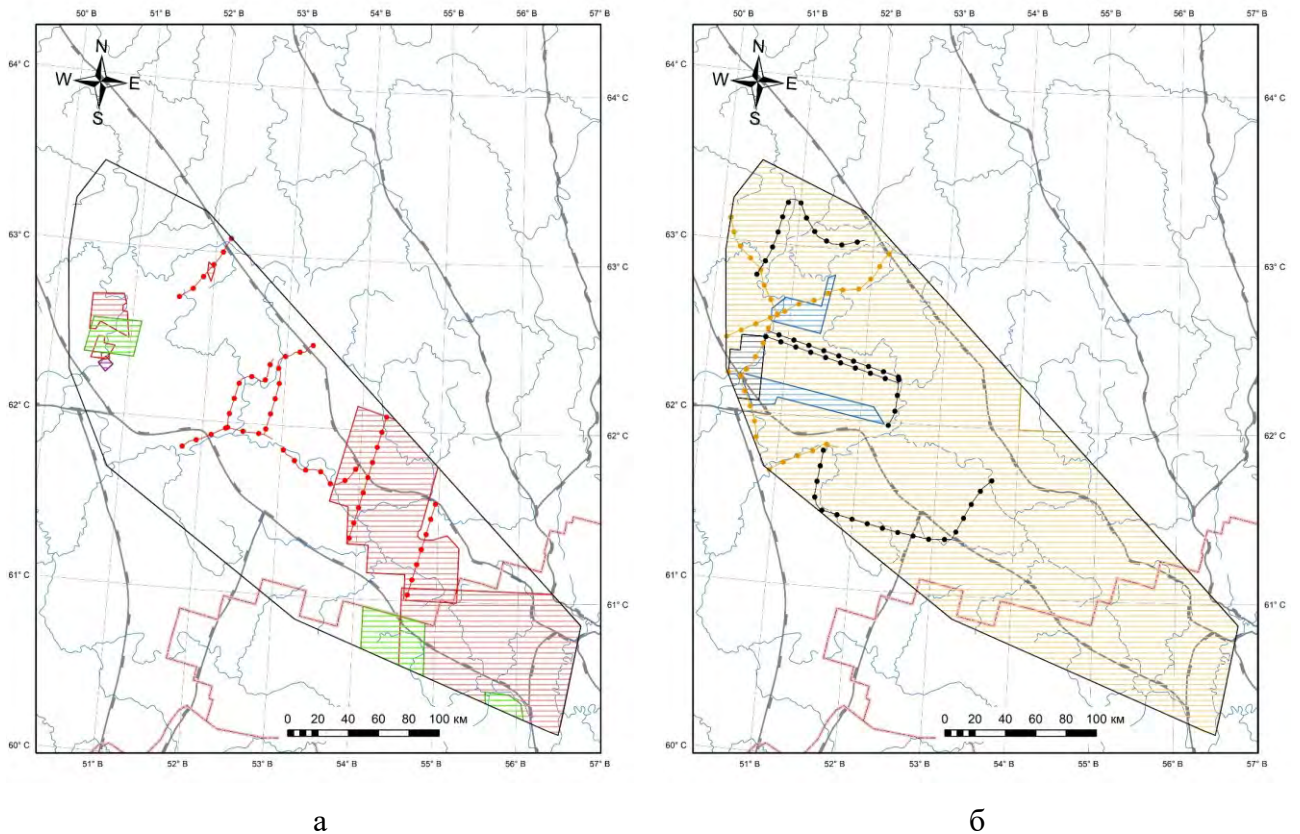
В 1955-1957 гг. съемкой масштаба 1:200000 выделен Сереговский соляной купол в виде интенсивной отрицательной аномалии. Также установлены локальные максимумы силы тяжести – Веслянский, Большепорожский и Обдырский (Отчет..., 1986(ф)).

На всю площадь юго-западного Предтималя имеются изданные гравиметрические карты масштаба 1:200000.

Из детальных гравиметрических работ заслуживает внимания съемка масштаба 1:50000 проведенная в 1983-1985 гг. на Мулукской и Елмач-Парминской площадях (Отчет..., 1986(ф)) с целью выявления возможностей детальной гравиразведки для изучения структурного плана осадочного чехла Вычегодского прогиба. По результатам выполнено тектоническое районирование района, прослежен Кельтменский вал, в пределах которого выделены отдельные антиклинальные структуры.

Комплексное обобщение геолого-геофизических материалов района сочленения Вычегодского прогиба с Тиманом и Восточно-Европейской платформой на основе гравимагнитных полей проведено в 1993-1997 гг. (Обобщение..., 1997(ф)). Составлена карта гравитационного поля, тектоническая схема масштаба 1:200000. Выявлен Сереговский и Северо-Кельтменский прогибы, Богородско-Большепорожский выступ фундамента.

В 1995 г. ВСЕГЕИ выпущена карта гравитационного поля РФ масштаба 1:10000000 (Вассерштром и др., 1995), а затем она актуализирована в 2016 г. в масштабе 1:2500000 (Литвинова и др., 2016). На карте отчетливо прослеживается Вычегодский прогиб в виде обширной отрицательной аномалии вдоль Южного Тимана.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

— гидросеть	Гравиметрическая съемка масштаба	Гравиметрический профиль масштаба
— административные границы	▨ 1:1000000	—●— 1:1000000
— границы структур	▨ 1:500000	—●— 1:200000
	▨ 1:200000	—●— 1:50000
	▨ 1:100000	
	▨ 1:50000	
	▨ 1:25000	
	▨ 1:10000	

Рисунок 4 – Схемы изученности гравиразведкой масштабов: а) крупномасштабная (1:100000, 1:50000, 1:25000, 1:10000); б) средне- и мелкомасштабная (1:1000000, 1:500000, 1:200000)

Электроразведка

Согласно схеме (Рисунок 5), вся рассматриваемая территория покрыта электроразведочной съемкой различных масштабов.

Работы по изучению геологического строения юго-западного Предтиманья электроразведочными методами начаты в годы Великой Отечественной войны. Широкое развитие в то время получил метод вертикального электрического зондирования (ВЭЗ).

В 1942-1943 гг. Ухтинской геофизической экспедицией в Вымском районе проводились электроразведочные работы, где выявлено Синдорское и подтверждены Веслянское и Большепорожское поднятия (Отчет..., 1943(ф)).

В 1942-1956 гг. Северной геофизической экспедицией выполнена электроразведочная съемка, в ходе которой намечены локальные поднятия по опорному горизонту, отождествляемому с сульфатно-карбонатными отложениями перми: Елмач-Парминская, Мулукская, Аныбская, Богородская и др.

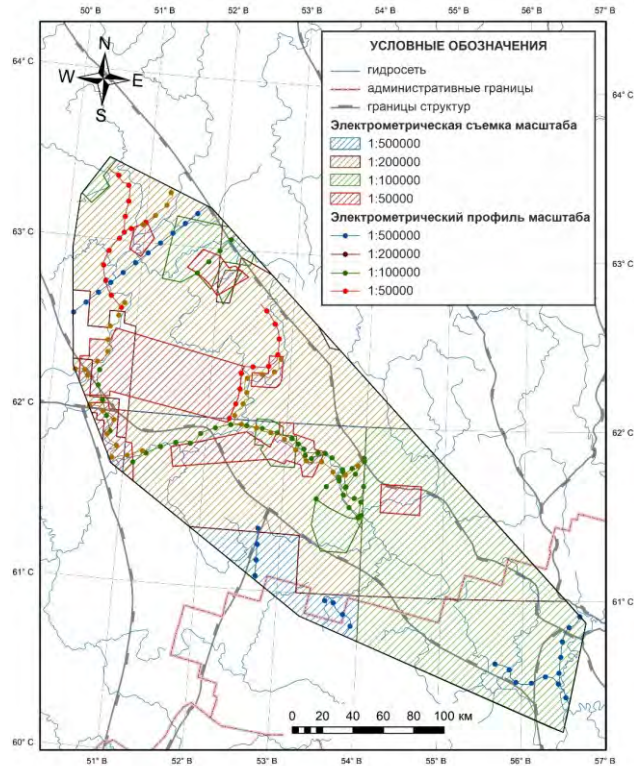


Рисунок 5 – Схема изученности электроразведкой разных масштабов

В 1951-1954 гг. изучались районы в бассейне рек Вишеры и Нившеры (Отчет..., 1955(ф)). В результате работ оконтурено южное окончание Синдорского поднятия и выявлены Ропчинское и Помоздинское поднятия.

В 1969 г. построен схематический геолого-геофизический разрез по маршруту Нившера - Усть-Кулом. По кровле карбонатных отложений выделен Верхне-Вычегодский прогиб. Подтверждено тектоническое нарушение, ограничивающее с юго-запада горст Джежим-Парма.

В 1983-1984 гг. на Аныбской площади проведена электроразведка методами теллурических токов (ТТ) и ВЭЗ в масштабе 1:50000 (Отчет..., 1986(ф)). Составлена схема тектонического строения площади.

Таким образом, несмотря на достаточно хорошую исследованность Вычегодского прогиба различными геофизическими методами, изученность сейсморазведкой и бурением на сегодня остаются крайне низкими и указывают на незавершенность региональной стадии нефтегазопроисковых работ. Наибольшая плотность изученности Вычегодского прогиба соответствует юго-восточной и северо-западной частям. Крайне слабо изучены центральные районы, пограничная зона с Казанско-Кажимским авлакогеном и области, примыкающие к Тиманской гряде (Боталов, 2024).

1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении Вычегодского прогиба принимают участие архей-нижнепротерозойские образования, отложения позднего протерозоя и фанерозоя (Удоратин, 2020). Наиболее древние вскрытые отложения осадочного чехла относятся к среднему рифею. Выше залегают породы верхнего рифея, вендской, девонской, каменноугольной, пермской, триасовой и юрской систем (Пармузин и др., 2016). Завершают разрез четвертичные осадки. Отложения характеризуются различной полнотой по площади и разрезу объекта исследования, а также изменчивостью литологического состава (Сачук, Чупров, 2002).

Архей+нижнепротерозойский фундамент (AR+PR₁)

Архей-нижнепротерозойские образования вскрыты на выступах фундамента в районе Сыктывкарского и Камского сводов (скв. Сысола-1, 45 м; скв. Грива-1, 71 м; скв. Усть-Черная-18, 45 м; скв. Северо-Мыйская-1, 138 м) и Мезенской синеклизы (скв. Ценогорская-1, 293 м; скв. Уфтыгская-1, 34 м). Отложения представлены метаморфическими и плутоническими комплексами (Водолазская и др., 2005; Балугев и др., 2012; Пармузин и др., 2016), сложенные сланцами, амфиболитами, гнейсами, гранитами, гранито-гнейсами, габбро и базальтами.

Верхнепротерозойская эонотема (PR₂)

Верхний протерозой представлен рифейскими и вендскими отложениями, совокупная мощность которых варьирует от 700 до 11200 м (Рисунок 6).

Рифейская эонотема (RF)

Материалы (Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2002; Водолазская и др., 2005; Пармузин и др., 2016; Krivoshechekov, Botalov, 2024;) свидетельствуют о широком распространении отложений среднего и верхнего рифея. Рифейский комплекс сложен преимущественно терригенными породами, среди которых преобладают песчаники, алевролиты и аргиллиты. Однако в верхнем рифее значительную часть разреза слагают карбонатные породы. Мощность комплекса изменяется от 30 до 11000 м.

Среднерифейская эратема (RF₂)

Отложения среднего рифея вскрыты скважиной Сторожевская-1 (инт. 3295-3742 м). В разрезе выделена усть-няфтинская серия, состоящая из *пезской свиты (RF_{2pz})* (Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2001; Пармузин и др., 2016; Чамов, 2016). Толща сложена тремя пачками общей мощностью 447 м, при этом мощность может достигать более 1000 м. В основании толщи залегают красноцветные породы, такие как песчаники и алевролиты, в которых встречаются линзы и прослои гравелитов. Средняя часть состоит из сероцветных алевролитов и песчаников. Верхняя часть образована серыми и темно-серыми до черного цвета аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников. Радиологический возраст пезской свиты не моложе 1050-1100 млн. лет (Балугев, 2013).

Акронема	Зонотема	Эратема	Система, подсистема	Отдел	Ярус, подъярус	Млн. лет	Региональные стратиграфические подразделения	Местные стратиграфические подразделения		Комплекс	Литологическая колонка	Литологическое описание				
							Горизонт	Серия	Свита							
	РН	PZ	КЕМБРИЙСКАЯ С	ВЕРХНИЙ С ₁ СРЕДНИЙ С ₂ НИЖНИЙ С ₃		497 509 535±1				П Л И Т Н Ы Й	Региональный разрыв					
											Моласса ?					
ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ PR	РИФЕЙСКАЯ RF	ВЕРХНЕПРОТЕРОЗОЙСКАЯ PR ₂ ВЕРХНЕРИФЕЙСКАЯ RF ₃	ВЕНДСКАЯ V	ВЕРХНИЙ V ₂		550,20 ± 4,60	КОТЛИНСКИЙ V ₁ kt	ВАЛДАЙСКАЯ V ₁ vd			ПАДУНСКАЯ V ₁ pd	Неравномерное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов, 179 м				
											МЕЗЕНСКАЯ V ₁ mz		Песчаники в основании и алевролиты с прослоями аргиллитов и песчаников, 179-198 м			
											КРАСАВИНСКАЯ V ₁ kr		Переслаивание аргиллитов, алевролитов с прослоями песчаников при резком преобладании аргиллитов, 68-228 м			
											УСТЬ-ПИНЕЖСКАЯ V ₁ up		Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников, 429-1156 м			
											ЛАПЛАНДСКИЙ V ₁ lp		ДРЕВЛЯНСКАЯ V ₁ dr	ВЫЧЕГОДСКАЯ V ₁ vch	Нижняя толща сложена алевролитами и песчаниками с прослоями аргиллитов, средняя толща – алевролиты, верхняя толща представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием песчаников, 300-602 м	
								НИЖНИЙ V ₁			580					
											600±10			?	Региональный разрыв, угловое несогласие	
											659-685			УФТОГСКАЯ RF ₃ uf	Красноцветные песчаники с прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов, 79-1425 м	
										775-780						
										860	САФОНОВСКАЯ RF ₂ sf НРЕТИНСКАЯ RF ₂ nr ОМЕНСКАЯ RF ₂ om ЫШМЕССКАЯ RF ₂ ys ПЛАВЬЮТСКАЯ RF ₂ pv	ПЕЗСКАЯ RF ₂ pz	Переслаивание мергелей, известняков, доломитов с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов, 218-270 м	Доломиты и доломитизированные известняки строматолитовые с редкими прослоями аргиллитов и алевролитов, 1000-1033 м	Пачки углисто-глинистых и глинистых сланцев, доломиты и доломитизированные известняки, прослои алевролитов, 800-900 м	
						897-927	ДОРОГОРСКАЯ RF ₂ dr ДЖЕЖИМСКАЯ RF ₂ dz	ПЕЗСКАЯ RF ₂ pz	Песчаники, переслаивающиеся с алевролитами и аргиллитами, 92-223 м	Доломиты, иногда глинистые, строматолитовые с маломощными прослоями алевролитов, аргиллитов и песчаников, 959-1000 м	Доломиты, доломитизированные известняки строматолитовые, пачки глинистых и углисто-глинистых сланцев, >1000 м					
						1050-1100	УСТЬ-НРЕТИНСКАЯ RF ₂ un ЧЕТЛАСКАЯ RF ₂ ct	ПЕЗСКАЯ RF ₂ pz	Песчаники с редкими тонкими прослоями алевролитов и аргиллитов, 408 м	Песчаники с прослоями алевролитов, реже гравелитов, >400 м						
						1350±20	УСТЬ-НРЕТИНСКАЯ RF ₂ un ЧЕТЛАСКАЯ RF ₂ ct	ПЕЗСКАЯ RF ₂ pz	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, >450 м	ВИЗИНГСКАЯ: чередование глинистых сланцев, алевролитов и кварцитопесчаников, 1300 м НОВОБОБРОВСКАЯ: сланцы с редкими пачками кварцитопесчаников, 500 м СВЕТЛИНСКАЯ: глинистые сланцы, переслаивающиеся с кварцитопесчаниками, >500 м						
						1650±50			ЯРЕНСКАЯ RF ₂ jr	Красноцветные песчаники с прослоями алевролитов, >100 м						
						2100										
АРХЕЙСКАЯ AR	НИЖНЯЯ AR	ВЕРХНЕКАРЕЛЬСКАЯ KR НИЖНЕКАРЕЛЬСКАЯ KR ВЕРХНЕЛОПЬСКАЯ LP СРЕДНЕЛОПЬСКАЯ LP НИЖНЕЛОПЬСКАЯ LP				2500 2800 3000 3200				Ф У Н Д А М Е Н Т		Метаморфические и плутонические комплексы пород: гнейсы, амфиболиты, граниты, мигматиты, сланцы, габбро и базальты, гранито-гнейсы				

Рисунок 6 – Сводный литолого-стратиграфический разрез рифей-вендских отложений

В районе Южного Тимана (возвышенности Оч-Парма и Джежим-Парма, Обдырское поднятие) установлены естественные выходы на поверхность среднерифейских отложений в составе *четласской серии (RF_{2ct})*, которая подразделяется на *визингскую (RF_{2vz})*, *новобобровскую (RF_{2nb})* и *светлинскую (RF_{2sv})* свиты. Отложения характеризуются большой мощностью, которая оценивается более 3000 м, и сложены черными глинистыми сланцами, переслаиваемыми с кварцитопесчаниками и алевролитами (Гецен, 1987; Макеев, Дудар, 2001). Данная толща считается возрастным аналогом пезской свиты и, вероятно, сформировалась на глубоководной окраине бассейна осадконакопления.

Верхнерифейская эратема (RF₃)

Толща верхнего рифея вскрыта глубокими скважинами: Сторожевская-1, Сереговская-1 и Кельтменская-1 и обнажается на поднятиях Среднего и Южного Тимана.

В основании несогласно на среднерифейских отложениях залегает *дорогорская свита (RF_{3dr})* (Пармузин и др., 2016), представленная темно-серыми, красноцветными песчаниками, на отдельных горизонтах переходящими в аргиллиты с прослоями алевролитов. Вскрытая мощность в скв. Сторожевская-1 равна 408 м. В разрезах Тиманской гряды в основании верхнерифейских отложений располагается *джежимская свита (RF_{3dz})*, которая известна на обнажениях Джежим-Парминского поднятия. Отложения слагают толщу красноцветных песчаников, содержащая прослои алевролитов, реже гравелитов. Оцениваемая мощность пород более 400 м (Белякова и др., 2008; Гецен, 1987; Пономаренко и др., 2021). Перечисленные свиты по данным (Гецен, 1987) являются одновозрастными подразделениями рассольнинской свиты района Полюдова кряжа и имеют возраст 897-927 млн. лет (Анфилогов и др., 2007).

Разрез скв. Сереговская-1 коррелируется с разрезом, вскрытым скв. Сторожевская-1. Выше дорогорской свиты выделяются терригенно-карбонатная сафононская серия и терригенная красноцветная уфтыгская свита, относящаяся к терминальному (завершающему) рифею. Скважиной Кельтменская-1 вскрыты отложения ышкмесской и вапольской свит верхнего рифея (Богацкий, Довжикова, 2008), которые в совокупности являются аналогом сафононской серии.

Оменская свита (RF_{3om}) вскрыта скв. Сторожевская-1 мощностью 92 м и сложена известняками и доломитами с редкими тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов. В разрезе скв. Сереговская-1 данная толща мощностью 223 м состоит из песчаников, переслаиваемых с алевролитами и аргиллитами серыми и темно-серыми (Бабушкин, 2001; Чамов, 2016). Оменская свита является аналогом деминской свиты Полюдова кряжа (Гецен, 1987), имеющая радиологический возраст 860 млн. лет (Анфилогов и др., 2007).

Няфтинскую свиту (RF_{3nf}) в скв. Сторожевская-1 мощностью 218 м слагают тонкокристаллические известняки и доломиты с прослоями мергелей. В скв. Серегово-1 толща сложена доломитами, алевролитами с прослоями доломитовых известняков и песчаников.

Встречаются небольшие включения битума желтого цвета. Вскрытая мощность свиты 270 м (Пармузин и др., 2016). Радиологический возраст свиты согласно материалам (Гецен, 1987; Анфилогов и др., 2007) составляет около 775 млн. лет.

В разрезах западной части Южного Тимана и в юго-восточной части Вычегодского прогиба с отложениями сафоновской серии сопоставляются ышкмесская и вапольская свиты. На юго-востоке Вычегодского прогиба скважиной Кельтменская-1 в интервале глубин 2910-4902 м вскрыт разрез верхнего рифея, относящийся к *ышкмесской (RF_{зуш})* и *вапольской (RF_{звр})* свитам (Богацкий, Довжикова, 2008; Богданов и др., 2024). Ышкмесская свита (мощностью 960 м) представлена светло-серыми тонкокристаллическими неоднородно глинистыми доломитами, чередующиеся с прослоями темноцветных алевролитов и аргиллитов. Разрез вапольской свиты (мощностью 1033 м) охарактеризован доломитизированными известняками и тонкокристаллическими массивными строматолитовыми доломитами, включающими прослойки темноцветных глинистых пород. На Джежим-Парминском поднятии ышкмесскую свиту (мощностью 1000 м) слагают массивные кавернозные строматолитовые доломиты, иногда переслаивающиеся с терригенными породами (Пономаренко и др., 2021). Вапольская свита (мощностью 1000 м) образована массивными строматолитовыми доломитами с редкими прослоями пород глинистого состава (Пономаренко и др., 2021). Карбонатные пачки юго-восточной части Вычегодского прогиба коррелируются с верхнерифейскими карбонатными толщами, обнажающимися на Южном Урале и имеющими возраст 780 ± 85 млн лет (Ovchinnikova et al., 2000).

Уфтюгская свита (RF_{зиф}), соответствующая терминальному рифею, несогласно перекрывает нижележащие отложения на территории Вычегодского прогиба (Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2002; Чамов, 2016). В скв. Сторожевская-1 (79 м) она представлена песчаниками, гравелитами и алевролитами. Характерной особенностью уфтюгской свиты в скв. Серегово-1 является значительная мощность до 1425 м. Толща представлена красноцветными песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов. В скважине Кельтменская-1 отложения уфтюгской свиты уже отсутствуют, в связи с их размывом в предвендское время. Мощность свиты в Мезенской синеклизе изменяется в значительных пределах: от 72 до 1062 м (Шиловская, Шиловский, 2011). Радиологический возраст толщи по данным (Гецен, 1987; Анфилогов и др., 2007) равен 658-685 млн. лет.

Вендская система (V)

Породы вендской системы имеют трансгрессивный характер и с угловым несогласием залегают на размытой поверхности рифейского комплекса. Отложения широко распространены и вскрыты глубокими скважинами (Кельтменская-1, Сторожевская-1, Сереговская-1 и др.) на различную мощность. В наиболее полном объеме (нижний и верхний отделы вендской системы)

комплекс вскрыт скв. Кельтменская-1 (Богацкий, Довжикова, 2008), а в скв. Сереговская-1 и Сторожевская-1 вендские отложения присутствуют лишь в объеме верхнего отдела.

Нижний отдел (V₁)

Нижневендский отдел выделяется в объеме древлянского горизонта, в состав которого входит *вычегодская свита (V_{1vch})*. Присутствие отложений вычегодской свиты на территории исследования зафиксировано локально в южной его части по результатам бурения скв. Кельтменская-1 (Богацкий, Довжикова, 2008; Подковыров и др., 2011; Vorob'eva et al., 2009). Мощность свиты составляет 602 м (интервал 2910-2308 м).

Отложения вычегодской свиты с размывом перекрывают толщу карбонатных пород позднего рифея. Свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней и нижней части разреза свиты преобладают песчаники, в средней – алевролиты. В районе Джежим-Пармы вычегодская свита сложена преимущественно гравийными песчаниками, аргиллитами и алевролитами. Мощность свиты около 300 м (Пономаренко и др., 2021).

Верхний отдел (V₂)

Верхневендские образования во всех глубоких скважинах соответствуют валдайской серии, которая подразделяется на редкинский и котлинский горизонты (Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2001; Бабушкин, 2002, Пармузин и др., 2016). Породы залегают с размывом и структурным несогласием на разновозрастных осадках нижнего венда, рифея и кристаллических породах фундамента и имеют мощность от 0 до 2700 м.

Редкинскому горизонту соответствует усть-пинежская свита мощностью 429-1158 м. Выше залегают котлинский горизонт, в состав которого входят красавинская (68-228 м), мезенская (179-198 м) и падунская (197 м) свиты (Vorob'eva et al., 2009). В совокупности эти подразделения образуют единый трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления (Балуев и др., 2012). По материалам (Гражданкин, 2003; Гражданкин, Маслов, 2015) возраст нижней границы редкинского горизонта составляет около 580 млн. лет., а верхней – $550,20 \pm 4,60$ млн лет. Возраст котлинского горизонта, согласно (Стратиграфический..., 2019), около 535 ± 1 млн лет.

Усть-пинежская свита (V_{2up}) с резким несогласием залегают на уфтыгской свите и сафоновской серии верхнего рифея и сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Бурзин М.Б. называет данную толщу вендским «домаником» в связи с тем, что она является одним из основных источников древних нефтей и битумоидов на Русской плите (Бурзин, 1996). Мощность свиты в скв. Серегово-1 – 482 м, скв. Сторожевская-1 – 1158 м и скв. Кельтменская-1 – 429 м.

Красавинская свита (V_{2kr}) представлена тонким переслаиванием аргиллитов, алевролитов с прослоями песчаников, при резком преобладании аргиллитов. Мощность свиты

варьирует от 68 и 155 (скв. Сторожевская-1 и Кельтменская-1) до 228 (скв. Сереговская-1) м.

Мезенская свита (V_2mz) в скв. Серегово-1 (179 м) сложена алевролитами песчанистыми с прослоями аргиллитов и песчаников. В юго-восточной части Вычегодского прогиба мезенская свита сложена переслаивающимися алевролитами и аргиллитами мощностью 198 м (скв. Кельтменская-1).

Разрез валдайской серии завершается *падунской свитой* (V_2pd), которую составляет толща неравномерного чередования алевролитов и аргиллитов. Мощность падунской свиты до 200 м (скв. Кельтменская-1). В других скважинах падунская свита размыта.

Палеозойская эратема (PZ)

Палеозойский комплекс представлен терригенно-карбонатными породами и имеет незначительную мощность, изменяющуюся от 0 до 2250 м. Разрез палеозойского комплекса составляют отложения девонской, каменноугольной и пермской систем (Рисунок 7).

Девонская система (D)

На территории Вычегодского прогиба девонские отложения присутствуют в неполном стратиграфическом объеме и развиты преимущественно в центральных и юго-восточных частях. На протерозойских палеоподнятиях породы данного возраста отсутствуют (Сереговская площадь и поднятия Южного Тимана)

Верхний отдел (D₃)

Верхнедевонские породы на изучаемой территории соответствуют франскому и фаменскому ярусам. Нижняя часть разреза состоит в основном из карбонатно-глинистых пород, тогда как верхняя часть преимущественно карбонатная. Эти породы с несогласием залегают на терригенных породах вендского комплекса. Мощность верхнедевонских пород варьируется от 0 до 300 метров.

Франский ярус (D_{3f})

В составе франского яруса выделяется три подъяруса. Нижний представлен тиманским горизонтом, средний объединяет саргаевский и доманиковский горизонты, а верхний состоит из ветласянского, сирачойского, евлановского и ливенского горизонтов.

Нижний подъярус (D_{3f1})

Тиманский горизонт (D_{3tm}) вскрыт скважинами на Сторожевской, Аныбской, Мулукской и Елмач-Парминской структурах, а также на территории юго-восточной части Вычегодского прогиба. Литологически породы представлены переслаивающимися пестроцветными аргиллитами и алевролитами. В базальной части разреза (мощностью до 8 м) присутствуют прослои песчаников и гравелитов. Мощность горизонта варьирует в диапазоне от 0 до 187 м (Сбор материалов..., 1998(ф)).

Средний подъярус (D_3f_2)

Отложения *саргаевского горизонта* (D_3sr) распространены широко и сложены глинистыми терригенно-карбонатными образованиями в виде неравномерного чередования аргиллитов, мергелей, известняков глинистых, а также алевролитов и песчаников, обычно встречающихся в базальных слоях разреза. Мощность горизонта изменяется от 30 до 95 м (Сбор материалов..., 1998(ф)).

Отложения *доманикового горизонта* (D_3dm) имеют повсеместное распространение (отсутствуют лишь в скв. Сереговская-1) и сложены прибрежно-морскими, мелководно-морскими, барьерно-рифовыми и умеренно-глубоководными осадками (Богданов и др., 1999; Вахнин, 2015) (Рисунок 8). *Прибрежно-морские* отложения развиты в северо-западной части (Большепорожская, Веслянская, Синдорская и Сереговская площади). Отложения представлены тонко чередующимися карбонатно-глинистыми породами – аргиллитами и мергелями, с тонкими прослоями известняков и доломитов. Мощность доманикового горизонта прибрежно-морского происхождения изменяется от 5-20 м (скв. Синдорская-1, Веслянская-1) до 30 м (скв. Сереговская-40, 41). На Сторожевской, Аныбской, Нившерской и Мулукской структурах распространен *мелководно-морской тип разреза*. В его состав входят зарифовые фации, состоящие из светло-серых доломитов и известняков, которые содержат глинистые прослои и включения сульфатных пород. Мощность пород варьируется от 10 м (Сторожевская структура) до 50 м (Нившерская структура). *Барьерно-рифовые отложения* вскрыты скважинами на Мулукской площади. Разрез слагают доломиты светло-серые пятнисто сульфатизированные, пористо-кавернозные и известняки пестроокрашенные органогенные, пористо-кавернозные, с включениями и прослоями глинистых пород. Мощность рифогенных образований на территории исследования колеблется в диапазоне от 70 до 110 м. Скважины, пробуренные на Сторожевской, Аныбской, Мулукской, Елмач-Парминской и Пильвенской площадях, вскрыли *депресссионные отложения*. В их разрезе преобладают сероцветные до черных известняки, которые характеризуются пелитоморфной структурой, неравномерной доломитизацией, глинисто-битуминозным составом и линзовидной окремненностью. Эти отложения чередуются с прослоями глинистых пород: мергелей и аргиллитов (Богданов и др., 1999). Мощность этого фациального типа отложений варьируется от 13-18 до 52 м.

Верхний подъярус (D_3f_3)

Породы верхнефранского подъяруса представлены в объеме ветласянского, сирачойского, евлановского и ливенского горизонтов. На северо-западе Вычегодского прогиба отложения размыты (Сереговская, Синдорская, Веслянская площади). Наиболее полные разрезы отмечаются в центральной и юго-восточной части (Аныбская, Мулукская, Елмач-Парминская и Пильвенская площади). Формирование верхнефранских образований происходило в

преимущественно прибрежно-морских и мелководно-морских обстановках, а на востоке – рифовых и депрессионных.

Ветласянский+сирачойский горизонты (D_{3vt+src}). Ветласянские отложения вскрыты скважинами на Сторожевской, Нившерской, Мулукской, Елмач-Парминской и Пильвенской площадях, где они состоят из мелководно-шельфовых карбонатно-глинистых пород: аргиллитов, мергелей и глинистых известняков. Мощность горизонта увеличивается с северо-запада (0 м) на юго-восток (60 м). Породы сирачойского горизонта сложены прибрежно-морскими и мелководно-морскими осадками, а восточнее Елмач-Парминской площади – барьерно-рифовыми и депрессионными. *Прибрежно-морские фации* слагают доломиты, известняки, участками глинистые и доломитизированные, часто переслаивающиеся с алевролитами и аргиллитами. Мощность изменяется от 0 м до 34 м. *Зарифовые мелководно-шельфовые фации* сложены глинистыми известняками и доломитами. Мощность изменяется от 10 до 70 м. *Барьерно-рифовые фации* обнаружены на Елмач-Парминском поднятии (скв. Кельтменская-1). Мощность пород составляет около 60 метров. Они состоят из доломитов и известняков, с прослоями аргиллитов. *Депрессионный тип* разреза (восточнее Елмач-Парминской площади) сирачойского горизонта представлен кремнисто-битуминозно-глинистыми известняками, а также аргиллитами и мергелями.

Породы *евлановского+ливенского горизонтов (D_{3ev+lv})* распространены в основном в восточной части Вычегодского прогиба. На северо-западе отложения размыты (Сереговская, Веслянская, Синдорская, Нившерская, Сторожевская и Мулукская площади). На Аныбской, Елмач-Парминской и Пильвенской площадях породы представлены *мелководно-морскими* осадками: доломитами, часто глинистыми, с прослоями мергелей, а также известняками доломитизированными с прослоями аргиллитов. Общая мощность толщи изменяется от 50-60 (Аныбская площадь) до 90 м (Елмач-Парминская площадь). В восточном направлении в разрезе прогнозируются *барьерно-рифовые* образования, сложенные известняками неравномерно доломитизированными до перехода в доломиты пористо-кавернозные, и *депрессионные фации*: известняки глинисто-битуминозные.

Фаменский ярус (D_{3fm})

Отложения фаменского яруса выделяются в разрезах восточного и юго-восточного районов Вычегодского прогиба (Аныбская, Елмач-Парминская и Пильвенская площади). В составе яруса присутствует нижнефаменская часть разреза в объеме *волгоградского (D_{3vg})*, *задонского (D_{3zd})* и низов *елецкого (D_{3el}) горизонтов*, трансгрессивно перекрывающиеся образованиями визейского яруса нижнего карбона. В мелководно-морских фациях данные отложения сложены известняками, часто глинистыми, с прослоями мергелей и аргиллитов, реже доломитов. Мощность составляет от 20-35 до 65 м. Рифогенные сооружения задонского возраста

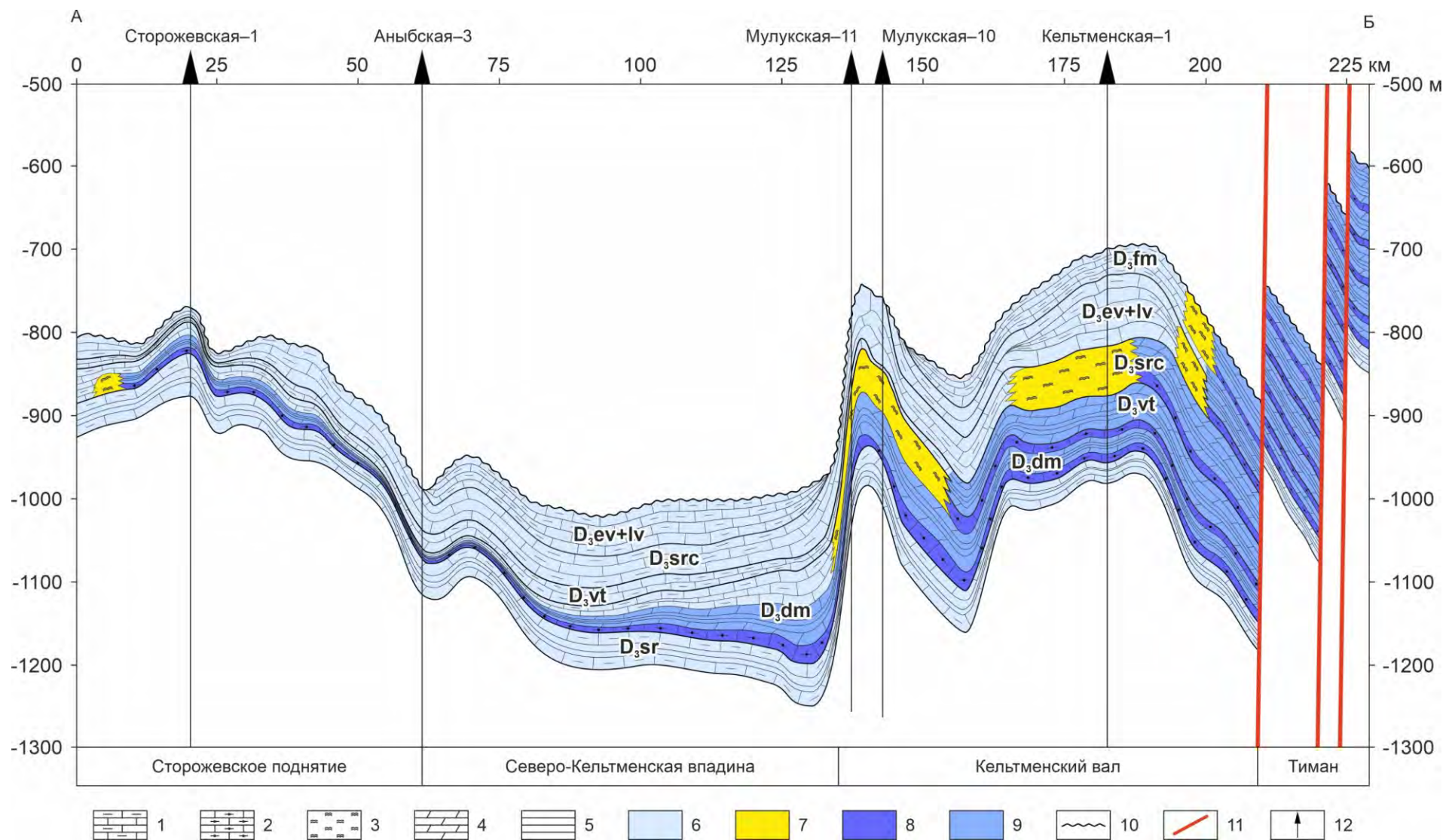


Рисунок 8 – Литолого-фациальный профиль среднефранско-фаменских отложений Вычегодского прогиба (Botalov et al, 2026): 1) глинистый известняк; 2) кремнисто-битуминозный известняк; 3) рифогенные отложения; 4) мергели; 5) аргиллиты; 6) мелководно-морские фации; 7) рифовые фации; 8) глубоководно-морские фации; 9) толщи заполнения; 10) несогласие; 11) тектоническое нарушение; 12) скважина

прогнозируются северо-восточнее Кельтменского вала. Фаменские образования широко распространены на юго-востоке региона (Пильвенская площадь) и представлены нефтеносными известняками и доломитами. Отложения фациально изменчивы и состоят из трех типов разреза: мелководно-шельфового, рифового и депрессионного. Суммарная мощность фаменского яруса возрастает в юго-восточном направлении от 35 до 260 м.

Каменноугольная система (С)

Каменноугольные отложения в Вычегодском прогибе присутствуют в объеме нижнего, среднего и верхнего отделов и являются нефтеносными (Еременко, 2009). Разрез сложен терригенно-карбонатными породами. На северо-западе (скв. Серегово-1) каменноугольные образования присутствуют только в объеме среднего (московский ярус) и верхнего отделов, с большим стратиграфическим перерывом залегают на терригенных породах верхнего венда. В юго-восточном направлении происходит постепенное увеличение мощности и стратиграфического объема отложений.

Нижний отдел (С₁)

Нижний карбон представлен турнейским, визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский ярус (С_{1t})

Породы турнейского яруса локально развиты только в Соликамской депрессии и сложены толщей известняков с подчиненными прослоями доломитов и аргиллитов. Мощность яруса изменяется от 0 до 195 м.

Визейский+серпуховский ярусы (С_{1v+s})

В составе визейского яруса присутствуют отложения *тульского* (С_{1tl}) и нерасчлененных *алексинского* (С_{1al}), *михайловского* (С_{1mh}) и *веневского* (С_{1vn}) горизонтов.

Визейские отложения изменчивы по литологическому составу и мощности, а также выклиниваются в северо-западном направлении. Тульские отложения имеют наиболее широкое распространение и встречены во многих скважинах. Горизонт состоит из двух пачек – терригенной и карбонатной. На большей части территории исследования тульский горизонт представлен углистыми и пиритизированными аргиллитами, часто переслаивающимися с алевролитами и песчаниками. Вверх по разрезу появляются пачки глинистых известняков. В целом мощность терригенного разреза тульского горизонта изменяется от 0 до 48 м, карбонатного – от 0 до 150 м. Выше залегают песчано-глинистая и глинисто-доломитовая пачки, сопоставляющиеся с алексинским горизонтом. Далее расположена доломитовая толща, которая соответствует михайловскому и веневскому горизонтам. Совокупная мощность нерасчлененных отложений алексинского, михайловского и веневского горизонтов варьирует от 0 м на северо-западе и увеличивается до 180 м на юго-востоке региона.

Разрез завершается пачкой доломитов и глинистых известняков, относящаяся к *серпуховскому ярусу* (C_{1s}). Отложения имеют мощность 0-80 м.

Средний отдел (C_2)

Среднекаменноугольные отложения, характеризующиеся в Вычегодском прогибе повсеместным распространением, присутствуют в объеме башкирского и московского ярусов. Мощность среднекаменноугольных отложений увеличивается в юго-восточном направлении от 160 (Сереговская площадь) до 275 м (Елмач-Парминская площадь) и более.

Башкирский ярус (C_{2b})

Породы башкирского яруса представлены пачкой известняков, неравномерно доломитизированных, пелитоморфных, участками кавернозных с прослоями аргиллитов. Мощность увеличивается в юго-восточном направлении от 10 до 90 м.

Московский ярус (C_{2m})

Ярус подразделяется на два подъяруса: нижнемосковский и верхнемосковский. Московские отложения развиты значительно шире, чем башкирские и среднекаменноугольные как по площади, так и по разрезу. Мощность московского яруса увеличивается в юго-восточном направлении от 20 м (Сереговская площадь) до 190 м (Елмач-Парминская площадь) и 310 м (Пильвенская площадь).

Нижний подъярус (C_{2m1})

Разрез представлен в объеме *верейского* (C_{2vr}) и *каширского* (C_{2ks}) горизонтов. Литологически породы верейского горизонта сложены переслаиванием известняков, аргиллитов и мергелей. Каширские отложения в нижней части разреза сложены известняками с прослоями аргиллитов. Верхняя часть представлена доломитами с прослоями известняков. Общая мощность отложений нижнемосковского подъяруса колеблется от 20 м до 130 м.

Верхний подъярус (C_{2m2})

Верхнемосковский подъярус расчленен на *подольский* (C_{2pd}) и *мячковский* (C_{2mc}) горизонты, которые характеризуются повсеместным распространением. Разрез представлен доломитами и известняками, включающими редкие прослои аргиллитов. Мощность отложений подъяруса изменяется в диапазоне от 100 до 150 м.

Верхний отдел (C_3)

Отложения верхнего отдела карбона представлены касимовским и гжельским ярусами.

Касимовский+гжельский ярусы (C_{3k+g})

Разрез касимовского яруса состоит из вторичных доломитов со стяжениями кремня и линзами кремнистого известняка, а также с прожилками, прослоями, гнездами гипса и ангидрита. Гжельские отложения сложены известняками перекристаллизованными, доломитизированными с конкрециями кремня, прослоями и включениями ангидритов и гипсов. Общая мощность

отложений составляет 75-120 м.

Пермская система (Р)

Пермские отложения в рассматриваемом районе охарактеризованы толщиной терригенно-сульфатно-карбонатных пород, широко прослеживающихся на севере Русской плиты, и подразделяются на три отдела – приуральский, биармийский и татарский общей мощностью до 275-750 м. На поднятиях она заметно уменьшается до полного выклинивания на Тимане.

Приуральский отдел (Р₁)

Приуральский отдел пермской системы объединяет пять ярусов – ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский и уфимский. Отложения отдела представлены породами трех литологических типов: карбонатными, карбонатно-сульфатными и карбонатно-сульфатно-терригенными.

Ассельский ярус (Р_{1а})

В составе ассельского яруса доминируют вторичные доломиты, а также доломитизированные известняки. Породы содержат включения ангидритов и гипса. Особо выделяются пласты ангидрита, мощность которых может достигать 1,8 м. Суммарная мощность отложений данного яруса варьирует в широких пределах – от 40 до 200 м.

Сакмарский ярус (Р_{1с})

В составе сакмарского яруса преобладают вторичные доломиты, которые чередуются с прослоями ангидритов и глинистых пород. Среди отложений особенно выделяются мощные пласты ангидрита – их толщина может достигать 2 м. Суммарная мощность отложений яруса изменяется в диапазоне от 50 до 140 м.

Артинский ярус (Р_{1ар})

Разрез артинского яруса слагают доломитизированные известняки, переходящие в неравномерно глинистые и сульфатизированные доломиты с прослоями ангидритов и глин. Мощность пород изменяется от 22 до 85 м, увеличиваясь до 150 м и более в пределах сопряженной территории Соликамской депрессии.

Кунгурский ярус (Р_{1к})

Кунгурские отложения в разрезах скважин сложены карбонатными и терригенно-карбонатными породами и широко распространены. Породы представлены доломитами с гнездовидными включениями и прослоями ангидрита. Мощность яруса увеличивается с северо-запада на юго-восток от 30 до 140 м и более.

Уфимский ярус (Р_{1у})

Отложения яруса состоят из красноцветной песчано-глинистой толщи, расчлененной на три пачки. Нижняя пачка: сложена красноцветными глинами, алевролитами и песчаниками с прослоями карбонатных и сульфатных пород. Средняя пачка: имеет сходный литологический

состав, но характеризуется большей тонкозернистостью, а также пониженной ангидритизацией и огипсованностью. Верхняя пачка: представлена глинами и мергелями с прослоями известняков и песчаников. Максимальная мощность отложений (250 м) зафиксирована на Сереговской площади. Мощность отложений яруса постепенно уменьшается в юго-восточном направлении до полного выклинивания пород в Соликамской депрессии и на поднятиях Тиманской гряды.

Биармийский отдел (P₂)

Биармийские отложения широко распространены практически на всей территории юго-западного Предтимастья и представлены в полном объеме. В составе биармийского отдела выделяются казанский и уржумский ярусы.

Казанский ярус (P_{2kz})

Отложения казанского яруса распространены широко и представлены карбонатно-терригенными породами. Общая мощность пород превышает 100 м. Разрез яруса четко подразделяется на два уровня. В нижней части (мощностью 70-80 м) преобладают глины, в которых отмечаются прослои песчаников, мергелей и известняков. Верхнюю часть яруса (мощностью 55-80 м) слагают известняками с прослоями мергелей и доломитов.

Уржумский (P_{2ur})

Уржумский ярус имеет широкое площадное распространение. Основу разреза составляют карбонатно-глинистые породы: глины и мергели, изредка встречаются прослои известняков. Мощность отложений варьируется от 100 до 120 м.

Татарский отдел (P₃)

Отдел представлен в объеме северодвинского яруса, сложенный карбонатно-терригенными породами мощностью до 180 м. На большей части изучаемой территории отмечается крупное несогласие, отвечающее вятскому ярусу.

Северодвинский ярус (P_{3s})

Породы трансгрессивно залегают на уржумских. Ярус представлен переслаивающимися красноцветными глинами и мергелями с прослоями глинистых алевролитов, известняков и песчаников. Мощность яруса 130-180 м.

Мезозойский комплекс (MZ)

Мезозойский комплекс охарактеризован нижнетриасовыми и среднеюрскими отложениями. Из разреза выпадают осадки средне-позднетриасового, раннеюрского, позднеюрского и мелового возрастов, в связи с неоднократными размывами и перерывами осадконакопления в мезо-кайнозойское время.

Триасовая система (Т)

Отложения широко распространены на западе Вычегодского прогиба. Сложены нижним отделом и залегают несогласно на отложениях перми. Нижнетриасовые породы представлены

индским (Т1i) и оленекским (Т1o) ярусами. Разрез слагает континентальная глинисто-алевритопесчаная толща, половину объема которой занимают пески, песчаники, конгломераты, гравелиты, а другую половину – глины и алевриты. Общая мощность колеблется от 81 (скв. Сереговская-1) до 280 м (Лопыдинская-1).

Юрская система (J)

Юрские отложения расположены к западу и югу от Сереговской площади и сложены толщей континентальных песков и морских глинистых образований *аален-батского возраста (J2a-bt)* мощностью до 40 м.

Кайнозойская эратема (KZ)

Кайнозойский комплекс представлен четвертичными отложениями. В западной части исследуемой территории наблюдается несогласное залегание этих пород на отложениях триасового и юрского возраста, в восточной части – на пермских отложениях. Четвертичные образования сложены комплексом генетических типов осадков: флювиогляциальных, аллювиальных, озерно-аллювиальных и делювиальных. Литологически они представлены суглинками с валунами, глинами и песками. Мощность отложений, в зависимости от геоморфологических особенностей рельефа, изменяется от 10 м до 90 м.

Таким образом, в осадочном чехле Вычегодского прогиба большую часть (~80 %) занимают верхнепротерозойские карбонатно-терригенные образования, а остальная доля приходится на вышележащие палеозойские терригенно-карбонатные отложения и мезо-кайнозойские – терригенные.

1.3. Основные черты тектонического строения

В тектоническом плане Вычегодский прогиб является структурой I порядка Предтиманского краевого прогиба и охватывает зону стыка Восточно-Европейской платформы и Тиманского кряжа. Предтиманский прогиб и Тиманский кряж в позднем протерозое являлись единой окраинно-континентальной областью седиментации, которая претерпела структурную перестройку в результате байкальского орогенеза (Белякова и др., 2008).

Фундамент по данным аэромагнитной съемки (Рисунок 9, а) и бурения на соседних структурах Русской плиты: Мезенской синеклизы (скв. Ценогорская-1 и Уфтюгская-1) и Волго-Уральской антеклизы (скв. Сысола-1, Северо-Мыйская-1 и др.) соответствует карельскому возрасту и имеет блоковое строение (Удоратин, 2002).

Гравиметрические данные (Рисунок 9, б) подтверждают наличие зон интенсивного погружения карельского фундамента. В гравитационном поле выявлены отрицательные аномалии (до -30 мГал) на западе, откуда они простираются на юго-восток вдоль Южного Тимана и смещаются в северо-восточном направлении в зону Западно-Тиманских дислокаций.

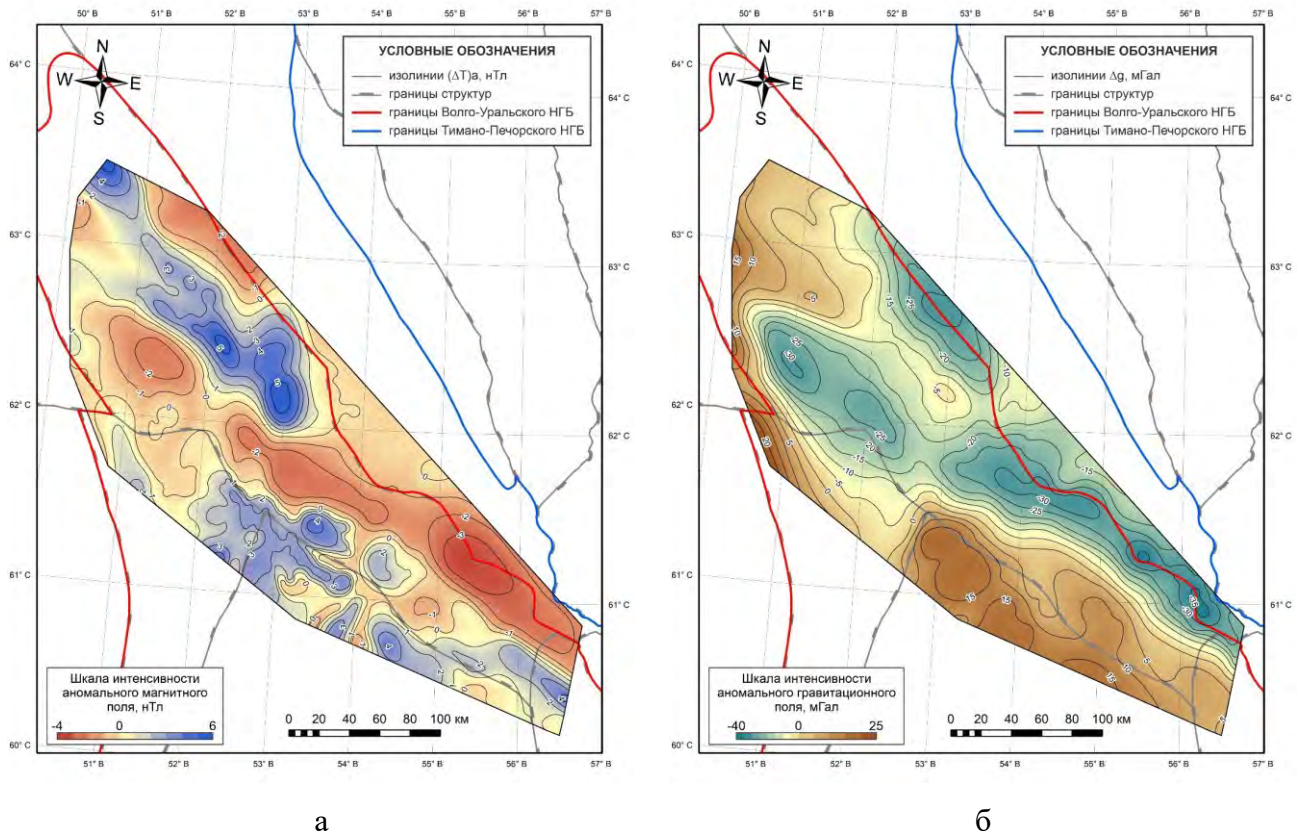


Рисунок 9 – Схемы аномального поля: а) магнитного; б) гравитационного

Вычегодский прогиб выражен на поверхности карельского фундамента в форме грабена, ориентированного в северо-западном направлении. Вычегодский прогиб погружается с юго-запада на северо-восток, достигая максимальных глубин 10000-12000 м. Погружение происходит ступенчато, причем ступени разделены тектоническими нарушениями различной амплитуды (Рисунок 10). По кровле карельских образований размеры прогиба составляют 400 x 120 км (Алабушин и др., 2002; Конанова, 2020; Удоратин, 2002). В юго-восточном направлении ширина прогиба резко уменьшается и составляет 50-70 км. Грабен выполнен отложениями верхнего протерозоя мощностью от 700 до 11200 (Рисунок 11), верхнего палеозоя (0-2200 м) и мезо-кайнозоя (300-400 м).

С юга и юго-запада Вычегодский прогиб примыкает к Камскому, Коми-Пермяцкому, Сыктывкарскому сводам и Казанско-Кажимскому авлакогену Волго-Уральской антеклизы. С юго-востока Вычегодский прогиб граничит с Соликамской депрессией Предуральского краевого прогиба. С севера и северо-востока Вычегодский прогиб сочленяется с Западно-Тиманской структурной зоной Тиманской гряды. С запада и северо-запада Вычегодский прогиб сопрягается с Мезенско-Вашкинской зоной поднятий Мезенской синеклизы и Сафоново-Вычегодской седловиной Предтиманского краевого прогиба (Рисунок 12).

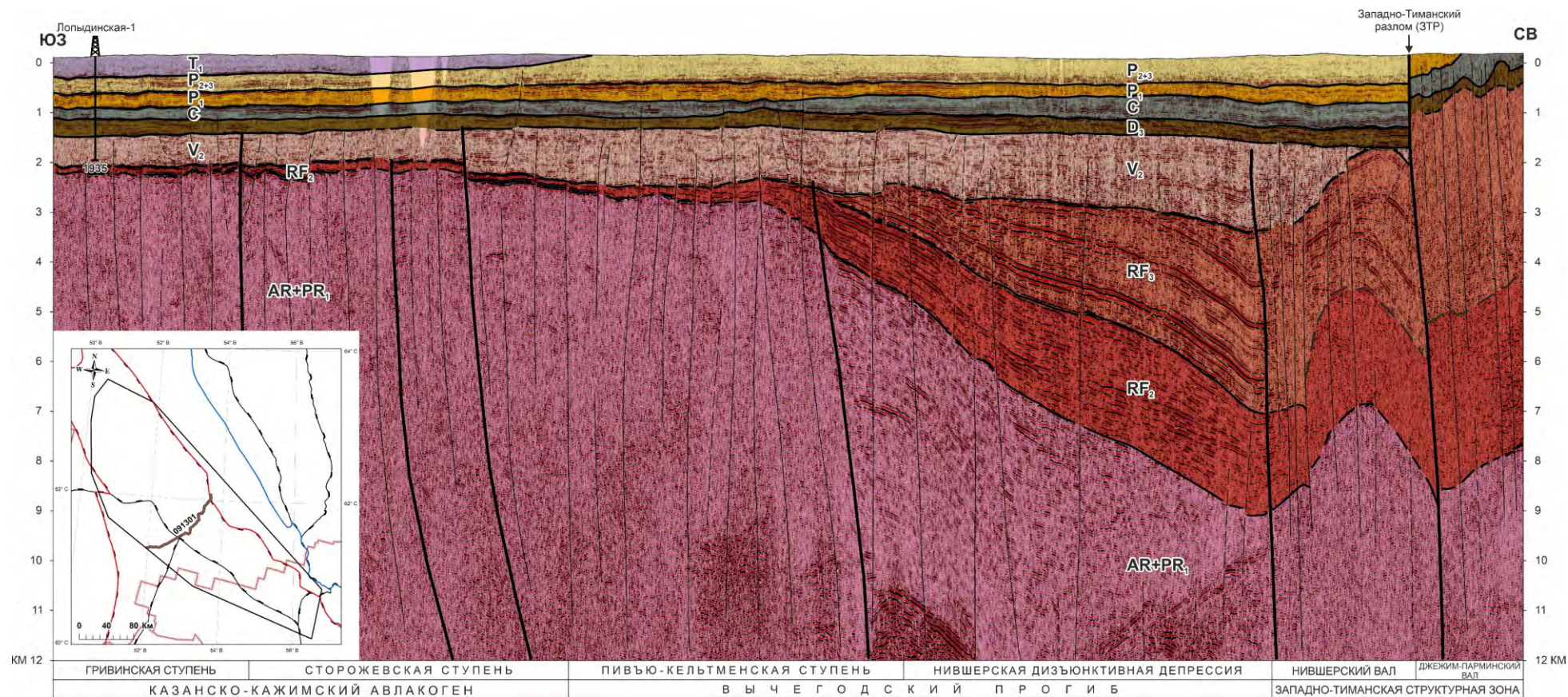


Рисунок 10 – Сейсмогеологический разрез по региональному профилю 091301 (ОАО «ВНИИГеофизика» - «Спецгеофизика», 2015, с изменениями) (Оценка..., 2015(ф))

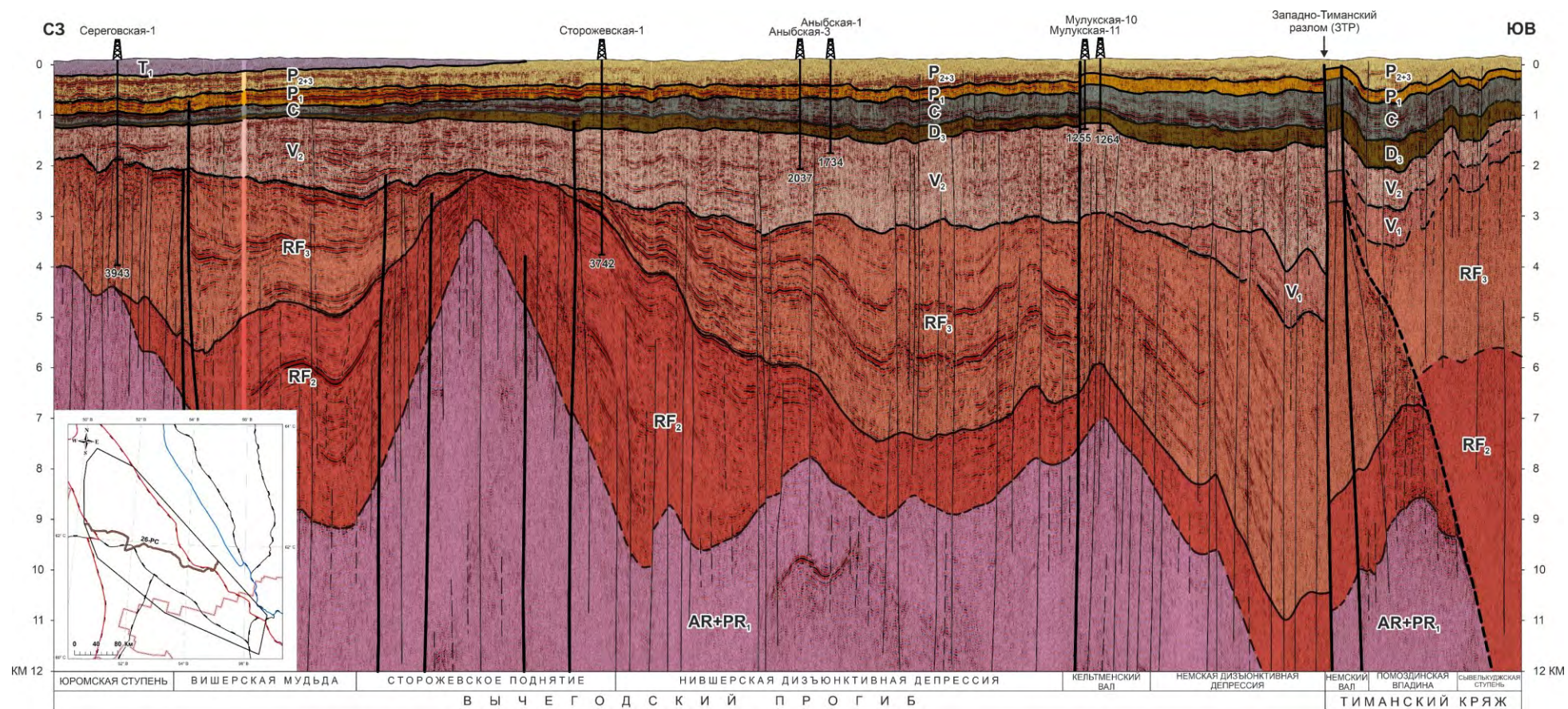


Рисунок 11 – Сейсмогеологический разрез по региональному профилю 26-РС (ОАО «ВНИИГеофизика» - «Спецгеофизика», 2015, с изменениями) (Оценка..., 2015(ф))

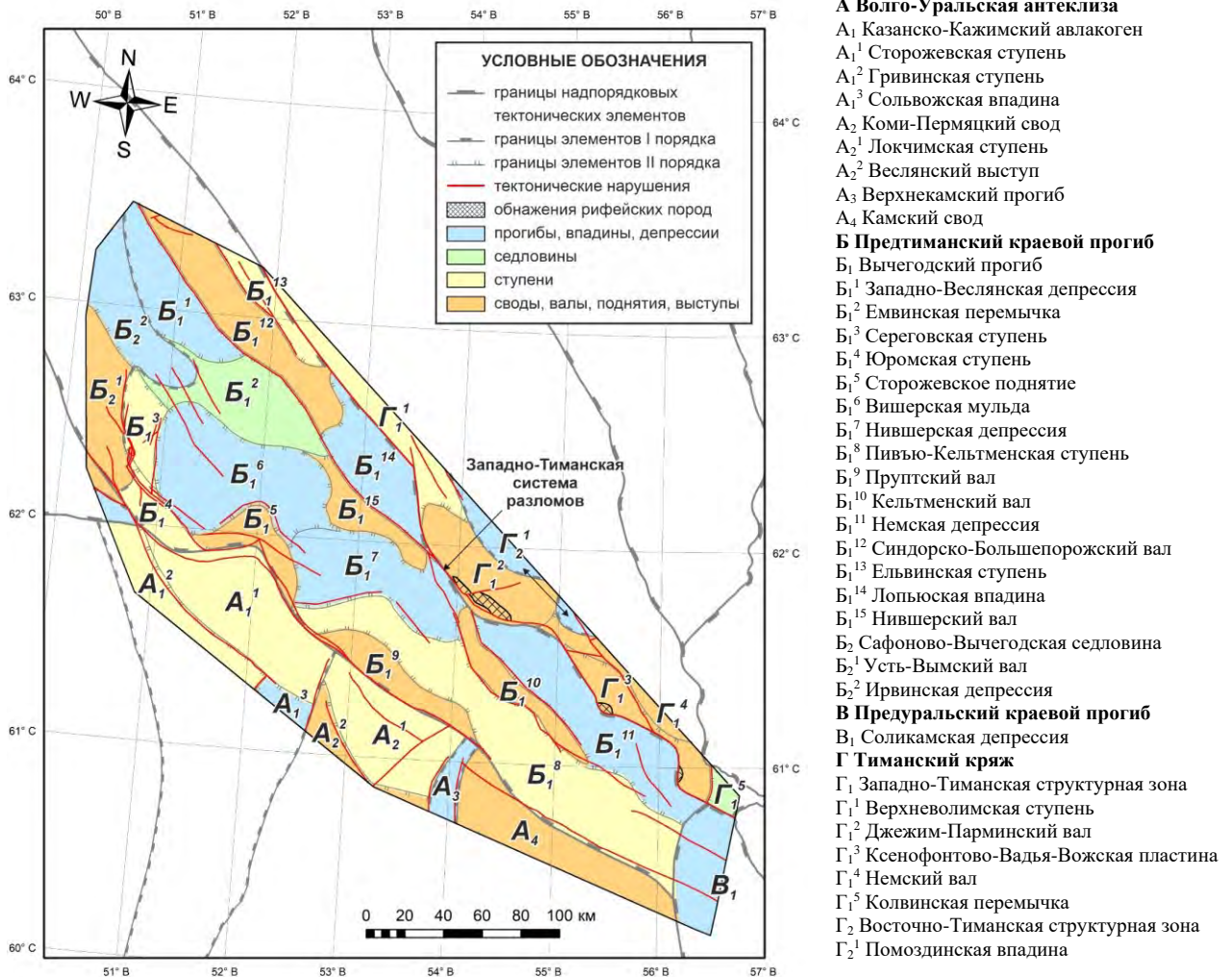


Рисунок 12 – Схема тектонического районирования региона по поверхности фундамента (по материалам ООО «ТП НИЦ», 2006, с изменениями)

Границы Вычегодского прогиба совпадают с зонами региональных разломов северо-западного простирания (Дедеев и др., 1982). Северо-восточным ограничением является Западно-Тиманская система разломов (Рисунок 10, 11, 12), имеющая характер взбросо-надвига. В северо-западной части разлом субвертикальный, а в юго-восточном направлении приобретает характер надвига и соединяется с Полюдовским поперечным поднятием (Удоратин, 2002). По данным (Дедеев, Запорожцева, 1985; Запорожцева, Пыстин, 1994; Дедеев и др., 1982) амплитуда горизонтального смещения может составлять до 15-20 км. Амплитуда вертикального смещения по отложениям верхнего протерозоя измеряется в 1500-2000 м и более (Рисунок 10, 11), что свидетельствует о длительном и интенсивном функционировании Западно-Тиманского разлома. В палеозойском комплексе вертикальная составляющая не превышает 400 м. С юго-запада Вычегодский прогиб граничит по серии региональных разломов с Волго-Уральской антеклизой (Рисунок 10, 12) (Удоратин, 2002; Удоратин и др., 2018).

Вычегодский прогиб является погребенной структурой, что подтверждается характером ОГ, указывающих на несоответствие структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла (Дедеев и др., 1982). Структуры имеют более амплитудный характер по ОГ протерозоя и слабо прослеживаются или же вовсе не выражены по горизонтам палеозойского комплекса (Рисунок 13).

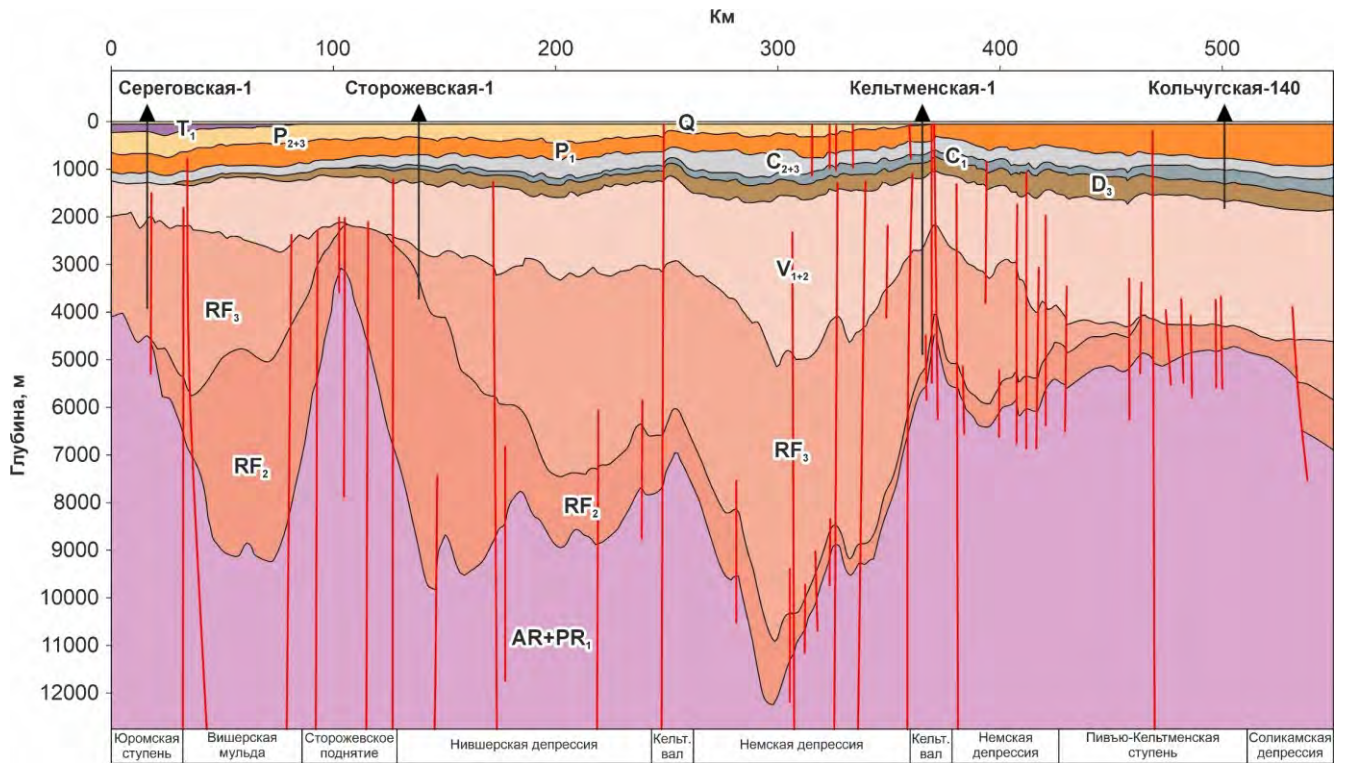
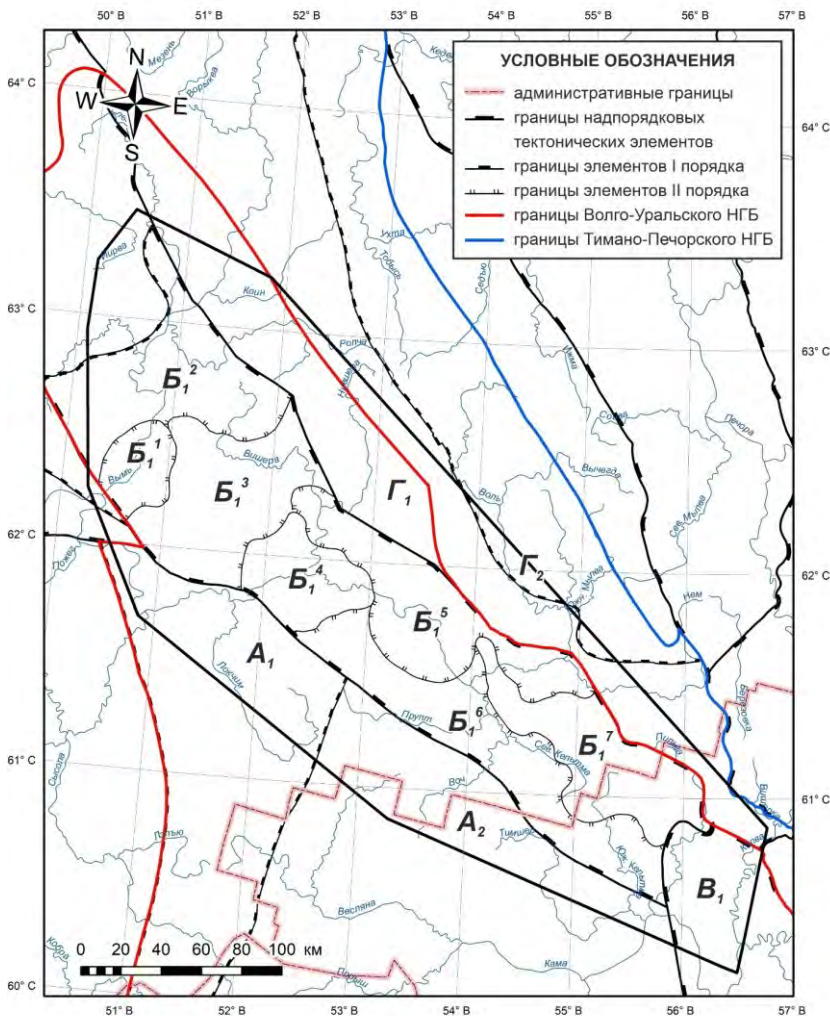


Рисунок 13 – Геологический разрез вдоль простирания Вычегодского прогиба

По фундаменту (ОГ F) и горизонтам рифея (ОГ VII₂, VII) Вычегодский прогиб осложняют структуры II порядка: Западно-Веслянская, Нившерская и Немская дизъюнктивные депрессии, Вишерская мульда, Лопьюская впадина, Емвинская перемычка, Сторожевское поднятие, Прутский, Кельтменский, Нившерский и Синдорско-Большорожский валы, Сереговская, Юромская и Пивью-Кельтменская ступени (Рисунок 12).

По горизонтам палеозоя (Рисунок 14) фиксируются: Вишерская впадина, Сереговская котловина, Восточно-Сереговская ступень, Сторожевское поднятие, Северо-Кельтменская впадина, Прутская ступень и Кельтменский вал (Детализация региональной..., 2016 (ф)).

Наиболее погруженные участки Вычегодского прогиба соответствуют Западно-Веслянской, Нившерской, Немской дизъюнктивным депрессиям, Вишерской мульде и Лопьюской впадине.



А Волго-Уральская антеклиза

A₁ Казанско-Кажимский авлакоген

A₂ Камский свод

Б Предтиманский краевой прогиб

B₁ Вычегодский прогиб

B₁¹ Сереговская котловина

B₁² Вишерская впадина

B₁³ Восточно-Сереговская ступень

B₁⁴ Сторожевское поднятие

B₁⁵ Северо-Кельтменская впадина

B₁⁶ Прутская ступень

B₁⁷ Кельтменский вал

В Предуральский краевой прогиб

V₁ Соликамская депрессия

Г Тиманский кряж

G₁ Западно- и Средне-Тиманские дислокации

G₂ Восточно-Тиманский сложный мегавал

Рисунок 14 – Схема тектонического районирования региона по палеозойскому комплексу (по материалам ООО «ТП НИЦ», 2016)

Западно-Веслянская депрессия расположена на крайнем северо-западе Вычегодского прогиба и граничит с Синдорско-Большеборожским валом по высокоамплитудному разлому (см. Рисунок 12). Простирается в северо-западном направлении на 95 км, при ширине 10-25 км. Структура отчетливо проявляется по поверхности кристаллического фундамента и отложениям рифея. Мощность рифей-вендских отложений составляет 4000-6500 м. При этом по вышезалегающим горизонтам осадочного чехла здесь фиксируется Вишерская впадина, с палеозойским заполнением (мощность до 1700 м).

Нившерская и Немская депрессии являются единой опущенной зоной (250 x 40 км) с моноклинальным погружением кровли фундамента от 5000 (на юго-западе) до 11000 м (на северо-востоке). Депрессии отделены друг от друга северной переклиналию Кельтменского вала и граничат со структурами Тиманской гряды по Западно-Тиманской системе разломов (см. Рисунок 12). Имеют амплитудное строение по отложениям протерозоя, при этом слабо выражены по горизонтам палеозоя. Нившерская депрессия (95 x 40 км) протягивается в субширотном

направлении и полностью заполнена средне-позднерифейскими толщами. Мощность рифей-вендского комплекса изменяется от 5000 до 11000 м. По горизонтам палеозоя проявляется Северо-Кельтменская впадина, имеющая мощность палеозойских отложений 1400-2200 м. Немская депрессия (155 x 40 км) простирается вдоль Южного Тимана и на юго-востоке раскрывается в Соликамскую депрессию. По результатам сейсморазведки протерозойская часть осадочного комплекса в этом районе имеет максимальные мощности до 9000-11000 м. Отложения палеозоя погружаются моноклинально в сторону Западно-Тиманских дислокаций и имеют максимальную мощность 1600-1700 м.

Вишерская мульда отчетливо прослеживается по поверхности карельского фундамента и занимает северо-западную часть территории Вычегодского прогиба (см. Рисунок 12). Данная отрицательная структура характеризуется погружением фундамента до глубины 10000 м и имеет размеры 90 x 30-65 км. Основная часть осадочного чехла заполнена рифейскими отложениями мощностью до 5000-9000 м. Амплитуда мульды уменьшается вверх по разрезу, в связи с чем ее структура не выражена по горизонтам палеозойского комплекса.

Лопъюская впадина – представляет собой рифейский грабен, расположенный в пределах северной части Вычегодского прогиба (см. Рисунок 12). Впадина имеет глубину залегания фундамента до 8000 м. Вытянута на 65 км при ширине 30 км в юго-восточном направлении вдоль Южного Тимана.

Емвинская перемычка (90 x 40 км) – относительно приподнятая область по кровле фундамента (глубина погружения около 4000-6500 м), простирающаяся на северо-запад и разделяющая Западно-Веслянскую депрессию и Вишерскую мульду (см. Рисунок 12). Рифей-вендские отложения в этом районе характеризуются мощностью 3000-5000 м, а палеозойские – 1000-1600 м.

Сторожевское поднятие (70 x 25 км) имеет форму мыса. В отложениях верхнего протерозоя проявляется в виде ступени и испытывает моноклинальное погружение на северо-восток. Мощность отложений рифей-венда возрастает от 3500 до 7500 м. В палеозойском чехле поднятие уверенно выделяется, ее размеры по изолинии 900 м (ОГ II-III С-D₃) составляют 25 x 10 км.

К юго-востоку от Сторожевского поднятия по ОГ F прослеживается *Прунтский вал* (95 x 15 км), граничащий с юго-запада по серии региональных разломов со структурами Волго-Уральской антеклизы (см. Рисунок 12). По кровле рифей и вышележащим отложениям вал не фиксируется.

Кельтменский вал, расположенный в юго-восточной части Вычегодского прогиба (см. Рисунок 12), уверенно выражен по всем горизонтам осадочного чехла. Вал протягивается в северо-западном направлении более чем на 100 км, при ширине 10-15 км. По кровле фундамента

Кельтменский вал больше соответствует ступени, ограниченной с юго-запада серией разломов северо-западного простирания. По горизонтам рифей-венда строение вала проявляется более отчетливо. Вал осложнен Мулукским и Елмач-Парминским локальными поднятиями. В палеозойском комплексе Кельтменский вал состоит из серии вытянутых в северо-западном направлении антиклиналей – Северо-Мулукская, Мулукская и Елмач-Парминская. Мощность рифей-вендского комплекса изменяется в диапазоне 3500-6000 м, палеозойского – 1200-1600 м.

Синдорско-Большепорожский вал – по поверхности фундамента узкий горст северо-западного простирания размерами 140 x 20 км. Вал включает в себя локальные приразломные антиклинальные складки – Синдорская, Веслянская и Большепорожская, сформированные в зонах приподнятых блоков фундамента и протерозойского комплекса и хорошо выраженные в структурном плане. В разрезе отсутствуют отложения венда, из-за чего мощности верхнего протерозоя сокращены и составляют 2500-4000 м.

Нившерский вал – протяженная приразломная антиклиналь северо-западного простирания. Вал выделяется по всем горизонтам верхнего протерозоя и палеозоя. При ширине в 10-20 км он протягивается вдоль системы разломов на расстоянии более 70 км. По ОГ II-III (С-Дз) размеры структуры 30 x 20 км. Из разреза выпадает толща венда, вследствие чего, мощность верхнего протерозоя незначительна (3000-3500 м).

Сереговская ступень занимает промежуточное положение между Сафоново-Вычегодской седловиной и Вишерской мульдой (см. Рисунок 12). Поверхность фундамента имеет моноклинальное залегание с погружением в восточном направлении. Мощность отложений рифей-вендского комплекса возрастает в этом же направлении от 2500 до 5000 м. Размеры Сереговской ступени по поверхности фундамента равны 45 x 20 км. На месте Сереговской ступени по ОГ палеозоя выделяется одноименная котловина, заполненная отложениями мощностью до 1250 м.

Юромская ступень расположена в зоне сочленения Вычегодского прогиба со структурами Казанско-Кажимского авлакогена (см. Рисунок 12). По кровле кристаллического фундамента имеет вытянутую форму размерами 45 x 15 км и моноклинально погружается на северо-восток с глубиной от 3500 до 5500 м. Мощность верхнего протерозоя возрастает от 2500 до 4500 м, а палеозоя – составляет 900-1150 м.

Пивью-Кельтминская ступень выделяется по поверхности кристаллического фундамента. С юго-запада она ограничена серией региональных разломов, в северо-восточном направлении испытывает моноклинальное погружение с глубиной от 3000 до 7000 м. От Сторожевского поднятия Пивью-Кельтминская ступень протягивается на юго-восток более чем на 200 км (при ширине в среднем 20-40 км) и переходит в Соликамскую депрессию (см. Рисунок

12). Мощность рифей-венда варьирует в пределах от 2000 до 5000 м. Мощности палеозойского комплекса увеличивается в юго-восточном направлении от 1100 до 1900 м.

Ельвинская ступень представляет собой узкую (шириной до 10 км), но вытянутую (до 70 км) и сильно нарушенную структуру, в пределах которой протерозойский комплекс залегает на глубинах 500-1200 м.

Важной особенностью строения Вычегодского прогиба является проявление соляно-купольной тектоники. Согласно результатам сейсморазведочных работ (Научное..., 2000(ф)), прогнозируется развитие соляного тектогенеза в зоне сочленения Немской депрессии и Западно-Тиманских дислокаций (Ласкин и др., 2002). Прогнозируемые соляные купола: Верхнесысский, Южно-Белоборский уверенно проявляются в сейсмическом поле (Рисунок 15).

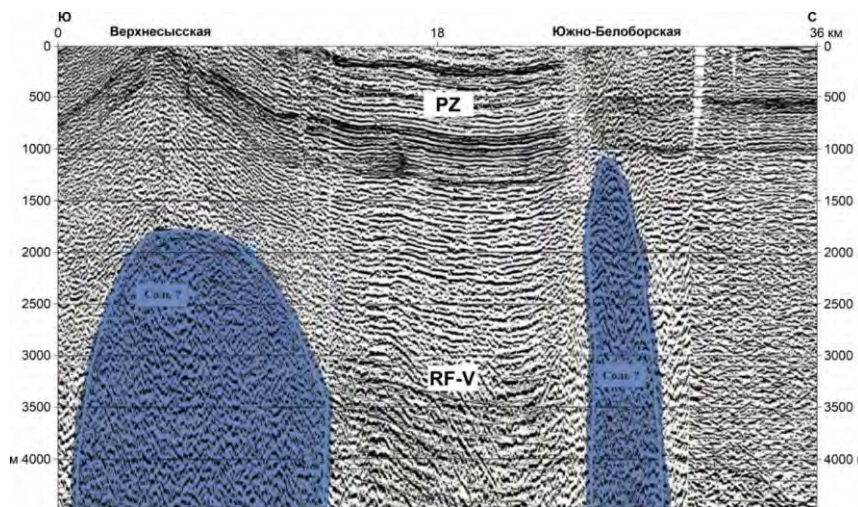


Рисунок 15 – Сейсмический профиль 11094-10, 10895-08, с аномалиями сейсмической записи в рифей-вендских отложениях (Научное..., 2000(ф))

Прямым признаком развития соляной тектоники в регионе служит Сереговский соляной купол на северо-западе Вычегодского прогиба (Иванов, Левицкий, 1960; Удот, 1980). В плане соляная структура имеет размеры у вершины 1,9x1,3 км и по данным геофизических исследований характеризуется мощностью солей более 2500 м. Одна из скважин,

пробуренных на Сереговском куполе, прошла более 800 м по солям и не вскрыла их подошву. В разрезе купол выражен в виде сейсмической аномалии, которая прорывает горизонты верхнего протерозоя, палеозоя и мезозоя (Рисунок 16). Как отмечают авторы (Оловянишников, 2002; Юшкин и др., 1987) интенсивный рост соляного купола происходил в девонское время, а затем в киммерийское – период формирования структур и современной дизъюнктивной тектоники Тимана. В сводовой части купола бурением установлены интрузии диабазов (мощностью 13-15 м и более) в виде обломков, крупных глыб и тел неправильной формы, являющиеся, скорее всего, продуктами завершающей фазы байкальского тектогенеза. Это подтверждают исследования (Юшкин, 1990), согласно которым возраст диабазов датируется как раннекембрийский (506 ± 15 млн. лет). Диабазы, вскрытые в своде соляного купола, являются не первичными, а представляют собой блоки более крупных интрузивных тел, выдавленные солью в процессе диапиризма

(Юшкин, 1990). Таким образом, все факты указывают на то, что возраст солей прогнозируется как позднепротерозойский.

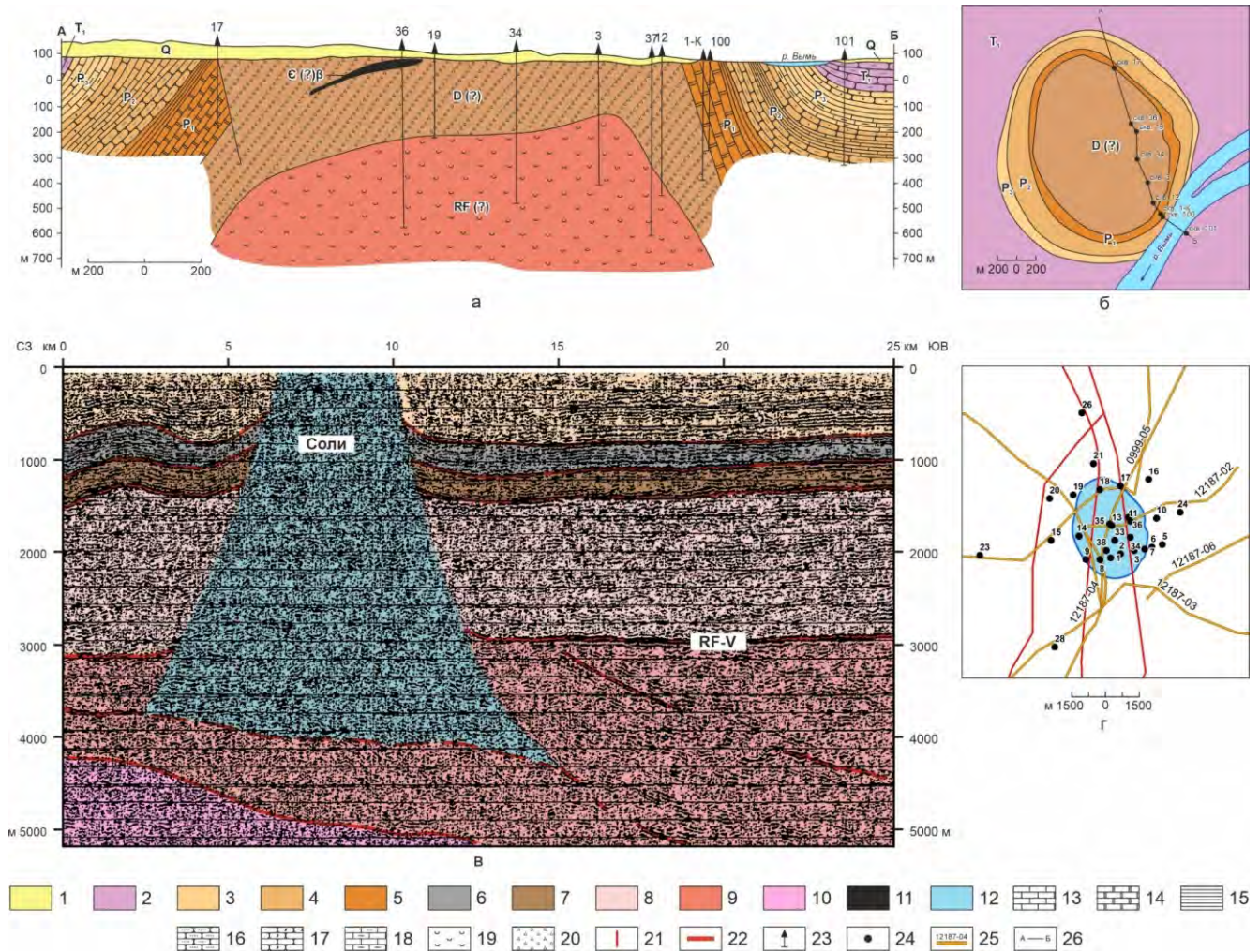


Рисунок 16 – Схема строения Сереговского соляного купола:

- а) геологический разрез; б) геологическая карта местности (Юхтанов и др., 2008); в) сейсмический профиль 12187-03 (Печорагеофизика, 1988, с изменениями); г) схема расположения сейсмических профилей.

Условные обозначения: **1-10** – геологический возраст пород: 1) квартер, 2) ранний триас, 3) поздняя пермь, 4) средняя пермь, 5) ранняя пермь, 6) карбон, 7) девон, 8) венд, 9) рифей, 10) архей-ранний протерозой, 11) диабазы, 12) соляной шток; **13-20** – литологический состав пород: 13) известняк, 14) доломит, 15) глина, 16) песчаник, 17) алевролит, 18) глинистый известняк, 19) каменная соль, 20) кепрок (глины, аргиллиты, алевролиты, гипсы); 21) тектонические нарушения; 22) ОГ; 23, 24) скважина; 25) сейсмические профили; 26) линия геологического профиля

Таким образом, на территории Вычегодского прогиба существуют предпосылки залегания соленосной толщи, вероятно, позднепротерозойского возраста, которая может являться хорошим флюидоупором для формирования и сохранения залежей УВ. Тем не менее степень изученности региона не позволяет прогнозировать площадное распространение солей.

Исходя из выше сказанного, регион характеризуется сложным геологическим строением, на что указывают: 1) мощный осадочный чехол (до 12000 м) с литолого-фациальной изменчивостью отложений и их различной стратиграфической полнотой; 2) границы Вычегодского прогиба, которыми служат глубинные региональные разломы; 3) взбросовый и надвиговый характер строения зоны сочленения Тиманского складчатого сооружения и Вычегодского прогиба; 4) фундамент, осложненный как глубокопогруженными (до 12000 м), так и приподнятыми структурами; 5) несоответствие структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла; 6) факты развития соляной тектоники.

1.4. История геологического развития

Поиски скоплений УВ в слабоизученных районах невозможны без знания их особенностей палеотектонического развития и литолого-палеогеографических обстановок осадконакопления, так как они играют важнейшую роль в формировании строения осадочного бассейна и ее нефтегазоносности.

В данном разделе приводится история геологического развития и формирования строения Вычегодского прогиба. В ходе анализа и обобщения опубликованной и фондовой литературы изучен литологический состав и мощности вскрытых пород в 125 скважинах на территории Вычегодского прогиба и сопряженных структур. Также рассмотрены результаты исследования литологических особенностей отложений рифея (Оловянишников, 1998; Пономаренко и др., 2021), выходящих на дневную поверхность в районе поднятий Джебим-Парма и Оч-Парма.

Палеотектонические реконструкции выполнены методом backstripping по композитному региональному профилю 26-РС-26А-РС-91304-1506р05а-1506р05-120402 в ПО Move. При палеотектоническом анализе также применен метод треугольника. В процессе восстановления истории геологического развития региона рассмотрены исследования других авторов, изучавшие эволюцию Восточно-Европейской платформы и сопредельных территорий (Атлас..., 1967-1975; Балугев, 2013; Городницкий и др., 1978; Дедеев и др., 1982; Зоненшайн и др., 1990; Лобусев, 2004; Малышев, 2000; Пучков, 2010; Чамов, 2016; Шеин и др., 2013; Nikishin et al., 1996).

Прежде чем перейти к рассмотрению тектонических этапов, важно начать с того, что в раннем протерозое был сформирован древний карельский фундамент Восточно-Европейской платформы. В результате активных коллизионных процессов в интервале 2100-2000 млн. лет назад произошло столкновение двух крупных террейнов – Волго-Уралии и Сарматии, а затем в

интервале 1800-1700 млн. лет назад их объединение с Фенноскандией (Пучков, 2010). С этого времени Восточно-Европейский кратон рассматривается как единый континентальный массив.

Формирование Вычегодского прогиба непосредственно связано с периодом геодинамического развития Предтиманского перикратонного прогиба Восточно-Европейской платформы (Пактовский, 2019). Данный период длительностью около 1350 млн. лет состоит из трех принципиально различных этапов – рифтового, пострифтового и ортоплатформенного. В совокупности рифтовый и пострифтовый этапы соответствуют рифейскому времени, который ознаменовался интенсивным погружением перикратонных осадочных бассейнов Восточно-Европейской платформы.

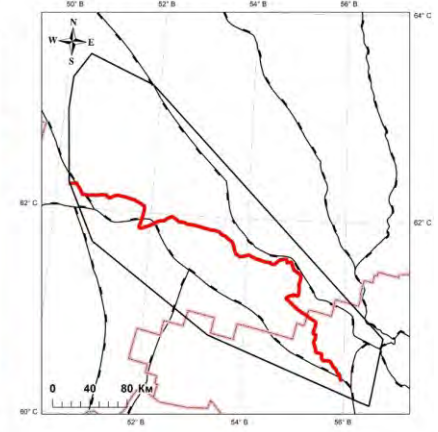
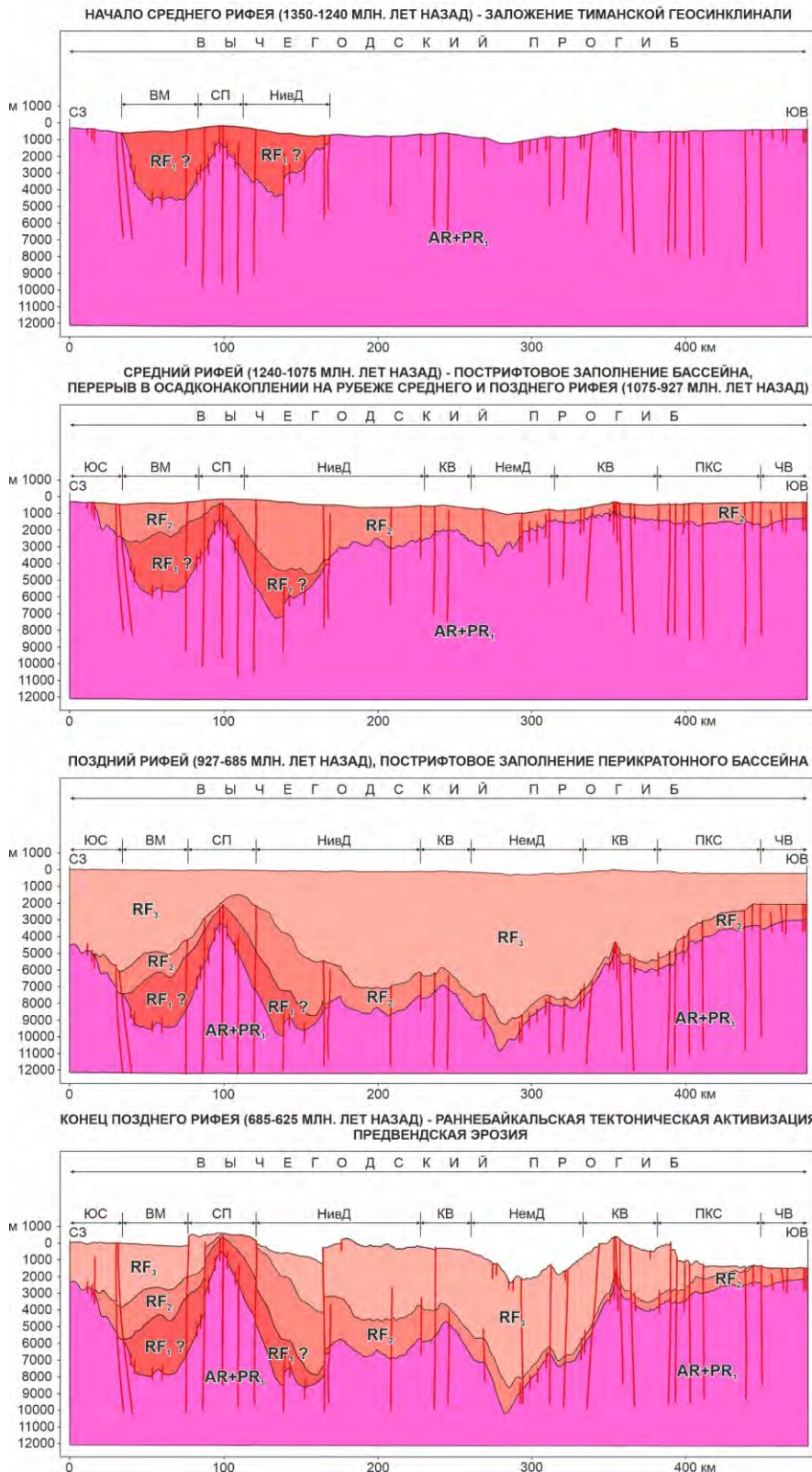
Рифтовый и пострифтовый этап

В конце раннего рифея на раздробленных и опущенных по разломам периферийных частях Восточно-Европейского кратона заложилась рифейские геосинклинали – Тиманская и Уральская. Активные процессы рифтогенеза способствовали расколу единого карельского массива на отдельные блоки, между которыми формировалась система линейных грабенов и перикратонных надрифтовых впадин (Камско-Бельский, Абдулинский, Пачелмский, Предтиманский и др.). Разрушение блоков привело образованию обильного обломочного материала, который заполнял грабены. По соседству с процессами рифтогенеза в конце раннего и начале среднего рифея начал раскрываться Тимано-Уральский океанический бассейн.

Среднерифейская эра (1350 – 1030 млн. лет назад)

Среднерифейский этап ознаменовался интенсивным погружением региона, что показывают результаты проведенных палеорекопструкций (Рисунок 17).

На этом этапе Тимано-Уральский океанический бассейн, раскрываясь охватил обширную территорию, включая Предтиманский прогиб, Тиманскую гряду, Печорскую плиту и Урал, которые являлись единой зоной перикратонных опусканий (Запорожцева и др., 1994). В районе Предтиманского прогиба установились прибрежно-морские и мелководно-шельфовые обстановки (Рисунок 18, а). В перикратонном бассейне накапливалась мощная толща, представленная переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, соответствующая пезской свите среднего рифея (450 м). Источником терригенного материала являлись пенепленизированные блоки карельского фундамента (Кузнецов и др., 2005; Вдовина и др., 2017). Помимо этого, в районах обнажений рифейских пород на возвышенности Джежим-Парма и Оч-Парма установлен возрастной аналог вышеописанных отложений в объеме светлинской, новобобровской и визингской свит общей мощностью до 3000 м, сложенные прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морскими терригенными отложениями. Таким образом, особенности состава осадков и их мощности указывают на присутствие компенсированного морского бассейна, заполнявшегося в стабильной тектонической обстановке.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- административные границы
- границы структур
- линия композитного профиля
- горизонты
- тектонические нарушения

- ВМ Вишерская мульда
- КВ Кельтменский вал
- НемД Немская депрессия
- НивД Нившерская депрессия
- ПКС Пивью-Кельтменская ступень
- СП Сторожевское поднятие
- ЧВ Чердынский выступ
- ЮС Юромская ступень

Рисунок 17 – Палеотектонические реконструкции рифейской эры

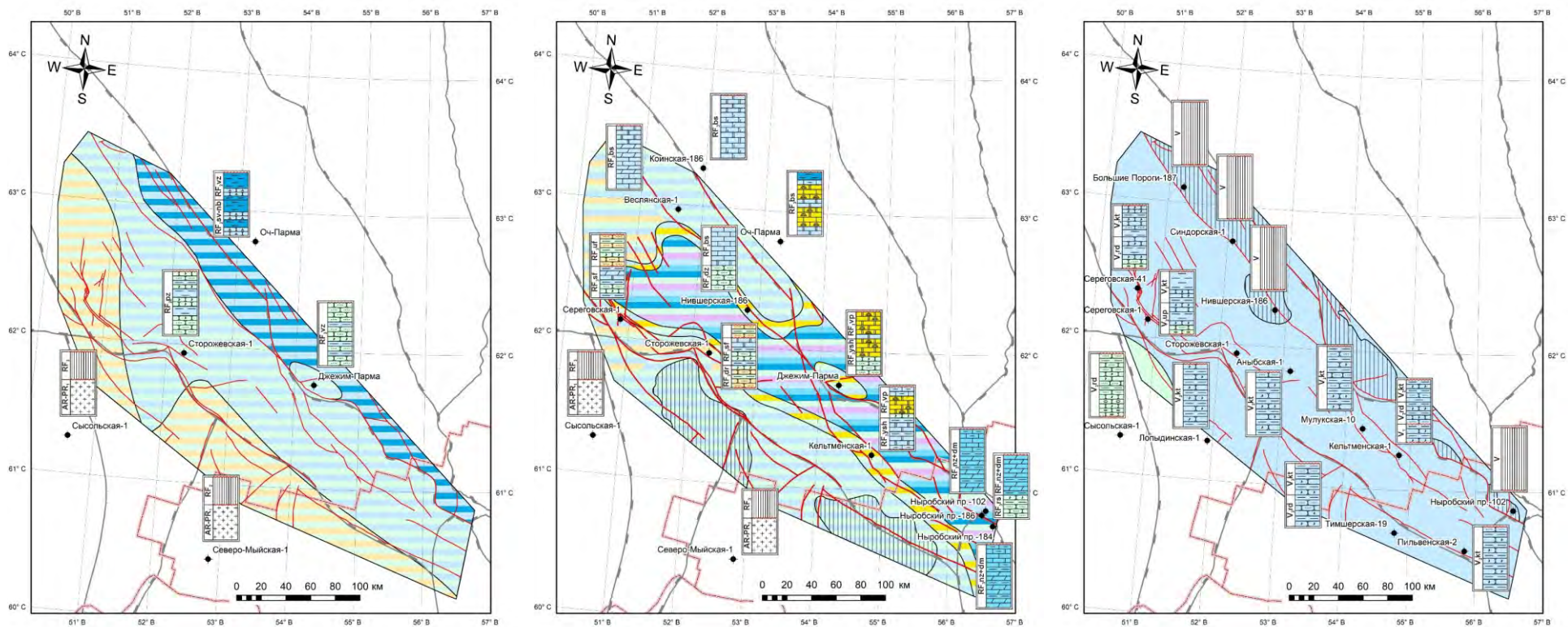
Обращает на себя внимание несогласие на границе среднего и позднего рифея, связанное, вероятно, с высоким стоянием поверхности Восточно-Европейской платформы. В связи с чем отмечается перерыв осадконакопления в бассейне в течение 150 и более млн. лет (Балуев, 2013).

Позднерифейская эра (1030 – 625 млн. лет назад)

В позднем рифее Предтиманский прогиб и Тиман продолжали развиваться унаследовано как перикратонное опускание (Рисунок 17). Основным источником сноса обломочного материала служили перемытые орогенные комплексы и внутренние зоны платформы (Вдовина и др., 2017).

Начало нового трансгрессивного цикла сопровождалось накоплением в континентальных и прибрежно-морских условиях глинисто-песчаных осадков, соответствующих дорогорской свите (скв. Сторожевская-1, 408 м) и ее возрастному аналогу в северо-восточной части региона – джежимской (обн. Джежим-Парма). Позднее началась седиментация мелководных терригенно-карбонатных осадков, завершившаяся образованием мощной (до 1000-2000 м) барьерно-рифовой формации и депрессионных черных окремненных известняков и сланцев сафоновской/быстринской серии (Рисунок 18, б) (Оловянишников, 1997; Хабаров, 1985). Барьерно-рифовые сооружения по данным авторов (Богданов, 2017; Богданов и др., 2018; Богданов и др., 2024; Заборовская и др., 2023) прослеживаются по территории Вычегодского прогиба от Полюдовского поперечного поднятия вдоль всего южного Тимана. Позднерифейский карбонатный разрез вскрыт на юго-востоке Вычегодского прогиба скважиной Кельтменская-1 (инт. 2910-4902 м) и обнажается в ядре Джежим-Парминской структуры, где он представлен массивными строматолитовыми доломитами и доломитизированными известняками с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов ышкмесской и вапольской свит (Антошкина и др., 2002). Присутствие в разрезах рифовых сооружений служит индикаторами мелководности позднерифейского бассейна. При этом в районе обнажения Оч-Парма известны одновозрастные отложения павьюгской и паунской свит глубоководно-морского генезиса, сложенные черной глинисто-карбонатно-сланцевой формацией мощностью до 2500 м (Оловянишников, 1997). Не исключено, исходя из общегеологических критериев развития карбонатных платформ, что и на территории Вычегодского прогиба имеются черносланцевые формации позднерифейского возраста.

Завершение позднего рифея ознаменовалось началом нового этапа тектонической активности Тимано-Североуральского сегмента. В результате коллизионных движений территория современной Печорской плиты была консолидирована (Шеин, 2018). Подвижки в пределах Предтиманского прогиба привели к формированию относительно опущенных и приподнятых блоков фундамента. Печорский консолидированный блок служил основным источником сноса огромной массы осадков (Белякова и др., 2008), которые, вероятно, откладывались в виде молассоидных формаций. Доказательством тому является вскрытая скв. Сереговская-1 толща (мощностью 1425 м) преимущественно континентальных красноцветных глинисто-алеврито-песчаных отложений уфтыгской свиты (Бабушкин, 2002), относящаяся к терминальному рифею Восточно-Европейской платформы.



а

б

в

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | | |
|---------------------------------------|--------------------------|--------------------|------------------------------|-------------------------|
| — административные границы | ■ аккумулятивная равнина | брекчия | известняк доломитизированный | доломит строматолитовый |
| — границы структур | ■ прибрежно-морские | песок | известняк битуминозный | мергель |
| — тектонические нарушения | ■ лагунные | конгломерат | глина | известняк рифовый |
| ● скважины и обнажения | ■ барьерные рифы | гравелит | аргиллит | известняк обломочный |
| Палеогеографические обстановки | ■ мелководно-морские | песчаник | глинистый сланец | доломит |
| области размыва | ■ толщи заполнения | песчаник глинистый | известняк | доломит глинистый |
| суша | ■ глубоководно-морские | кварцитопесчаник | известняк глинистый | гипс, ангидрит |
| | | | доломит рифовый | отсутствие пород |
| | | | | — несогласие |

Рисунок 18 – Условия осадконакопления и палеогеографические обстановки: а) среднерифейской эры; б) – позднерифейской эры (по материалам Богданова, 2002, 2019, 2024; Оловянишникова, 1997, 1998; Гецена, 1987; Хабарова, 1985; в) вендского периода

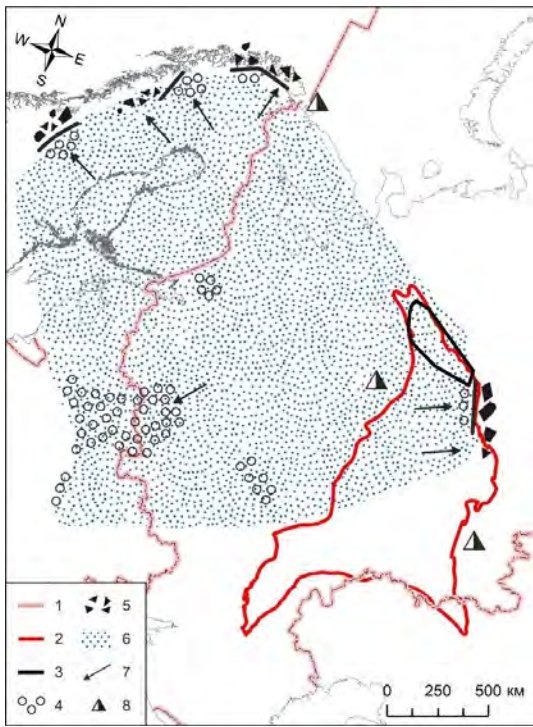


Рисунок 19 – Лапландское оледенение (около 650-600 млн. лет назад) (Келлер, Лаврушин, 1970): 1) границы РФ; 2) границы Волго-Уральского НГБ; 3) границы изучаемого района; 4) континентальные ледниковые отложения; 5) морские ледниковые отложения; 6) предполагаемый ледниковый покров; 7) направление движения ледников; 8) тиллитоподобные породы

На рубеже рифея и венда вследствие регионального подъема территории произошли крупные эрозионные события. Согласно палеотектоническим реконструкциям (Зоненшайн и др., 1990) временной интервал на границе рифея и венда связан с глобальным Лапландским оледенением, объясняемым нахождением континента Балтики в южных полярных широтах. Доказательством тому являются тиллиты и тиллитоподобные (ледниковые) осадки, встреченные в периферийных частях Восточно-Европейской платформы (Келлер, 1968; Маслов, 2022). Ярким примером являются ледниковые отложения чурочинской свиты (Vich) района Полюдова края (Томилина, 2023; Томилина, 2024). Вероятно, изучаемый район был покрыт значительным по мощности ледяным покровом (Рисунок 19). Ледники выносили обломочный материал в прибрежную часть морского бассейна и по крутым склонам происходило его сползание в более глубокую зону (Келлер, Лаврушин, 1970). Вследствие региональной инверсии и ледниковой эрозии отложения рифейского возраста были дислоцированы и срезаны поверхностью стратиграфического и углового несогласия.

Ортоплатформенный этап

В вендском периоде существенно изменился характер тектонических движений. Инверсионные процессы сменились значительной по размерам морской трансгрессией, что привело к образованию крупного шельфового бассейна с последующей седиментацией осадков платформенного чехла (Рисунок 20).

Ранневендская эпоха (625 – 580 млн. лет назад)

Обращают на себя внимание отложения вычегодской свиты ранневендского возраста, встреченные на юго-востоке Вычегодского прогиба в скв. Кельтменская-1 (мощность 602 м) и на Джемим-Парминском поднятии. Во всех других глубоких скважинах и на обнажениях ранневендские породы отсутствуют. Толща представлена переслаиванием глауконитсодержащих сероцветных алевролитов, песчаников, аргиллитов, которые с размывом

залегают на карбонатных породах сафоновской серии рифея. Накопление ранневендских осадков, ввиду их темной окраски и содержания в них глауконита, происходило в мелководно-морских обстановках. Характер ограниченного распространения ранневендских отложений в Вычегодском прогибе говорит о том, что их седиментация контролировалась рифейскими палеовпадинами, где существовали наиболее благоприятные условия для их накопления.

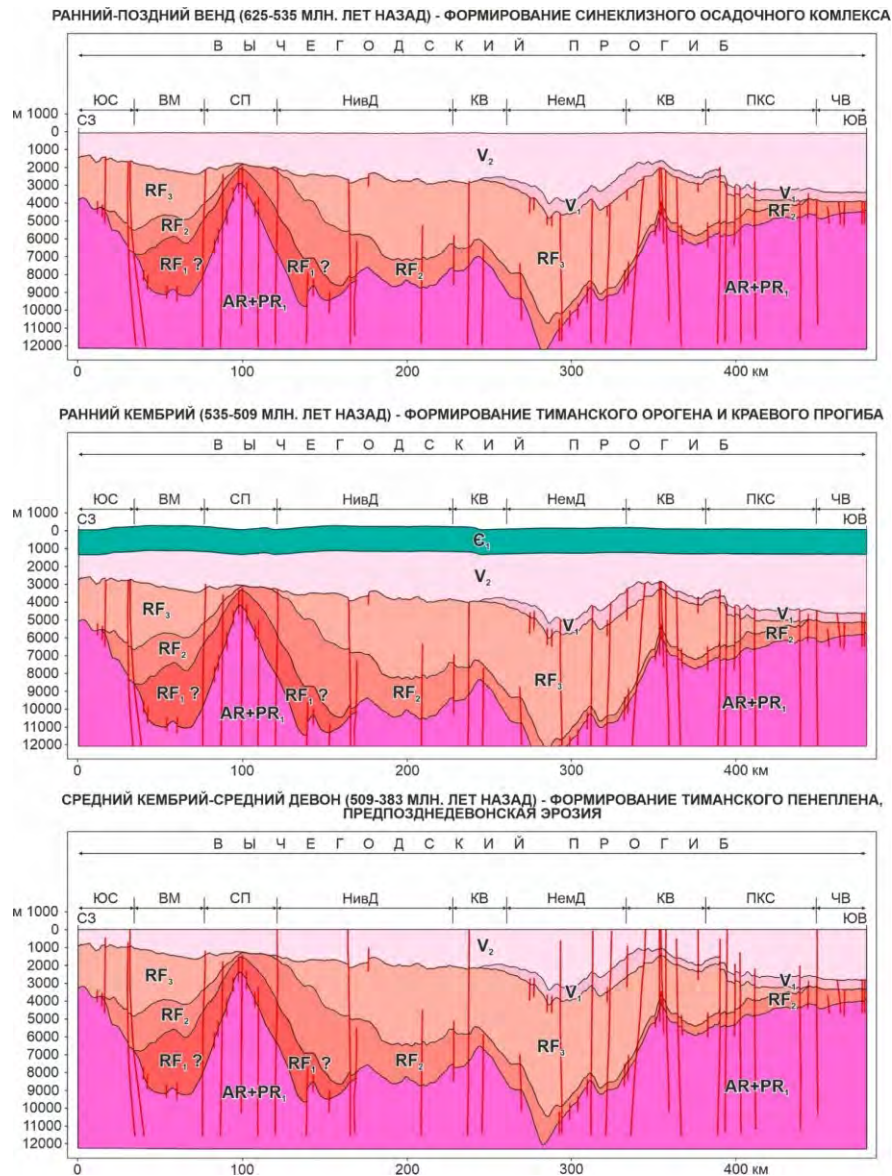


Рисунок 20 – Палеотектонические реконструкции в интервале времени венд-средний девон (условные обозначения см. на рисунке 17)

Поздневендская – раннекембрийская эпохи (580 – 509 млн. лет назад)

Масштабная поздневендская трансгрессия (Рисунок 18, в) и нисходящие тектонические движения привели к формированию на территории Предтиманского прогиба и современного Тимана эпиконтинентального бассейна осадконакопления (Маслов и др., 2008; Маслов и др., 2009). Результаты палеотектонических реконструкций показывают существенное увеличение

мощности осадочного чехла бассейна на рубеже позднего венда и раннего кембрия (Рисунок 21), что могло положительно сказаться на процессах нефтегазогенерации.

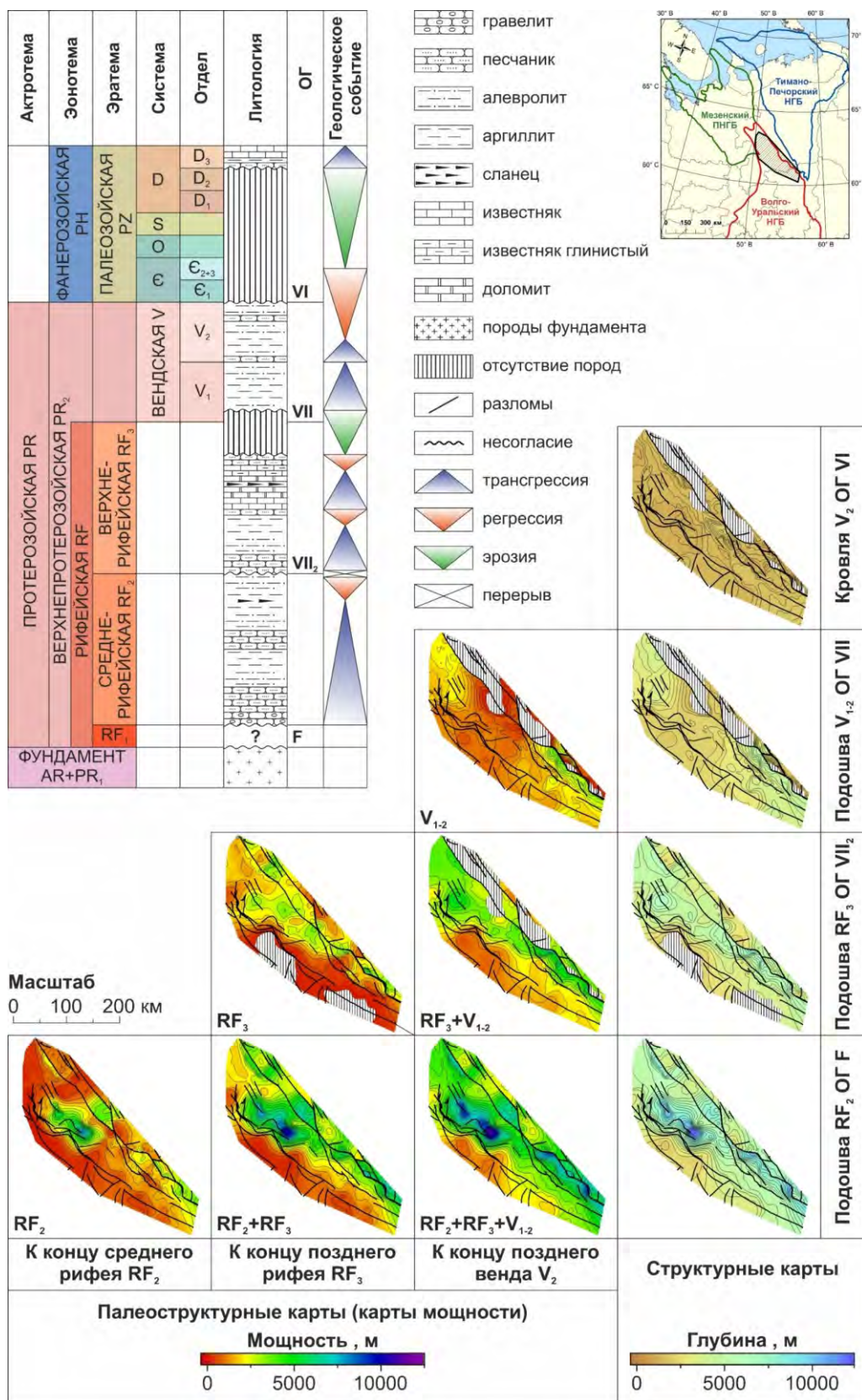


Рисунок 21 – Палеотектонический анализ рифей-вендского периода формирования Вычегодского прогиба методом треугольника

В валдайское время на размытой поверхности рифейских пород накапливалась сероцветная флишеподобная толща с прослоями базальтовых туфов (Бабушкин, 2002) в объеме усть-пинезской, красавинской, мезенской и падунской свит общей мощностью около 2000-2500 м. Источником заполнения бассейна служили продукты размыва гранитоидов и метаморфических комплексов Печорской плиты, а также рифейских отложений Коми-Пермяцкого и Сысольского сводов (Маслов, Оловянишников, 2004).

Рубеж венда и раннего кембрия характеризовался завершением эпохи байкальской складчатости, сопровождающейся коллизией консолидированного Печорского блока и окраины Восточно-Европейской платформы с образованием Тиманского складчато-надвигового сооружения (Белякова и др., 2008; Кузнецов, 2006; Кузнецов, 2007). На протяжении раннего кембрия в Предтиманье, вероятно, накапливались посторогенные молассы, источником которых служило Тиманское сооружение.

Кембрийский – силурийский периоды (509 – 419 млн. лет назад)

В связи с отсутствием на сегодняшний день отложений кембрия, ордовика и силура в пределах Вычегодского прогиба, история геологического развития носит неоднозначный характер. Тем не менее, согласно данным (Атлас..., 1967-1975) в интервале от среднего кембрия до силура включительно, район исследования представлял собой платформенное поднятие, подвергшееся процессам денудации.

Девонский период (419 – 358 млн. лет назад)

В начале девонского периода Вычегодский прогиб продолжал существовать в виде возвышенности. Однако активизация инверсионных движений в среднем и позднем девоне привела, по-видимому, к интенсивной эрозии более древних (вендских и раннекембрийских) осадков. Это подтверждают результаты палеотектонических реконструкций (Рисунок 21), демонстрирующие полное отсутствие вендских отложений на ряде палеоподнятий Вычегодского прогиба и структур Южного Тимана.

Франский век позднего девона характеризуется обширной трансгрессией, одной из крупнейших в позднем палеозое (Атлас..., 1967-1975; Палеогеография..., 1970(ф)). Начало трансгрессии ознаменовалось накоплением прибрежно- и мелководно-морских отложений тиманского (Рисунок 22, а) и саргаевского горизонтов (Рисунок 22, б).

Максимум трансгрессивной фазы пришелся на семилукское (доманиковское) время (Рисунок 23, а), характеризующееся образованием мелководного шельфа, барьерных рифов и глубоководной некомпенсированной впадины, в которой накапливались чередующиеся глинистые, известковистые и кремнистые битуминозные осадки (Богданов и др., 1999). В дальнейшем, на протяжении позднефранского и фаменского веков, темпы погружения бассейна замедлились и продолжали затухать, тем самым область глубоководного шельфа значительно

сократилась и переместилась в восточные районы бассейна (Рисунок 23, б, в). В целом среднефранско-фаменский цикл осадконакопления имел трансгрессивно-регрессивный характер формирования с широким развитием карбонатных платформ.

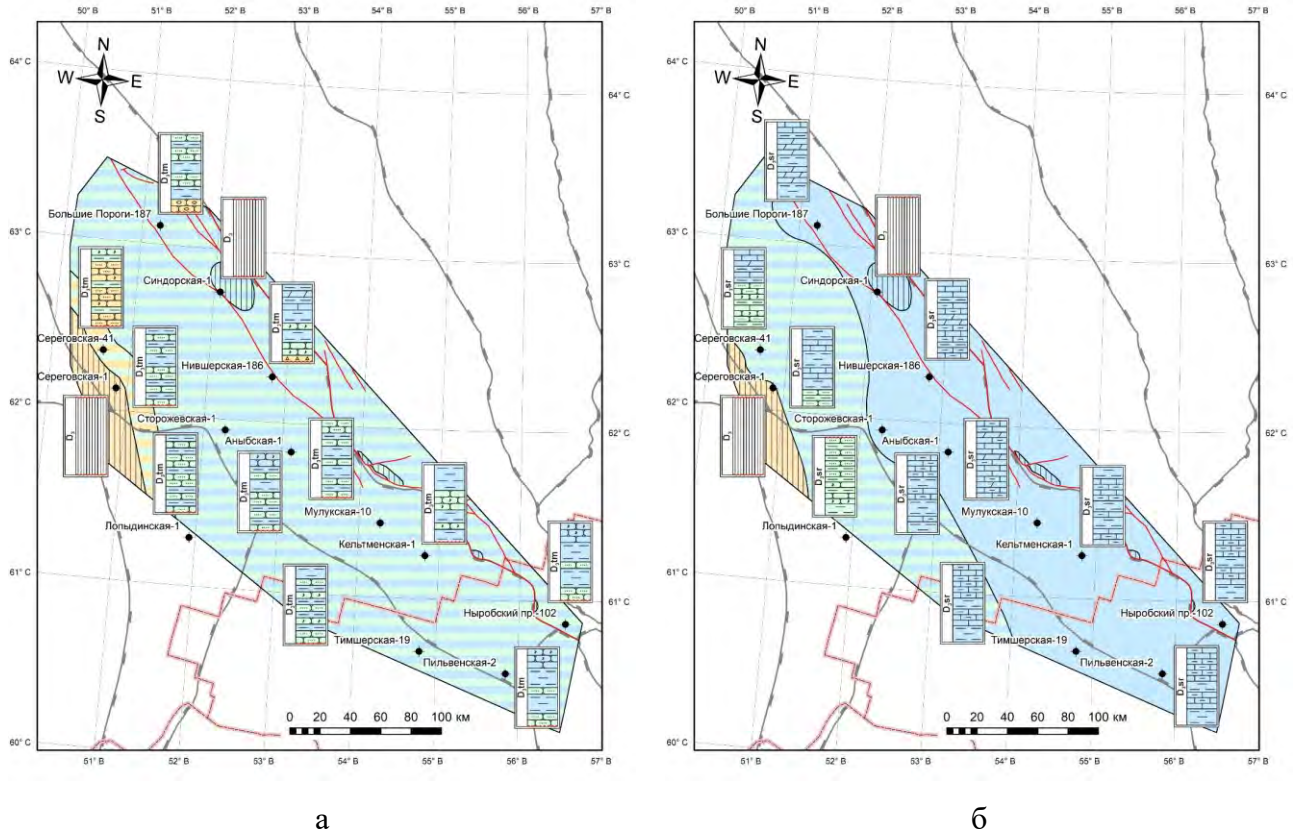


Рисунок 22 – Условия осадконакопления и палеогеографические обстановки: а) тиманского времени; б) саргаевского времени (условные обозначения см. на рисунке 18)

Каменноугольный период (358 – 298 млн. лет назад)

В турнейском веке юго-восточные районы Вычегодского прогиба, возможно, были покрыты мелководным морем. Усиление тектонических движений на рубеже девонского и начале каменноугольного периодов привело к размыву позднедевонско-турнейских осадков.

В позднем визе начался новый цикл седиментации терригенно-карбонатных осадков окского времени, сменившиеся в серпуховском веке на карбонатные (Рисунок 24, а). Конец раннекаменноугольного периода ознаменовался кратковременным перерывом в осадконакоплении, после которого началась масштабная трансгрессия в башкирско-московское время (Рисунок 24, б). Мелководный морской бассейн заполнялся терригенно-карбонатными отложениями. Данные палеогеографические обстановки сохранились и в позднекаменноугольном периоде (Рисунок 24, в).

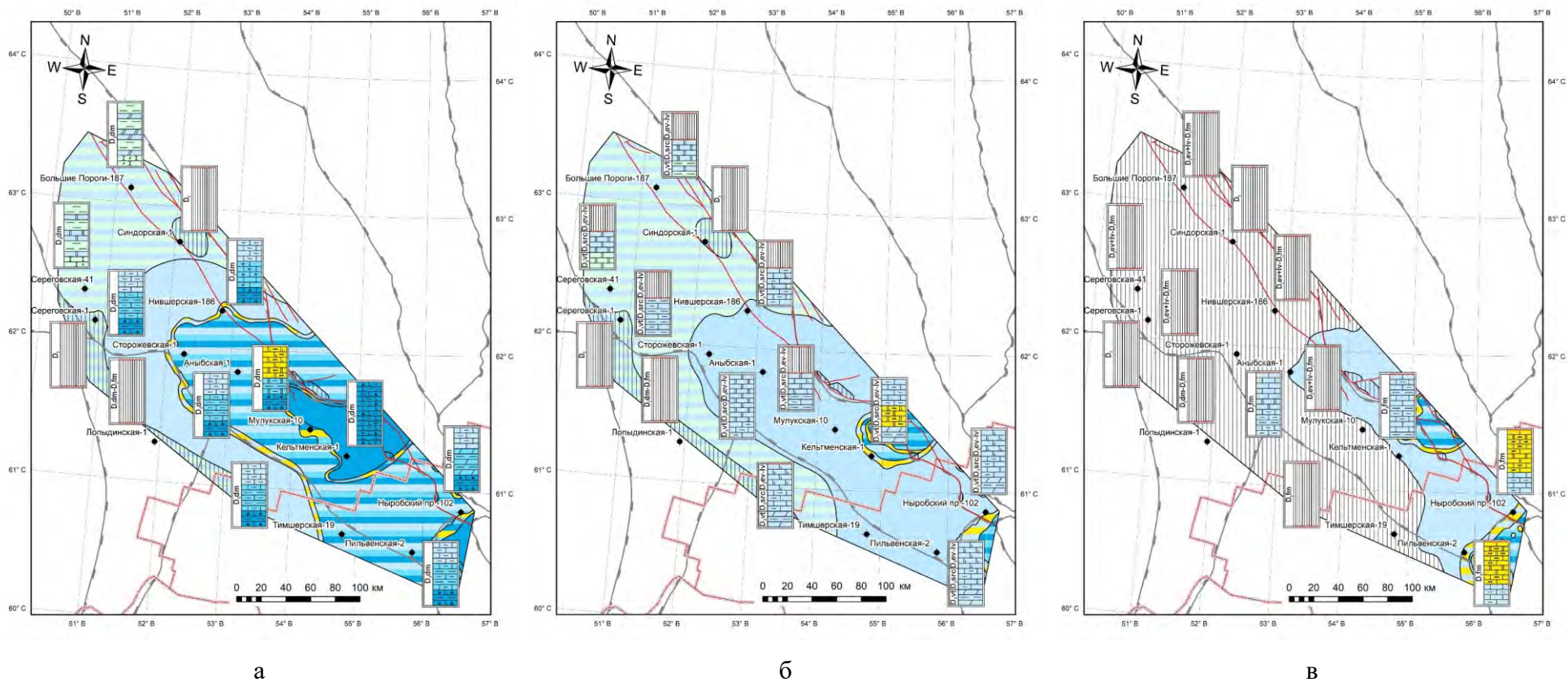
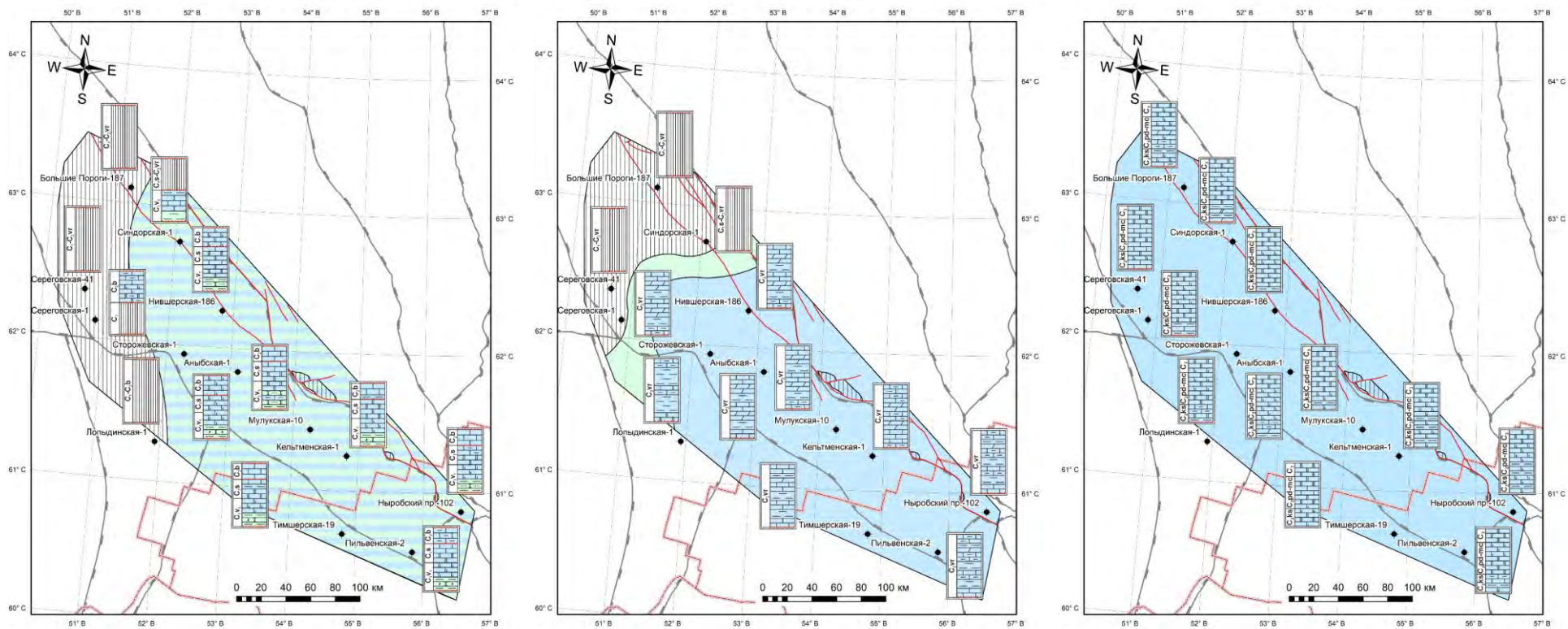


Рисунок 23 – Условия осадконакопления и палеогеографические обстановки (по материалам ООО «ТП НИЦ», 2016, с изменениями):
 а) доманикового времени; б) позднефранского века; в) фаменского века (условные обозначения см. на рисунке 18)



а

б

в

Рисунок 24 – Условия осадконакопления и палеогеографические обстановки: а) поздневизейско-башкирского времени; б) верейского времени; в) каширско-позднекаменноугольного времени (условные обозначения см. на рисунке 18)

Пермский период (299 – 252 млн. лет назад)

Пермский период непосредственно связан с орогенными событиями на Урале. Раннепермское время характеризуется мелководно-морскими и лагунными условиями осадконакопления, сменившиеся в уфимском веке на континентальные с образованием терригенных красноцветных отложений (Рисунок 25, а). В среднепермское время (позднеказанский век) на территории исследования формируется мелководно-морской бассейн с терригенно-карбонатным осадконакоплением (Рисунок 25, б). Средняя эпоха пермского периода (уржумский век) завершается регрессией. В поздней перми фиксируется финальная трансгрессия, после которой произошло закрытие Уральского палеоокеана.

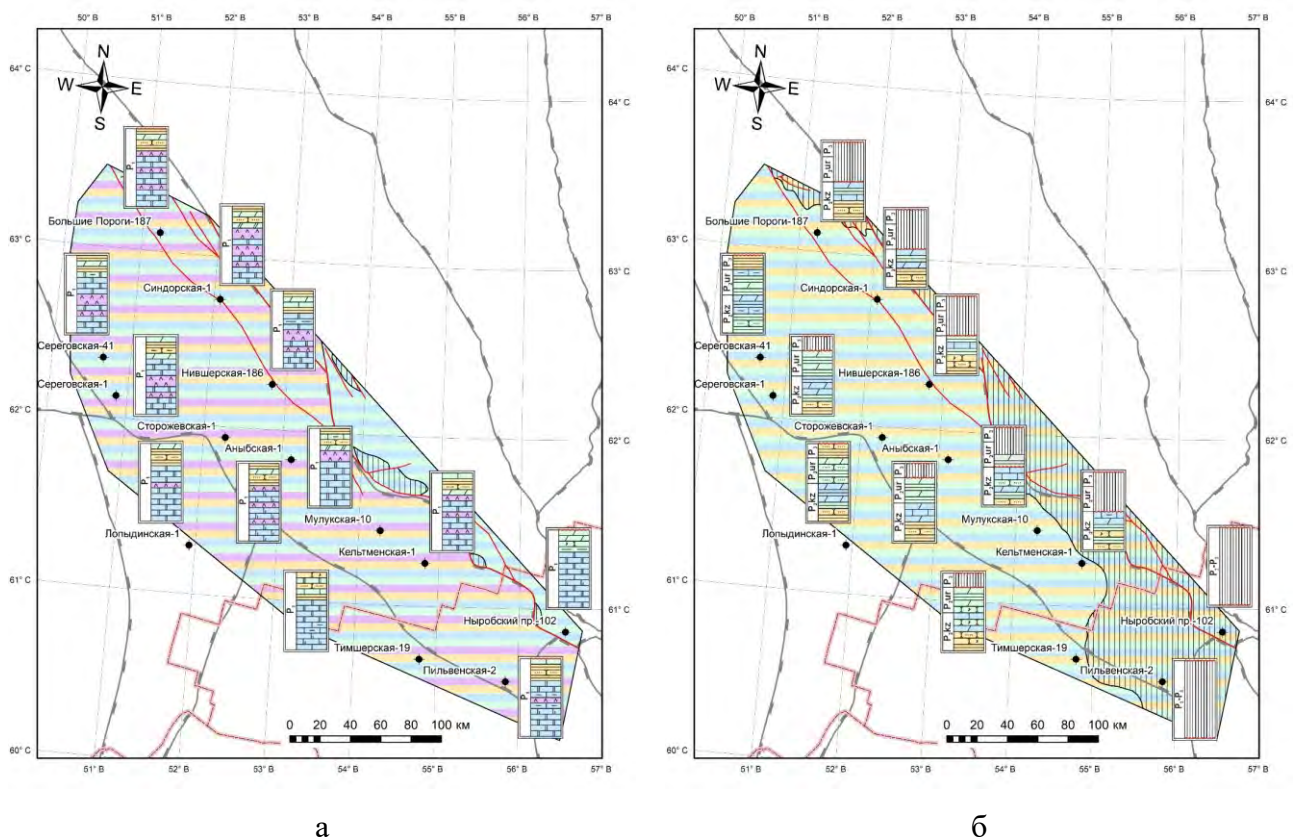


Рисунок 25 – Условия осадконакопления и палеогеографические обстановки: а) раннепермской эпохи; б) средне-позднепермской эпохи (условные обозначения см. на рисунке 18)

Триасовый период (252 – 201 млн. лет назад)

В раннем триасе на территории Вычегодского прогиба были развиты континентальные аллювиальные, аллювиально-озерные и озерные обстановки осадконакопления (Рисунок 26, а). Уральский ороген являлся источником сноса обломочного материала (Атлас..., 1967-1975).

Палеорекострукции периода от позднего девона до кайнозоя, свидетельствуют о том, что палеозойский осадочный чехол достиг максимальных мощностей в Вычегодском прогибе в

пермско-раннетриасовое время (Рисунок 27). Основные области прогибания соответствовали палеовпадинам, примыкающим к Тиману, а также раскрывающимся в сторону Предуральяского прогиба (Рисунок 28). Данный период мог являться ключевым в плане активизации процессов генерации УВ в НГМП палеозоя, но и возобновления в более древних отложениях. В среднем-позднем триасе отмечается перерыв в осадконакоплении (Атлас..., 1967-1975).

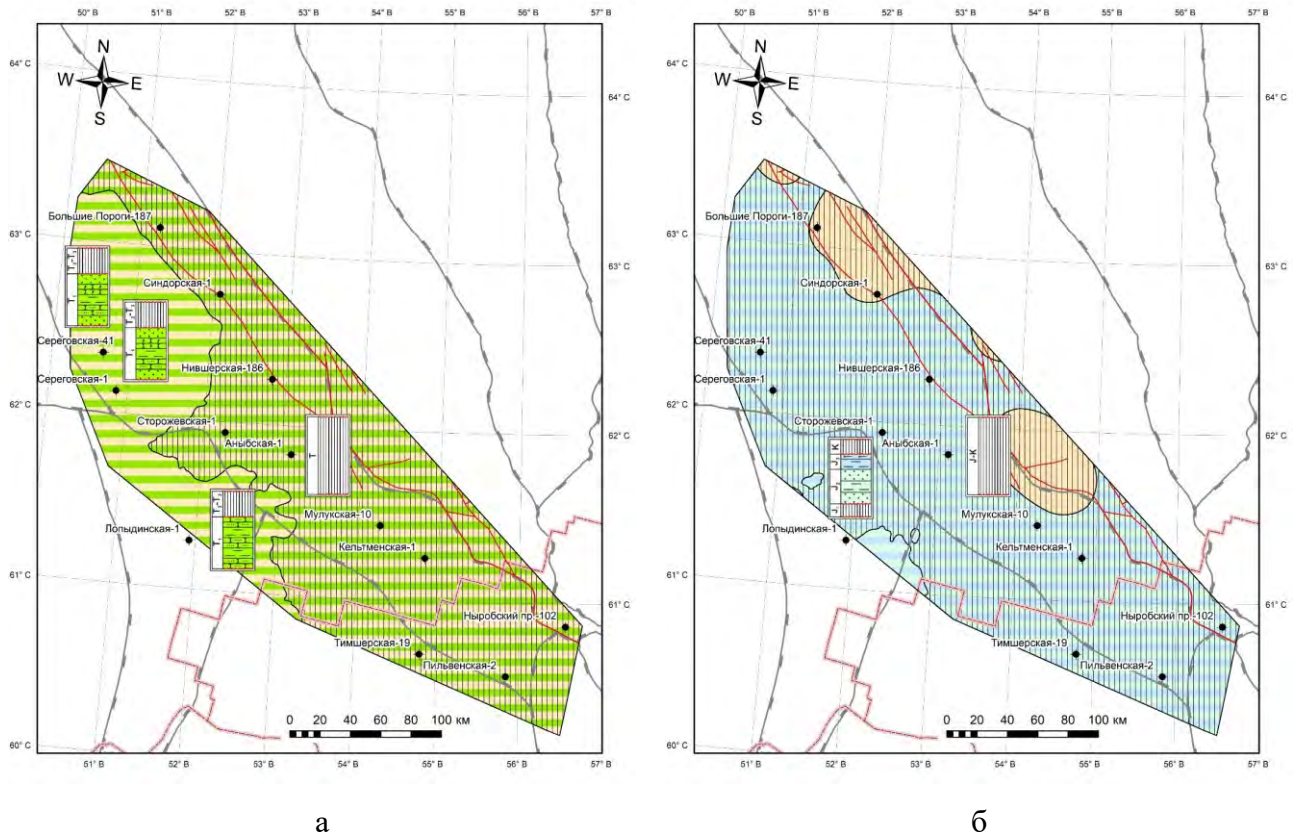


Рисунок 26 – Условия осадконакопления и палеогеографические обстановки: а) раннетриасового периода; б) юрского и мелового периодов (условные обозначения см. на рисунке 18)

Юрский – меловой периоды (201 – 66 млн. лет назад)

В раннеюрскую эпоху завершается этап инверсионного развития Тимана. Именно к этому времени относятся наиболее активные процессы позднегерцинско-киммерийского тектогенеза, выразившиеся в возобновлении высокоамплитудных (400-1000 м) тектонических движений по разломам докембрийского и палеозойского заложения (Белякова и др., 2008), со взбросо-надвиговыми перемещениями блоков. Этими движениями и была создана современная складчато-блоковая структура Тимана (Гецен, 1987). В связи с интенсивной тектонической деятельностью на Тимане и высоким положением поверхности районов Предтимастья, в ранней юре произошла эрозия ранее накопленных пермских и триасовых отложений.

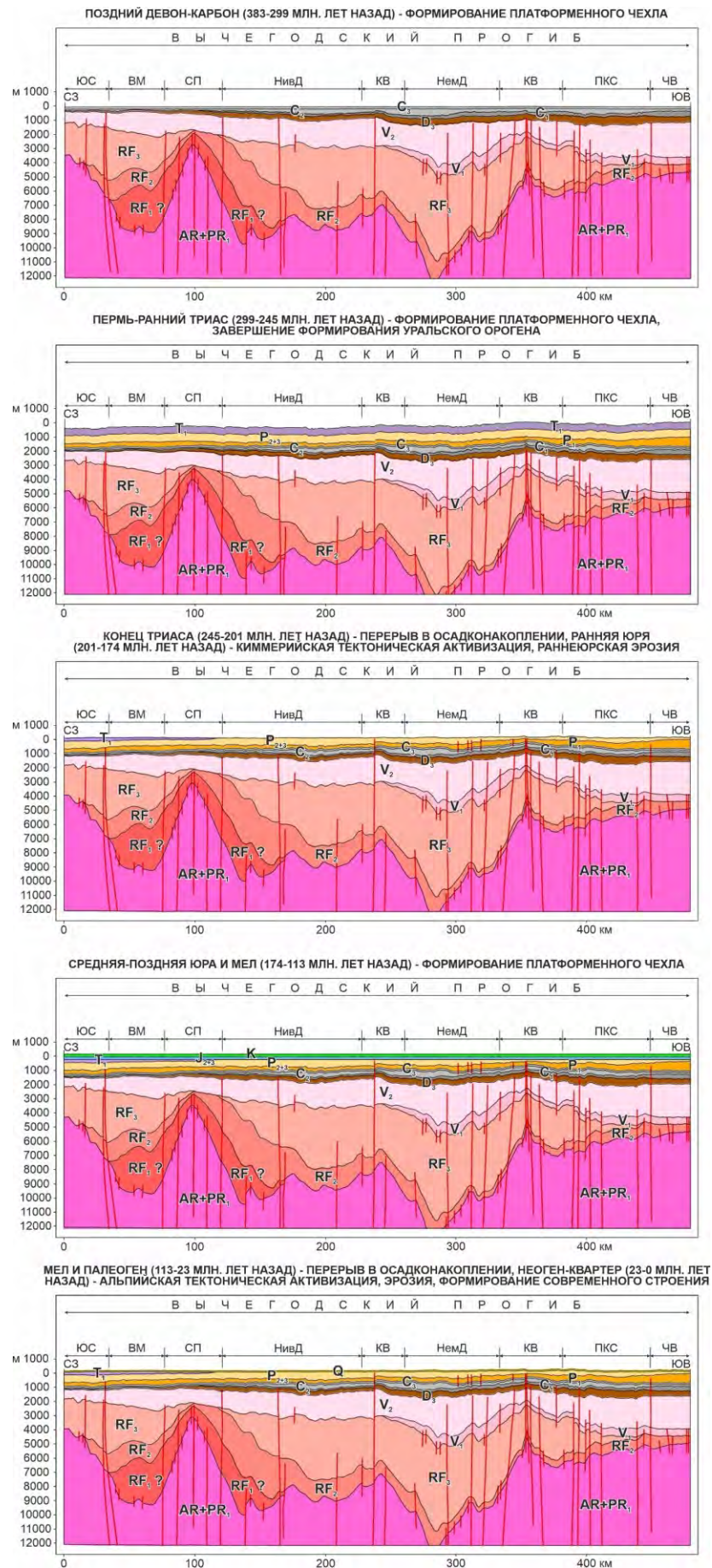


Рисунок 27 – Палеотектонические реконструкции позднего девона-кайнозоя (условные обозначения см. на рисунке 17)

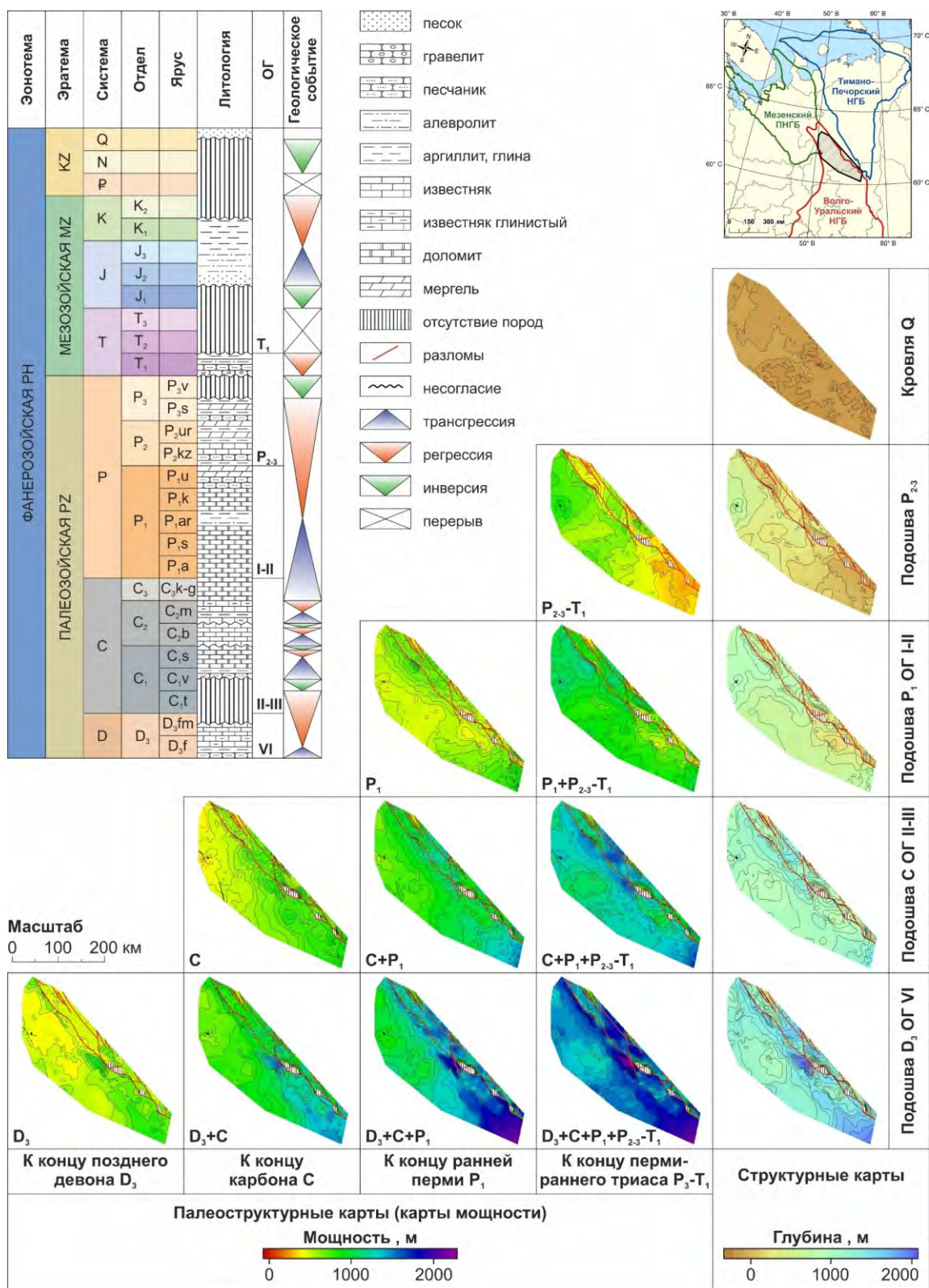


Рисунок 28 – Палеотектонический анализ позднедевонско-триасового этапа формирования Вычегодского прогиба методом треугольника

В среднеюрско-меловом периоде в условиях постепенного прогибания бассейна формируется терригенная формация, представленная континентальными, прибрежными и морскими образованиями (Рисунок 26, б). По-видимому, эта формация была широко развита на

территории, но в результате регионального подъема на кайнозойском этапе подверглась размыву и сохранилась лишь фрагментарно на западе Вычегодского прогиба.

Кайнозойская эра (66 – 0 млн. лет назад)

Кайнозойская эра характеризуется региональным подъемом территории и размывом мезозойских формаций, а также плейстоценовыми оледенениями (Атлас..., 1967-1975). Четвертичный комплекс представлен маломощной континентальной толщей, накопившейся в спокойной тектонической обстановке.

Вывод по главе

Вычегодский прогиб характеризуется сложным геологическим строением, которое обусловлено мощным осадочным чехлом до 12000 м, литологической изменчивостью разреза, широким развитием дизъюнктивной тектоники. Кроме того, фундамент осложнен крупными депрессиями и поднятиями. Характер залегания ОГ осадочного чехла указывает на несоответствие структурных планов, что позволяет отнести Вычегодский прогиб к погребенным структурам.

Решающую роль в формировании строения региона сыграли ряд крупных геологических событий:

- заложение грабенообразной структуры осадочного бассейна в начале среднего рифея и последующее его развитие как перикратонный прогиб в среднем-позднем рифее;*
- региональная предвендская инверсия и размыв рифейских отложений;*
- масштабное поздневендское погружение осадочного бассейна и образование платформенного чехла;*
- формирование байкалид Тиманского сооружения;*
- средне-позднедевонский размыв более древних отложений;*
- позднедевонско-раннетриасовое и среднеюрско-меловое погружение осадочного бассейна и региональный размыв осадков в ранней юре и на кайнозойском этапе.*

ГЛАВА 2. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

В нефтегазогеологическом отношении Вычегодский прогиб представляет определенный интерес с точки зрения расположения на стыке двух крупнейших НГБ РФ – Волго-Уральского и Тимано-Печорского (Рисунок 29). Освоение ресурсов этих НГБ было начато еще в 20-30-е гг. прошлого века (Шейн, 2006). На сегодняшний день общий уровень освоенности месторождений Волго-Уральского НГБ доходит до 60-70 % (Жилина, Утопленников, 2018), существенная часть крупных месторождений находятся на стадии падения добычи. В связи с этим перед геологоразведочной отраслью стоит острая задача по выявлению новых объектов, которые смогли бы в долгосрочной перспективе компенсировать в целом добычу УВ и восполнять базу углеводородного сырья РФ.

Вычегодский прогиб площадью около 33 тыс. км² является окраинно-платформенной потенциальной нефтегазоносной областью (ПНГО) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). В данном районе на сегодняшний день промышленных скоплений нефти и газа не выявлено. В работах (Аплонов и др., 2006; Дедеев и др., 1989) основной объем потенциальных ресурсов УВ в регионе связывают преимущественно с рифей-вендским комплексом.

В составе Вычегодской ПНГО по структурным признакам и распределению проявлений УВ может быть намечено до 4 потенциальных нефтегазоносных районов (ПНГР): Кельтменский, Сереговско-Сторожевский, Большепорожско-Нившерский и Вишерский (Рисунок 29).

За 80-и летнюю историю изучения Вычегодского прогиба установлены многочисленные проявления УВ в виде насыщения верхнепалеозойских пород высоковязкой нефтью и битумом, присутствия примазок и выпотов нефти по керну (Вахнин, 2014; Вахнин, 2016). Из отложений протерозоя получены в основном притоки пластовой воды, часто с растворенным углеводородным газом. Тем не менее в верхних горизонтах рифея и основании венда известны битумонасыщения и микроаккумуляции УВ (повышенные содержания хлороформенных битумоидов (Б_{хл})).

Обнаруженные на сегодняшний день проявления УВ в регионе отмечены на схеме их тектонической и стратиграфической приуроченности (Рисунок 30). В основном в разрезе Вычегодского прогиба широко распространены слабые, обильные нефтепроявления и микроаккумуляции, приуроченные преимущественно к потенциальным нефтегазоносным комплексам (НГК) каменноугольной и пермской систем. В юго-восточной части территории исследования в разрезе присутствуют продуктивные интервалы в отложениях верхнего девона и нижнего-среднего карбона (Волкова, Кривошеков, 2010).

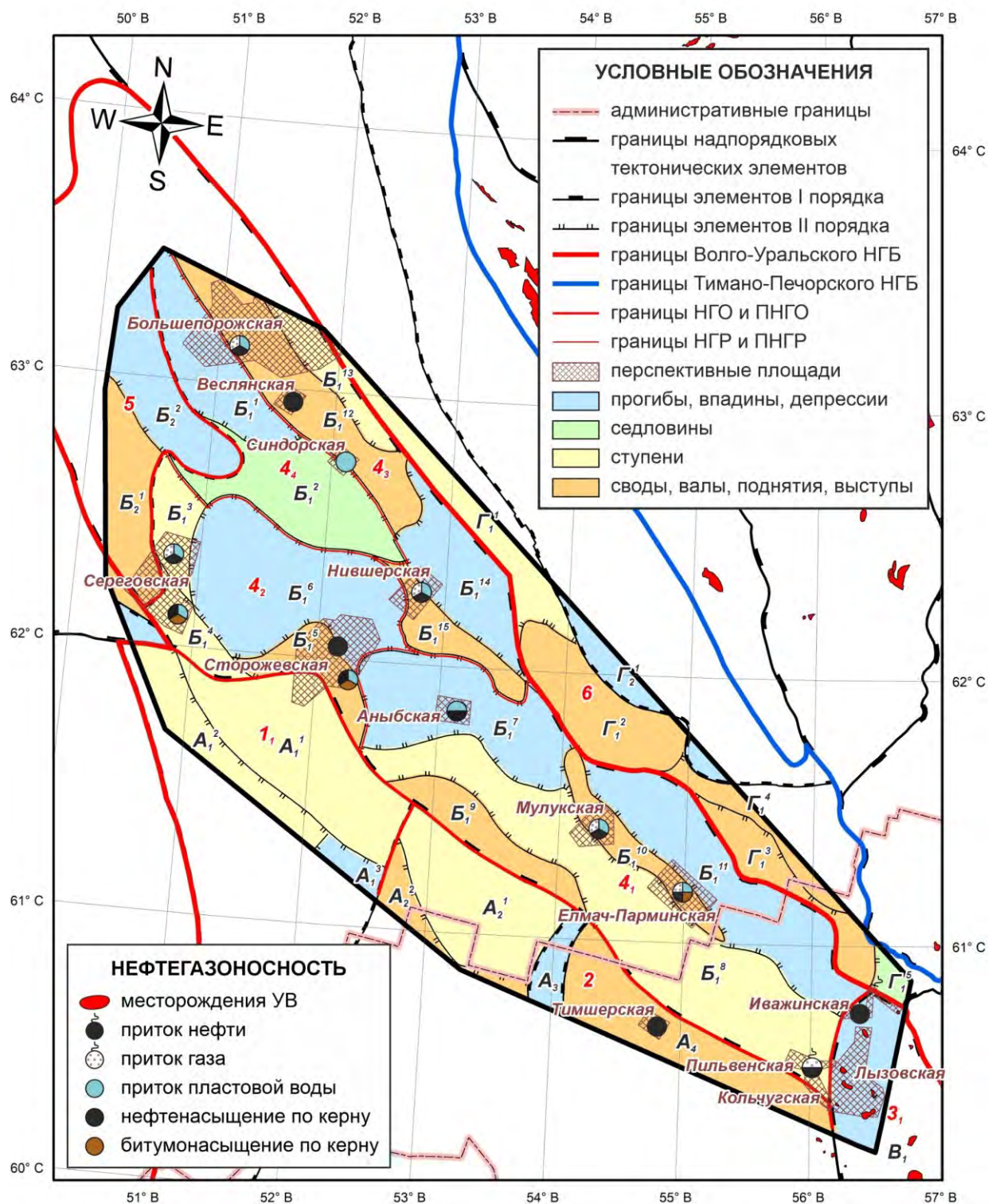


Рисунок 29 – Схема нефтегазогеологического районирования севера Волго-Уральского НГБ по фундаменту (названия тектонических элементов см. на рисунке 11):

Нефтегазогеологическое районирование: 1 – Казанско-Кажимская НГО: 1₁ – Лопыдинский ПНГР; 2 – Камская НГО; 3 – Средне-Предуральская НГО: 3₁ – Соликамский НГР; 4 – Вычегодская ПНГО: 4₁ – Кельтменский ПНГР, 4₂ – Сереговско-Сторожевский ПНГР, 4₃ – Большепорожско-Нившерский ПНГР, 4₄ – Вишерский ПНГР; 5 – Мезенско-Вашкинская ПНГО; 6 – Западно-Тиманская ПНГО

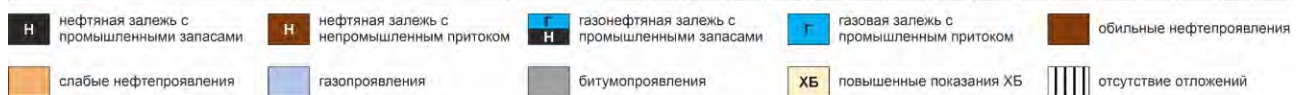
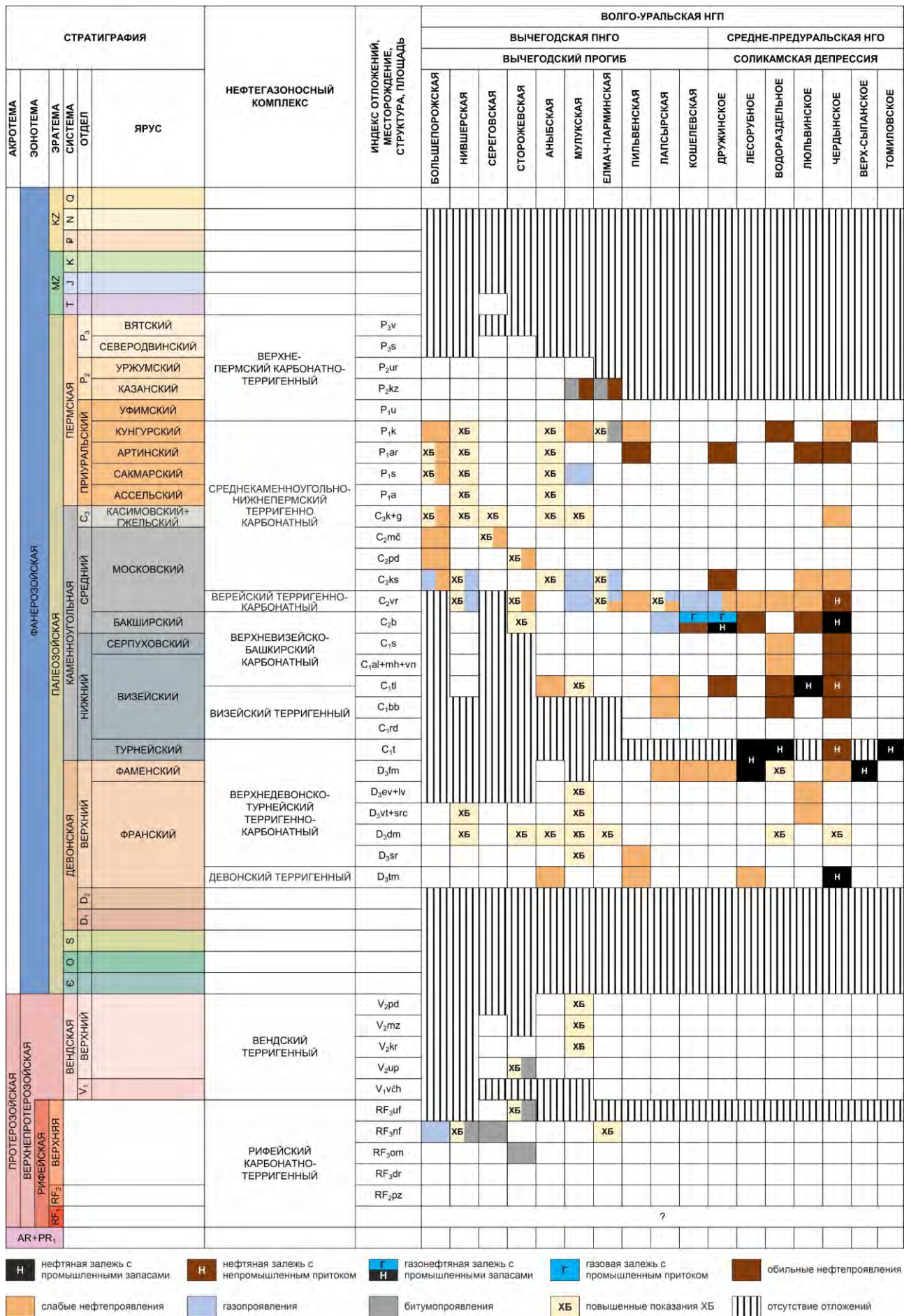


Рисунок 30 – Схема тектонической и стратиграфической приуроченности проявлений УВ

Рифейский карбонатно-терригенный и вендский терригенный потенциальные НГК

Рифей-вендский комплекс имеет существенное площадное распространение по изучаемой территории. Мощность рифейской части разреза достигают до 11000 м, вендской – до 4300 м. Перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских отложений как Вычегодского прогиба, так и многих древних структур в составе Тиманского складчатого сооружения, Волго-Уральского, Мезенского и Московского осадочных бассейнов, являются вопросом дискуссионным (Аплонов и др., 2006; Белоконь и др., 1996; Гаврилов и др., 2000; Дедеев и др., 1989; Дертев и др., 1996; Ермолкин и др., 1995; Жарков, 2009; Капустин и др., 2008; Кожанов, 2024; Кузьмин, 2006; Пименов, 1994; Шилов, Краснова, 2007; Шиловский, 2018 и др.).

Многие проблемные вопросы нефтегазоносности древних пород Вычегодского прогиба связывают с малым объемом информации о потенциальных НГМП, отсутствием в разрезе удовлетворительных коллекторских толщ и региональных флюидоупоров. Однако накопленный материал за достаточно долгую историю изучения этого региона позволяет проследить в разрезе рифей-вендского комплекса эти основные элементы УВ-систем.

Нефтегазоматеринские породы

В качестве НГМП рассматриваются отложения пезской свиты среднего рифея, глинистые толщи сафоновской серии верхнего рифея, а также отложения усть-пинезжской свиты верхнего венда (Баженова и др., 2013; Дедеев и др., 1989; Кожанов и др., 2025; Кузьмин, 2006; Пименов, 1994). Геохимические характеристики рифей-вендских пород низкие: содержание общего органического углерода (ТОС, %) < 1 %, генерационный потенциал (S_1+S_2 , мг УВ/г породы) менее 1 мг УВ/г породы, водородный индекс (НИ, мг УВ/г ТОС) в основном ниже 300 мг УВ/г ТОС. При этом катагенетическая зрелость ОВ весьма высокая и варьирует в градациях катагенеза от МК₂ до МК₅ и выше (Прогнозная оценка..., 2001(ф)).

Породы-коллекторы

Коллекторские интервалы рифея связывают с алеврито-песчаными породами дорогорской и уфтюгской свит (Аплонов и др., 2006; Дедеев и др., 1989; Пименов, 1994; Krivoshchekov, Botalov, 2024; Peskov et al., 2024), а также с карбонатными резервуарами органогенных построек сафоновской серии верхнего рифея (Аплонов и др., 2006). Пористость пород дорогорской свиты составляет 5-12 %. Емкостные свойства уфтюгской свиты выше (до 18 %, скв. Сереговская-1) за счет прослоев слабо консолидированных песчаников и грубозернистых алевролитов (Пименов, Малышев, 2002). Карбонатный разрез сафоновской серии, вскрытый скв. Кельтменская-1, характеризуется неудовлетворительными емкостными свойствами (пористость в среднем не выше 5 %). Тем не менее это не говорит об отсутствии в ней коллекторов, возможно, каверново-порового типа, в связи с ограниченностью выноса керна. Тем более, что в скв. Сторожевская-1 и Сереговская-1 установлены карбонатные коллекторы пористостью до 10-13 %.

Анализируя данные ФЕС отложений Вычегодского прогиба и сопряженных территорий, получен вывод о том, что породы в целом обладают крайне низкими коллекторскими свойствами (Рисунок 31). Из-за сильной нарушенности осадочного чехла, в рифейских отложениях прогнозируется развитие трещиноватых пород-коллекторов.

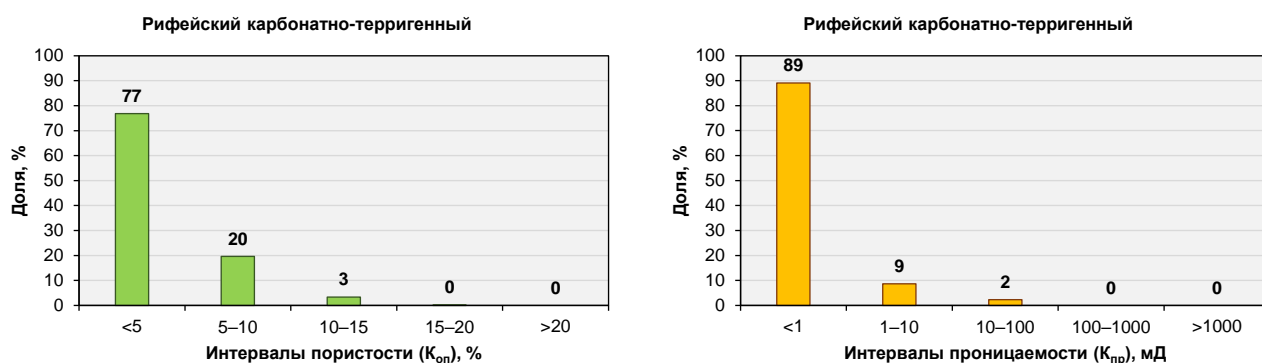


Рисунок 31 – Характеристика ФЕС рифейского карбонатно-терригенного потенциального НГК: <5 – низкопористые, 5-10 – понижено-пористые, 10-15 – среднепористые, 15-20 – повышенно-пористые, >20 – высокопористые; <1 – плохопроницаемые, 1-10 – слабопроницаемые, 10-100 – среднепроницаемые, 100-1000 – хорошо проницаемые, >1000 – очень хорошо проницаемые

В вендском терригенном разрезе породами-коллекторами могут являться песчаники усть-пинежской, мезенской и падунской свит (Дедеев и др., 1989; Пименов, 1994; Krivoshchekov, Botalov, 2024; Peskov et al., 2024). Емкостные свойства вендского комплекса существенно выше, чем у рифейского, тем не менее породы преимущественно плохопроницаемые (Рисунок 32). Лучшими коллекторами стоит считать песчаники мезенской и падунской свит, которые обладают пористостью до 22 %.

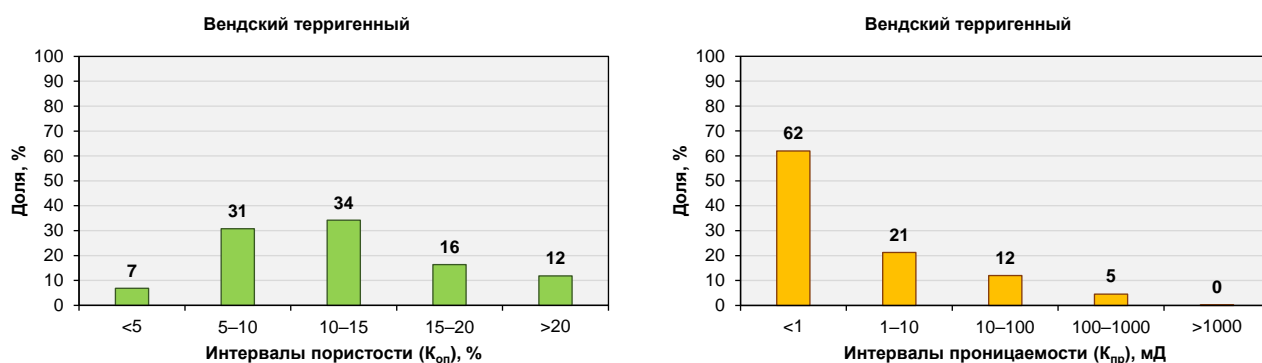


Рисунок 32 – Характеристика ФЕС вендского терригенного потенциального НГК

Породы-покрышки

К наиболее древним флюидоупорам относят глинистые отложения пезской свиты среднего рифея, имеющие региональную выдержанность (Пименов, 1994). Экранирующими свойствами локального характера в пределах впадин и прогибов обладают глинистые породы оменской и няфтинской свит верхнего рифея (Дедеев и др., 1989). С последней также связывают экранирующую толщу, представленную, вероятно, соленосной формацией. Присутствие позднерифейских солей установлено на Сереговском соляном куполе, прорывающем отложения венда, палеозоя и мезозоя. Единственным флюидоупором в вендском комплексе является усть-пинезская свита, которую слагают тонкодисперсные уплотненные аргиллиты, регионально выдержанные по площади и однородные по строению. Вышезалегающие глинистые породы вендского возраста менее однородны по строению, скорее всего, недостаточно регионально выдержаны, характеризуются преимущественно алевропелитовой структурой и часто имеют переходный литологический состав между алевролитами и аргиллитами (Дедеев и др., 1989). Вследствие чего, эти отложения не рассматриваются как породы-покрышки.

Перспективные ловушки

Ключевыми типами ловушек, судя по строению рифей-вендского комплекса, будут являться:

- *структурные сводовые*, представленные локальными поднятиями;
- *структурные тектонически экранированные*, возможно, имеющие погребенный характер; перспективность данных ловушек неоднозначна, в связи с возможной проводимостью разломов или же, наоборот, с наличием экранирующих свойств;
- *неструктурные (литологически ограниченные)*, связанные, как правило, с зонами выклинивания проницаемых пород (преимущественно в рифейских отложениях), литологической изменчивости пород-коллекторов, изменения их ФЕС и трещиноватости;
- *неструктурные (массивные)*, приуроченные к мощной толще карбонатных пород, сложенные органогенными постройками позднерифейского возраста;
- *стратиграфически-экранированные*, относящиеся к эрозионному палеорельефу позднего рифея и венда.

Признаки нефтегазоносности

Промышленных скоплений УВ в рифей-вендском комплексе не открыто. Однако ряд признаков все же указывают на его возможную нефтегазоносность.

Нефтепроявления в виде загустевшего битума ($B_{\text{хл}} = 0,12-0,47 \%$) встречены в песчаных коллекторах уфтыгской свиты в скв. Сторожевская-1 (Вилесова, 2009) и в породах быстринской серии ($B_{\text{хл}} = 0,12-0,31 \%$) Нившерской площади (Дертев и др., 1996). На Елмач-Парминском поднятии в кровельной части верхнего рифея, сложенной доломитизированными глинистыми

известняками, зафиксированы микроаккумуляции УВ ($B_{\text{хл}}$ до 0,16 %). В верхнем венде повышенные показания $B_{\text{хл}}$ (до 0,16 %) установлены на Мулукской площади. В скв. Сторожевская на глубине 2330 м вскрыт нефтенасыщенный песчаник усть-пинежской свиты (Баженова и др., 2002).

Присутствие УВ в рифей-вендских отложениях известны на соседних структурах Мезенской синеклизы и Тиманской гряды. При бурении параметрической скважины Средне-Няфтинская-21 в Мезенском бассейне были отмечены газопроявления в основании венда (Кузьмин, 2006). Многочисленные и обильные проявления УВ встречены в сланцах в районе Ухта-Ижемского вала в виде примазок густой нефти и включений битума по трещинам, выбросов углеводородного газа (Дертев и др., 1996; Шилов, Краснова, 2007). Нефтегазоносность рифейского комплекса доказана на Нижнечутинском месторождении, где вскрыты трещиноватые сланцы с прослоями песчаников (толщиной 0,6 до 2,4 м), пропитанные тяжелой загустевшей нефтью (Богданов и др., 2024). Кроме того, получены промышленные притоки метана из трещиноватых рифейских сланцев на месторождении Водный Промысел (Дертев и др., 1996).

Таким образом, проведенный анализ позволяет прогнозировать наличие благоприятных условий для существования в осадочном чехле рифей-вендской УВ-системы, что может указывать на положительные перспективы поисков скоплений нефти и газа в регионе.

Большинство известных нефтепроявлений Вычегодского прогиба приурочены к палеозойскому этажу осадочного чехла, в частности, к отложениям карбона и перми (Пименов, Малышев, 2002). Для него характерны более высокая плотность разбуренности и системное изучение по сравнению с рифей-вендским. Всего в палеозое насчитывается 7 потенциальных НГК, анализ которых представлен ниже.

Девонский терригенный потенциальный НГК

В отличие от структур Волго-Уральской антеклизы, Предуральского прогиба, Тиманской гряды и др., где разрез комплекса слагают отложения среднего девона и нижнего франа, в районе Вычегодского прогиба комплекс состоит только из отложений тиманского горизонта нижнефранского подъяруса. Породы представлены прослаивающимися аргиллитами и алевролитами, с прослоями песчаников, редко гравелитов в основании. Мощность комплекса изменяется от 0 до 187 м.

По причине отсутствия пород кембрия, ордовика, силура, нижнего-среднего девона, нефтегазоматеринскими толщами могут рассматриваться как аргиллиты самого комплекса, так и рифей-вендские глинистые отложения.

Породы-коллекторы приурочены к базальной части разреза, сложенной мелкозернистыми песчаниками толщиной от нескольких см до 2-3 м, и характеризуются преимущественно как

понижено- и среднепористые, слабо-среднепроницаемые (Рисунок 33). Породами-покрышками являются тонко-микрослоистые аргиллиты, а также глинисто-карбонатные отложения верхнедевонско-турнейского комплекса. Прогнозируются структурные сводовые и литологически ограниченные типы ловушек.

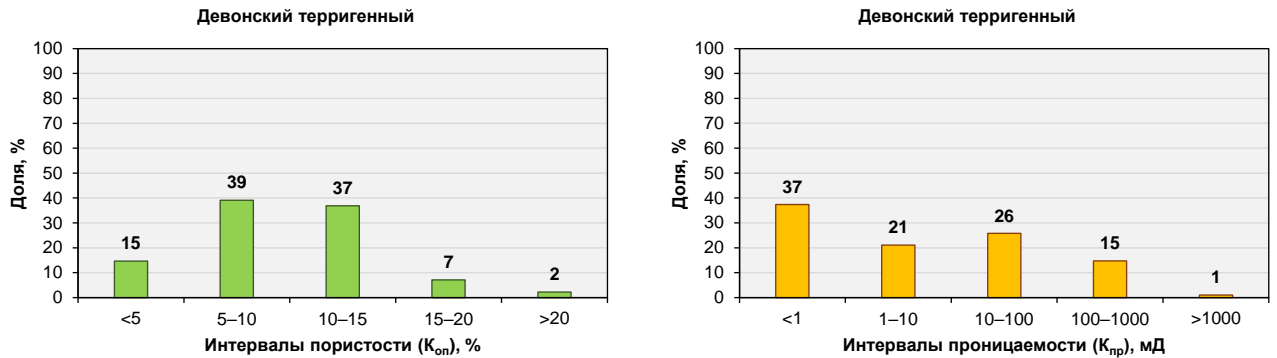


Рисунок 33 – Характеристика ФЕС девонского терригенного потенциального НГК

Из признаков нефтегазоносности установлено лишь слабое насыщение пород по керну на Аныбской и Пильвенской площадях.

В приграничной зоне с Соликамской депрессией открыта промышленная нефтеносность песчаных коллекторов тиманского горизонта на Чердынском месторождении. Залежь литологически экранированная (Рисунок 34). Запасы нефти по категории C_1 составляют (тыс. т): геологические – 31, извлекаемые – 12. Нефть, согласно (Методические..., 2016), при стандартных условиях (здесь и далее) средняя по плотности ($0,858 \text{ г/см}^3$), повышенной вязкости ($12,62 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), сернистая (1,22 %), смолистая (10,66 %), парафинистая (2,77 %).

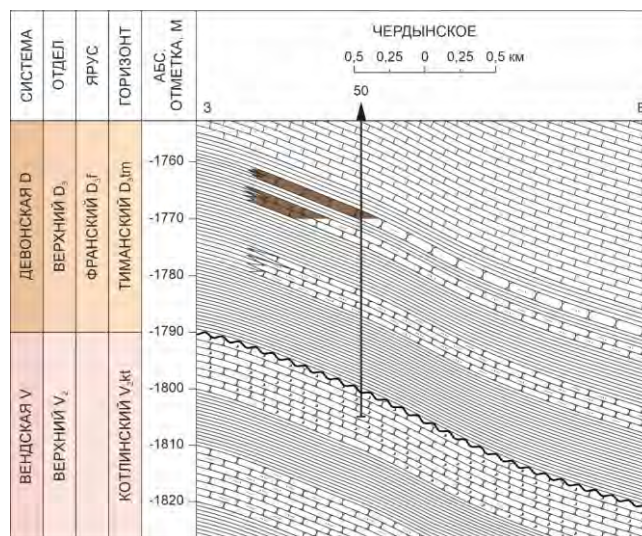


Рисунок 34 – Строение тиманской залежи Чердынского месторождения

Верхнедевонско-турнейский терригенно-карбонатный потенциальный НГК

Данный комплекс включает в себя терригенно-карбонатные породы среднего, верхнего франа, фамена и локально турнея общей мощностью от 0 до 500 м. По всему разрезу наблюдается фациальная изменчивость, особенно это характерно для доманиково-турнейских отложений, состоящие из трех фациальных типов: депрессионного, рифового и зарифового (мелководно-шельфового). С первым связана высокоуглеродистая доманиковая формация (Александрова, 2014) с аномальными концентрациями ОВ и генерационными свойствами (Баженова и др., 2013), а с последними двумя – карбонатные коллекторы.

Около 50-55 % разреза занимают низкопористые и непроницаемые породы, как правило, представленные отложениями с высокой долей глинистой составляющей и не являющиеся коллекторами. Другая доля пород относится к коллекторским толщам от понижено- до повышенно-пористым и от слабо- до хорошо проницаемым (Рисунок 35). В большинстве эти коллекторы относятся к рифогенным образованиям доманикового, сирачойского, евлано-ливенского горизонтов и фаменского яруса, сложенные кавернозными и трещиноватыми органогенными доломитизированными известняками и вторичными доломитами (Богданов и др., 1999; Вахнин, 2016; Дедеев и др., 1989). Породами-покрышками для них служат аргиллиты и другие глинистые образования, широко распространенные в франском ярусе (Вахнин, 2015). Для фаменских пород-коллекторов основным экраном являются аргиллиты, часто углистые, визейского яруса.

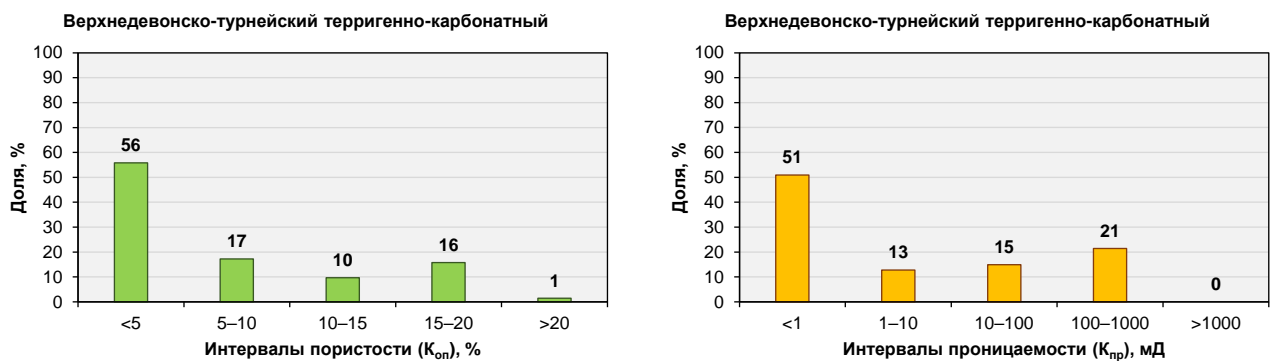


Рисунок 35 – Характеристика ФЕС верхнедевонско-турнейского терригенно-карбонатного потенциального НГК

В комплексе прогнозируются следующие перспективные ловушки: массивные (рифогенные постройки) и литологически-ограниченные (Беляева, 1992; Богданов и др., 1999; Вахнин, 2015; Тарасов, Богданов, 1995). Также возможны стратиграфические ловушки, приуроченные к верхним размывам горизонтам комплекса.

Признаки нефтегазоносности определены присутствием слабых и обильных нефтепроявлений в карбонатных породах саргаевского горизонта, фаменского и турнейского ярусов в юго-восточных районах (Пильвенская, Лапсырская, Кошелевская структуры). В глинистых породах доманикового горизонта и верхнего франа, богатых органикой, практически по всей площади Вычегодского прогиба (Сторожевская, Аныбская, Мулукская, Елмач-Парминская площади и др.) и в зоне сочленения с Соликамской депрессией зафиксированы повышенные показания $B_{\text{хл}}$ (0,12-2,5 %).

Перспективы верхнедевонско-турнейского комплекса одни из самых высоких в регионе, в связи с обнаруженными залежами нефти на Чердынском атолле и во внутренней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

В бортовой части Чердынского атолла открыты массивные турнейская и фамен-турнейская залежи на Водораздельном и Лесорубном месторождениях (Рисунок 36) соответственно. Запасы по категории C_1 (тыс. т) первого: геологические – 2035, извлекаемые – 509, второго: – геологические – 6, извлекаемые – 1. Нефть Водораздельного месторождения характеризуется как средняя по плотности ($0,866 \text{ г/см}^3$), повышенной вязкости ($14,98 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), сернистая (1,23 %), высокосмолистая (18,5 %), парафинистая (4,39 %), Лесорубного месторождения – тяжелая ($0,873 \text{ г/см}^3$), повышенной вязкости ($17,85 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), сернистая (1,23 %), смолистая (12,83 %), парафинистая (4,72 %).

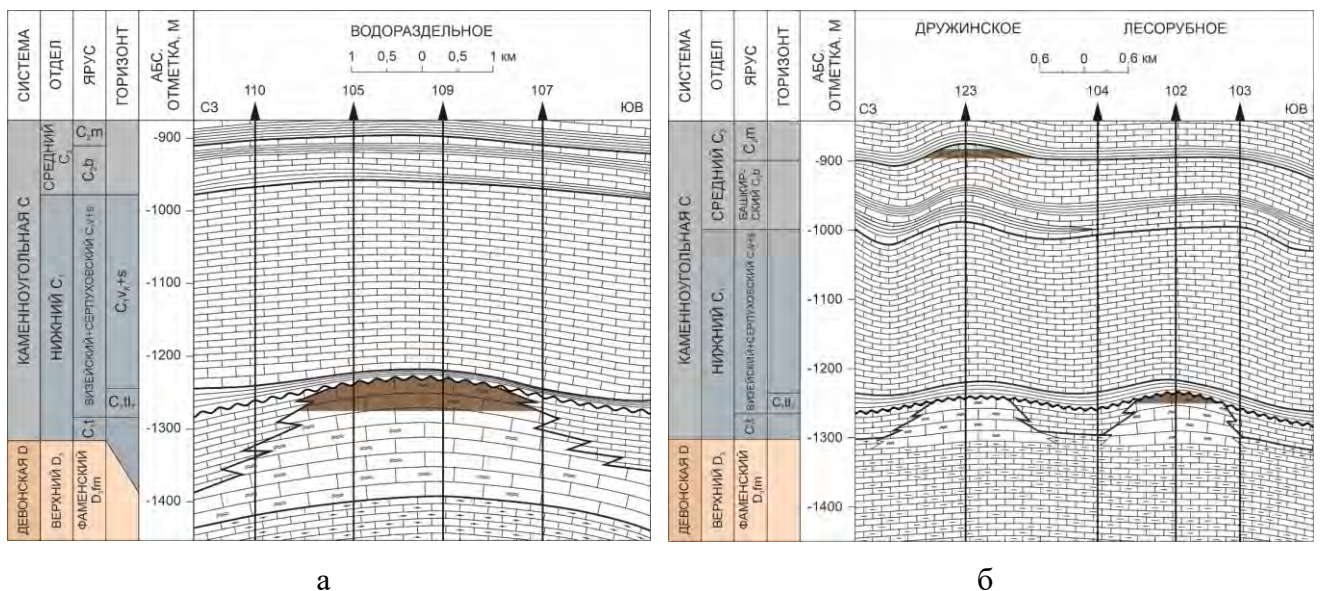


Рисунок 36 – Строение залежей Водораздельного (а), Лесорубного и Дружинского (б) месторождений

Севернее во внутренней прибортовой зоне ККСП расположены Верх-Сыпанское и Томиловское нефтяные месторождения, залежи которых открыты в рифах фаменского и

турнейского возраста (Рисунок 37). Запасы Верх-Сыпанского месторождения по категории С₁ (тыс. т): геологические – 885, извлекаемые – 261. Нефть тяжелая (0,879 г/см³), повышенной вязкости (19,98 мПа*с), сернистая (1,78 %), высокосмолистая (19,16 %), парафинистая (4,8 %). Запасы Томиловского месторождения значительно меньше (тыс. т): геологические – 55, извлекаемые – 11, а нефть очень тяжелая (0,907 г/см³), высоковязкая (43,18 мПа*с), сернистая (1,5 %), высокосмолистая (16,16 %), парафинистая (4,23 %).

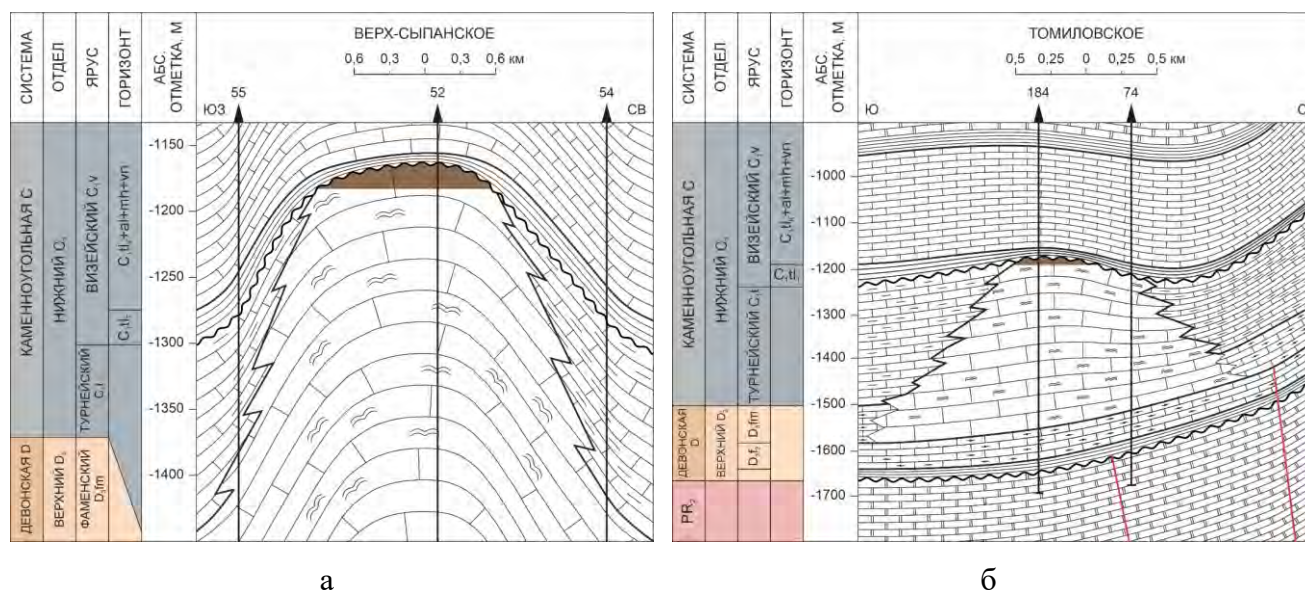


Рисунок 37 – Строение залежей Верх-Сыпанского (а) и Томиловского (б) месторождений

Визейский терригенный потенциальный НГК

Визейский терригенный комплекс в Вычегодском прогибе состоит из тульского горизонта, который слагают аргиллиты, часто переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками, суммарная мощность которого увеличивается от 0 до 48 м в юго-восточном направлении.

В качестве НГМП выступают углистые пиритизированные тонкоплитчатые аргиллиты (с высокими генерационными свойствами), залегающие в основании комплекса. Однако не исключена роль высокоуглеродистых толщ верхнего девона.

Породами-коллекторами являются понижено-среднепористые, слабо-среднепроницаемые кварцевые разнозернистые песчаники и алевролиты (Рисунок 38). Экранирующей толщей служит пачка аргиллитов в кровельной части комплекса.

Основными ловушками следует считать структурные сводовые и литологически ограниченные, приуроченные к зонам выклинивания песчаных коллекторов и их замещения алевролитами и аргиллитами.

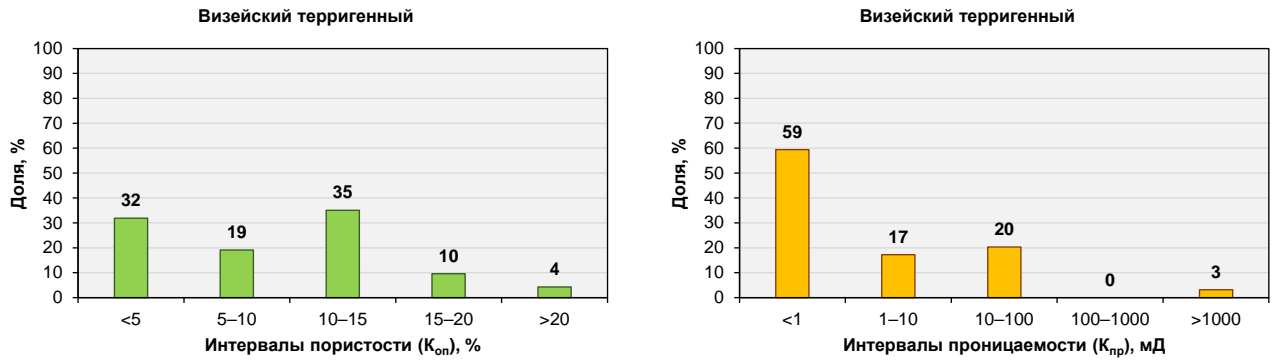


Рисунок 38 – Характеристика ФЕС визейского терригенного потенциального НГК

Из проявлений УВ слабое насыщение по керну известно на Аныбской структуре, а также выявлены повышенные концентрации битумоидов (0,12-0,16 %) и проявления азотного газа (99,5 %) с примесью углеводородных газов (0,5 %) на Мулукском поднятии (Отчет..., 1962(ф)). Основные перспективы данного комплекса приурочены к юго-восточной части территории исследования, примыкающей к Предуральскому прогибу. Здесь встречены обильные нефтепроявления, а также открыта промышленная залежь нефти пластово-сводового типа на Люльвинском месторождении (Рисунок 39) с запасами по категории А+В₁ (тыс. т): геологические – 311, извлекаемые – 77. Нефть легкая (0,846 г/см³), маловязкая (8,56 мПа*с), среднесернистая (0,95 %), смолистая (12,08 %), парафинистая (4,4 %).

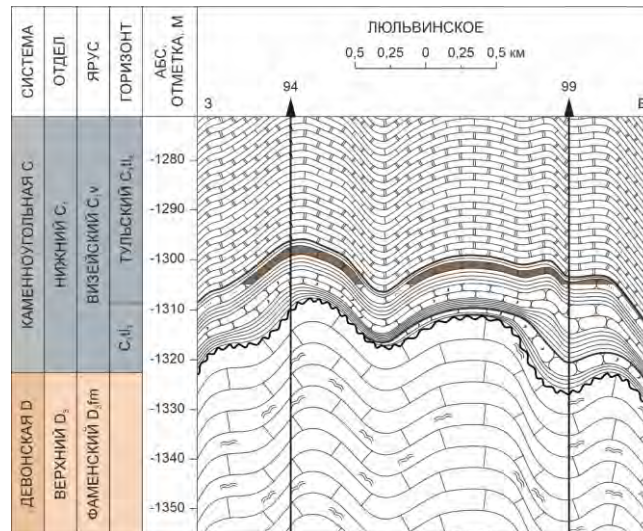


Рисунок 39 – Строение Люльвинского месторождения

Верхневизейско-башкирский карбонатный потенциальный НГК

Комплекс слагают карбонатные породы верхневизейского подъяруса, серпуховского и башкирского ярусов общей мощностью от 0 до 400 м, возрастающей в юго-восточном направлении.

Собственные материнские толщи в разрезе отсутствуют. Однако источниками УВ могут являться нижележащие глинистые породы верхнедевонского и визейского возраста.

Отложения сложены различными известняками: пелитоморфными, глинистыми, органогенно-детритовыми с прослоями аргиллитов, а также доломитами. ФЕС пород различны и зависят от структурно-текстурных особенностей пород. Интервалы пористости имеют практически равномерное распределение. По фильтрационным свойствам породы преимущественно плохопроницаемые, либо же слабо- и среднепроницаемые (Рисунок 40). Наилучшие коллекторские интервалы свойственны известнякам, преимущественно водорослевым, пористым, участками кавернозным башкирского яруса, перекрытым глинистым флюидоупором верейского горизонта. Прогнозируются структурные сводовые и массивные ловушки.

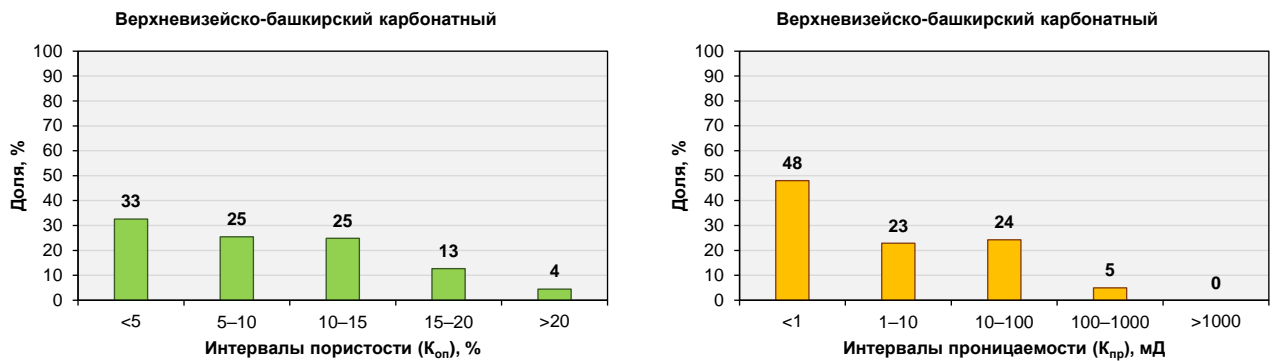


Рисунок 40 – Характеристика ФЕС верхневизейско-башкирского карбонатного потенциального НК

Основные нефтегазопроявления, ввиду более высоких ФЕС, тяготеют к известнякам башкирского яруса, особенно в юго-восточных районах Вычегодского прогиба. Так на Кошелевской структуре скв. Кольчугская-140 из массивной сводовой залежи получен приток углеводородного газа дебитом 69,7 тыс. м³/сут с небольшим количеством нефти. Однако залежь оказалась с незначительными запасами. Южнее Кошелевской структуры открыта массивная сводовая газонефтяная залежь на Дружинском месторождении (Рисунок 36) с запасами по категории С₁ (тыс. т): геологические – 11, извлекаемые – 2. Газ газовой шапки жирный, содержит 41,94 % метана, на долю тяжелых гомологов метана приходится 40,62-45,63 %. Промышленная нефтеносность башкирских отложений также нашла свое подтверждение на Чердынском месторождении (Рисунок 41). Залежь массивная сводовая с более крупными запасами (С₁+С₂, тыс. т): геологические – 1701, извлекаемые – 504. Нефти открытых залежей близки по свойствам: легкие (0,824-0,854 г/см³), маловязкие (4,92-9,29 мПа*с), преимущественно среднесернистые (0,6-1,26 %), смолистые (7,48-17,02 %), парафинистые (2,03-5,17 %).

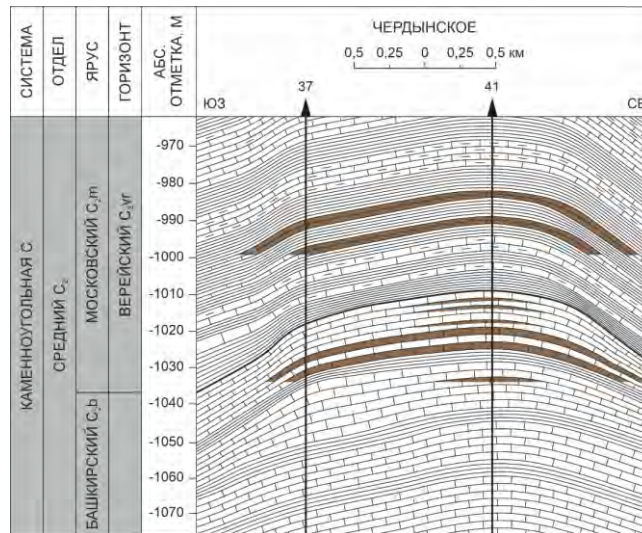


Рисунок 41 – Строение башкирской и верейской залежи Чердынского месторождения

Верейский терригенно-карбонатный потенциальный НГК

Верейский терригенно-карбонатный комплекс в Вычегодском прогибе обладает высокими перспективами. Сложен прослаиванием известняков, аргиллитов и мергелей, мощность увеличивается в сторону Предуралья от 0 до 130 м. Потенциальные НГМП залегают в базальной части разреза, сложенные известковистыми аргиллитами толщиной 10-15 м. Концентрации ОВ в них достаточно высокие (до 3 %), генерационный потенциал удовлетворительный и хороший.

Результаты анализа ФЕС в целом показывают, что 40-45 % пород являются средне-, повышенно- и высокеемкими коллекторами с низкими и средними фильтрационными свойствами (Рисунок 42). Повышенные значения ФЕС соответствуют органогенно-детритовым известнякам. Породами-покрышками служат аргиллиты в верхней части верейского горизонта (Дедеев и др., 1989). Как и в башкирском ярусе, перспективными ловушками выступают структурные сводовые и массивные.

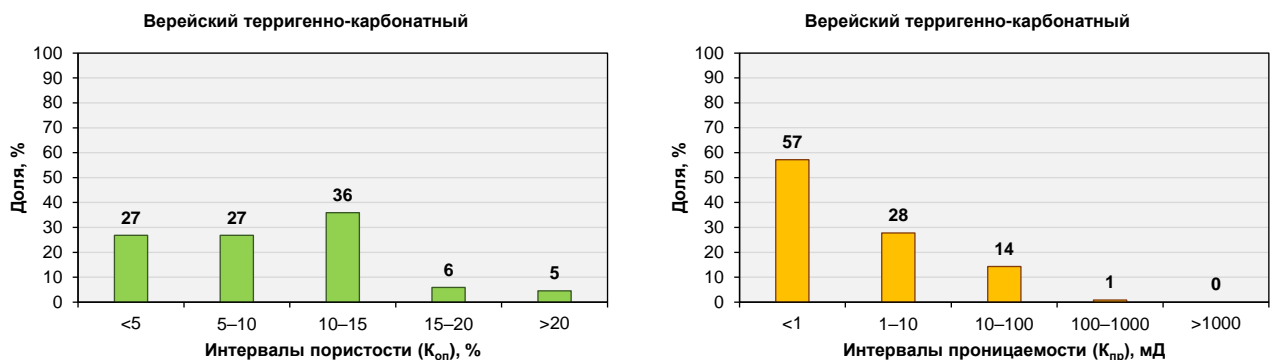


Рисунок 42 – Характеристика ФЕС верейского терригенно-карбонатного потенциального НГК

В комплексе установлено значительное количество проявлений УВ. Нефтепроявления и микроаккумуляции УВ зафиксированы по керну на Сторожевской, Нившерской, Елмач-Парминской площадях, на последних также встречены газопроявления. Заслуживают внимания 4 карбонатных продуктивных пласта на поднятии Елмач-Парма, из которых 3 залегают на глубинах 534,25-574,8 м в верейском горизонте и насыщены загустевшей черной нефтью и азотным газом (98-99 %) с примесью углеводородных газов (до 0,5 %) (Вахнин, 2016; Ростовцев, 1948). Похожая картина наблюдается на Мулукском и Нившерском поднятиях, где известняки верейского горизонта содержат азотный газ (98-99 %), с примесью горючих (0,6-0,7 %). Такие огромные концентрации азота в отложениях можно объяснить несколькими причинами. Во-первых, образование азотных газов может быть связано с разрушением залежей нефти (Карасик, Гейро, 1959). Территория неоднократно подвергалась региональным эрозионным процессам. Во-вторых, по мнению (Хасанов и др., 2020), газовые аккумуляции азота скапливаются в зонах разломов, где образуются условия для его миграции и локализации в пустотном пространстве пород. В районе Вычегодского прогиба широко развита дизъюнктивная тектоника, и многие площади приурочены к участкам глубинных разломов. На Сторожевской площади (скв. Сторожевская-1) в отложениях верей встречены карбонатные нефтенасыщенные породы на глубине 920-925 м с содержанием битумоидов до 0,9 %. По плотности нефть средняя-тяжелая (0,86-0,89 г/см³) (Вахнин, 2016; Пименов, Малышев, 2002). На юго-востоке Вычегодского прогиба и на соседних структурах Соликамской депрессии получены притоки углеводородных газов и определены слабые нефтепроявления по керну. Также открыта пластово-сводовая залежь нефти на Чердынском месторождении (Рисунок 41), запасы которой составили по категории С₁+С₂ (тыс. т): геологические – 1578, извлекаемые – 473. Нефть легкая (0,840 г/см³), маловязкая (6,04 мПа*с), среднесернистая (0,95 %), смолистая (9,59 %), парафинистая (3,59 %).

Среднекаменноугольно-нижнепермский терригенно-карбонатный потенциальный НГК

В состав данного потенциального НГК входят отложения каширского горизонта, верхнемосковского подъяруса, верхнего отдела карбона и приуральского отдела перми (до кунгурского яруса включительно). Комплекс слагают известняки и доломиты, включающие прослойки и пласты гипсов и ангидритов. Мощность комплекса существенно колеблется от 0 м на ряде поднятий Южного Тимана до 1000 м в Соликамской депрессии.

Нефтегазоматеринские отложения отсутствуют, поэтому источником УВ рассматриваются глинистые породы верхнего девона, нижнего и среднего карбона.

Коллекторские свойства во многом зависят от степени доломитизации и сульфатизации пород. Емкостные свойства отличаются непостоянством и резкой изменчивостью (Рисунок 43). Породы в основном плохопроницаемые или слабопроницаемые. Региональный флюидоупор

приурочен к сульфатно-карбонатной толще кунгурского яруса (Дедеев и др., 1989).
Перспективные ловушки – структурные сводовые и массивные.

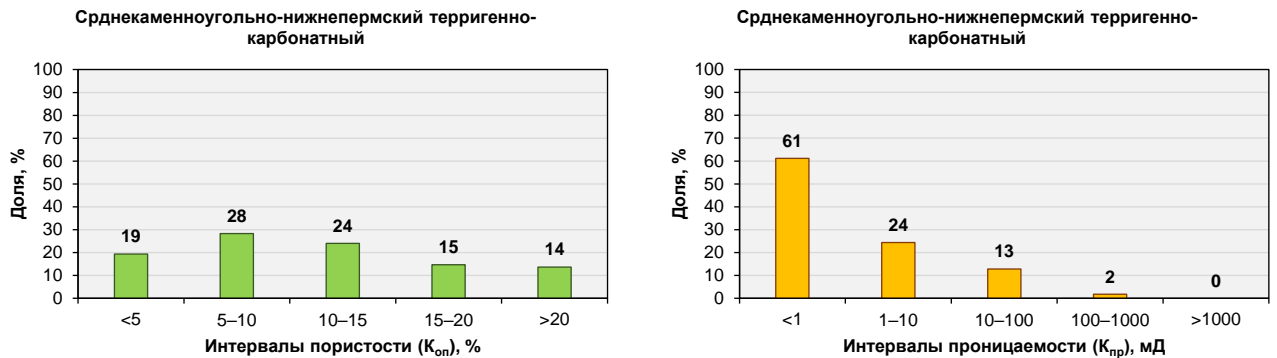
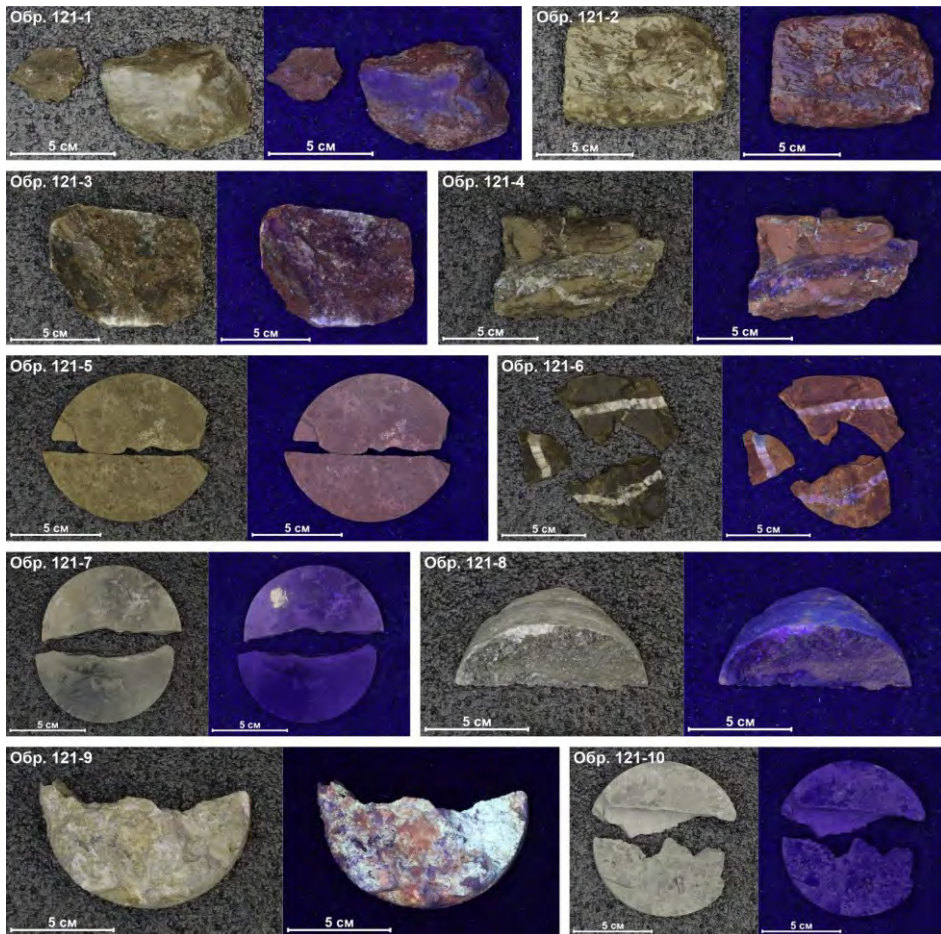


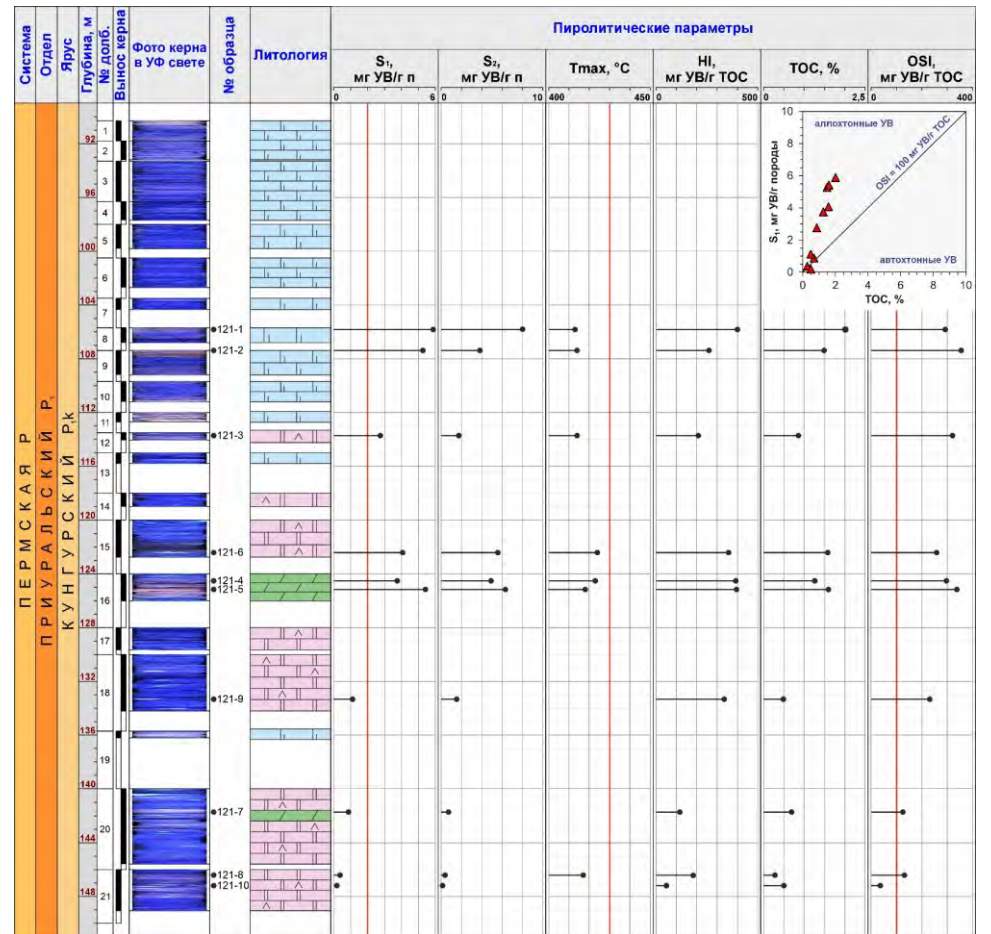
Рисунок 43 – Характеристика ФЕС среднекаменноугольно-нижнепермского терригенно-карбонатного потенциального НГК

Признаки нефтегазоносности установлены в виде слабых и обильных нефтепроявлений в каширском горизонте на площадях Соликамской депрессии и насыщения пород по керну в верхнемосковском подъярусе в скв. Сереговская-1 и Сторожевская-1 на северо-западе Вычегодского прогиба (Пименов, Мальшев, 2002). В каширском горизонте имеются газопроявления азотного газа на Большепорожской, Нившерской, Мулукской и Елмач-Парминской площадях. На последних обнаружены высоковязкие нефти и битумы, редкие примазки окисленной нефти по трещинкам, в отдельных порах и кавернах в разрезе гипсово-доломитовой толщи кунгурского яруса (Ростовцев, 1948). На Аныбской площади при изучении керна фиксируются микроаккумуляции УВ в каширских ($B_{хл} = 0,1-0,15$ %), верхнекаменноугольных ($B_{хл} = 0,1-2$ %), нижнепермских ($B_{хл} = 0,1-0,2$ %) отложениях. Высокие содержания битумоидов (0,16-2,5 %) отмечены в породах нижней перми Нившерского поднятия. Обильные нефтепроявления в доломитах ассельского, артинского, кунгурского ярусов выявлены на ряде сопряженных площадей Соликамской депрессии.

В ходе выполнения исследования автору удалось изучить керновый материал (инт. 90,3-150 м) сульфатно-карбонатных пород кунгурского яруса скв. Кельтменская-121, пробуренная в районе Елмач-Парминского поднятия. Отложения представлены преимущественно доломитизированными известняками и доломитами, частично мергелями, с прослоями и жилами сульфатных пород, пропитанные темно-коричневой, черной нефтью. Характер флуоресценции колонки керна и образцов в УФ свете (Рисунок 44, а) указывает на присутствие в отложениях тяжелых УВ.



а



б

Рисунок 44 – Результаты изучения нефтенасыщенного керна сульфатно-карбонатных отложений кунгурского яруса поднятия Елмач-Парма:

а) фотографии образцов в дневном и УФ свете; б) геолого-геохимический разрез

Результаты пиролитических исследований (Рисунок 44, б) подтверждают наличие в породах скоплений нефти. Для большинства образцов характерны высокие значения свободных УВ ($S_1 = 0,19-5,88$, среднее $2,97$ мг УВ/г породы) и индекса нефтенасыщенности ($OSI = 38-354,36$, среднее $238,8$ мг УВ/г ТОС). При этом зависимость S_1 от ТОС говорит об аллохтонном (миграционном) характере УВ. Фиксируются высокие показания ТОС и генерационного потенциала (S_2), в связи с весомым вкладом подвижных УВ. После процесса экстракции образцов пиролитический анализ показал крайне низкие значения $S_2 < 1$ мг УВ/г породы и ТОС.

Верхнепермский карбонатно-терригенный потенциальный НГК

Верхнепермский комплекс слагают породы уфимского, казанского, уржумского, северодвинского ярусов. В кровле данный комплекс неравномерно размывает, в связи с чем его мощность увеличивается в северо-западном направлении от 50 м (Предуральский краевой прогиб) до 500-600 м (Сереговская котловина, Вишерская впадина). В составе комплекса преобладают глинистые породы: глины и мергели с прослоями алевролитов, песчаников и известняков.

НГМП в разрезе не отмечено. Роль источника УВ могут играть глинистые отложения верхнего девона, нижнего и среднего карбона.

В комплексе преобладают высокопористые коллекторы с крайне низкой проницаемостью (Рисунок 45). Наиболее хорошие фильтрационные свойства тяготеют к песчаникам и кавернозным известнякам казанского яруса (Ростовцев, 1948). Экранирующими толщами являются глины и мергели, широко развитые по всему разрезу. В комплексе прогнозируются структурные сводовые и литологически ограниченные ловушки.

Обильные нефтепроявления получены на Мулукской и Елмач-Парминской структурах (Вахнин, 2014; Вахнин, 2016).

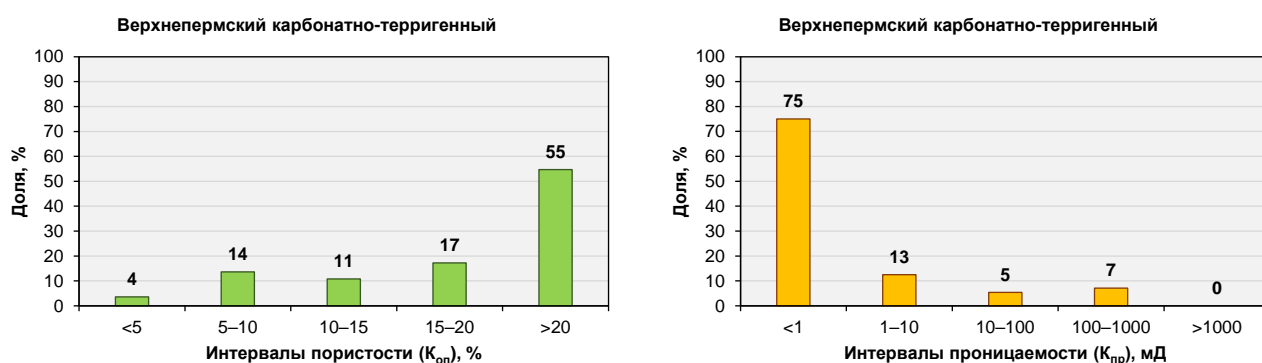


Рисунок 45 – Характеристика ФЕС верхнепермского карбонатно-терригенного потенциального НГК

На поднятии Елмач-Парма на небольших глубинах до 150 м в песчаниках и кавернозных известняках казанского яруса выявлено до 18 пластов, насыщенные высоковязкой нефтью (измененная до состояния мальты или асфальта) (Ростовцев, 1948). Толщина песчаных пластов до 7 м, карбонатных – до 10 м. Породы пропитаны нефтью, содержание которой в них доходит до 7 %. Нефть из песчаников характеризуется как очень тяжелая окисленная ($0,984 \text{ г/см}^3$), сернистая (1,71 %), парафинистая (3,5 %). Нефть из карбонатного пласта имеет аналогичные свойства: плотность $0,963 \text{ г/см}^3$, содержание серы 2,5 % (Богданов и др., 2021). Вследствие того, что верхне-среднепермские породы размыты и выходят под четвертичные отложения, нефтеносные пласты дегазированы, обводнены и содержат «остаточную» нефть, которая подверглась длительным процессам выветривания (Ростовцев, 1948).

На Мулукском поднятии нефтеносные пласты казанского яруса залегают на глубинах 150-350 м. Породы неравномерно насыщены нефтью. Концентрация $B_{\text{кл}}$ в породе высокая – 0,6-3,75 %. Причем в ряде пластов нефть легкая ($<0,85 \text{ г/см}^3$) поликомпонентная (метаново-нафтенная) (Богданов и др., 2021; Отчет..., 1962(ф)). Связано это, по-видимому, с более надежной крышкой над продуктивными толщами, роль которой выполняют глинистые породы уржумского яруса (мощностью до 100-130 м). Благодаря чему, нефтеносные пласты более изолированы от воздействия процессов выветривания.

Резюмируя особенности геологического строения и нефтегазоносности палеозойского комплекса и учитывая исследования других авторов (Карасева и др., 2020), вполне можно говорить о том, что в Вычегодском прогибе имеются все условия и признаки для существования в его разрезе девонско-пермской УВ-системы.

Вывод по главе

Таким образом, несмотря на отсутствие в Вычегодском прогибе открытых промышленных залежей УВ, в нем зафиксированы положительные признаки нефтегазоносности в виде битумо- и нефтенасыщения пород и микроаккумуляций в широком интервале разреза от рифейских до пермских отложений включительно. Наличие обильных нефтен проявлений и небольших залежей нефти и газа в девонских и каменноугольных отложениях на границе с Предуральским прогибом многократно повышает перспективы поисков скоплений УВ в регионе. При этом разнообразие типов ловушек, наличие в разрезе выдержанных экранирующих толщ и широкое развитие коллекторских интервалов позволяет говорить о существовании благоприятных условий для аккумуляции и консервации залежей нефти и газа.

ГЛАВА 3. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

Вычегодский прогиб, как и многие другие древние грабенообразные структуры востока и северо-востока Восточно-Европейской платформы, на сегодняшний день остаются малоизученными, тем не менее они привлекают внимание многих ученых (Александрова, 2014; Баженова и др., 2002; Баженова и др., 2013; Белоконь и др., 1996; Башкова и др., 2012; Башкова и др., 2018; Башкова и др., 2023; Богданов и др., 2024; Вахнин, 2014; Дедеев и др., 1989; Дьяконова, 2009; Ермолкин и др., 1995; Имамов, 2002; Карасева и др., 2020; Келлер и др., 1994; Кожанов и др., 2021; Кожанов и др., 2022; Козлова и др., 2012; Козлова и др., 2013; Козлова, Кривошеков, 2014; Козлова, Шадрина, 2013; Кузьмин, 2006; Лобусев, 2004; Малышев, 2000; Маслов и др., 2002; Нетреба и др., 2023; Оловянишников, 1998; Оловянишников, 2007; Прищепа и др., 2021; Савинов, Александрова, 2023; Сергеева и др., 2021; Соборнов, 2025 и многие др.).

Одна из главных проблем на сегодня, в виду низкой геолого-геофизической изученности данных районов, остается определение и уточнение нефтегазопроизводивших и потенциальных нефтегазоматериских толщ, а также исследование катагенетической преобразованности ОБ осадочных комплексов. Решение данных проблем является важной задачей не только перед учеными, но и всей геологоразведочной отраслью.

3.1. Фактический материал и методы исследования

Вычегодский прогиб характеризуется низкой и неравномерной изученностью бурением. Другим проблемным вопросом является отсутствие кондиционного кернового материала большинства пробуренных скважин. Степень геохимической изученности разреза по комплексам и по площади имеет фрагментарный характер и соответствует региональному этапу. Вследствие чего собственных детальных геохимических исследований ОБ автором не проводилось.

Автором исследования были интерпретированы исторические результаты геохимических исследований керна Вычегодского прогиба и сопряженных территорий Камского свода, Соликамской депрессии и Тиманской гряды. Эти результаты были получены КамНИИКИГС в период с 2002 по 2018 гг. Всего проанализировано определений (шт.): ТОС – 573, Б_{хл} – 2066, пиролитических параметров – 359, элементного состава ОБ – 21, а также 38 определений содержания и состава углеводородных биомаркеров (н-алканов и изопреноидов) методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и 56 замеров форм серы (S) и железа (Fe) в породах (Таблица 1). База данных включает геохимическую информацию образцов пород 6 обнажений и 57 скважин (22 скважинами изучен как рифей-вендский, так и палеозойский комплексы).

Фактический материал, используемый в исследовании, с расположением скважин и обнажений представлен в соответствии с рисунком 46.

Таблица 1 – Объем фактического материала геохимических исследований

Комплекс	Кол. скв./обн.	Геохимические исследования					
		ТОС	Б _{хл}	Пиролиз Rock-Eval	Элементный состав ОБ	ГЖХ	Формы S и Fe
PZ	54/-	387	1816	246	21	25	56
RF+V	25/6	186	250	113	-	13	-
Итого	79/6	573	2066	359	21	38	56

Исследования в текущей главе посвящены определению фациально-генетического типа ОБ и анализу его остаточного генерационного потенциала в породах. Кроме того, в данном разделе представлены результаты выявления интервалов и оценки мощности НГМП. Особое внимание уделено изучению исходных генерационных характеристик и катагенетической зональности ОБ.

Для диагностирования условий накопления ОБ в диагенезе и фациальных обстановок использованы ряд биомаркерных показателей и коэффициентов, основанных на соотношениях нормальных и изопреноидных алканов (Peters et al., 2005). Выводы подкреплены результатами определения окислительно-восстановительных обстановок седиментации путем изучения форм S и Fe, а точнее, расчета концентраций на породу реакционноспособных форм железа ($Fe_{\text{пир}}$, Fe^{2+} и Fe^{3+}), исходя из методики (Корчагина, Четверикова, 1980).

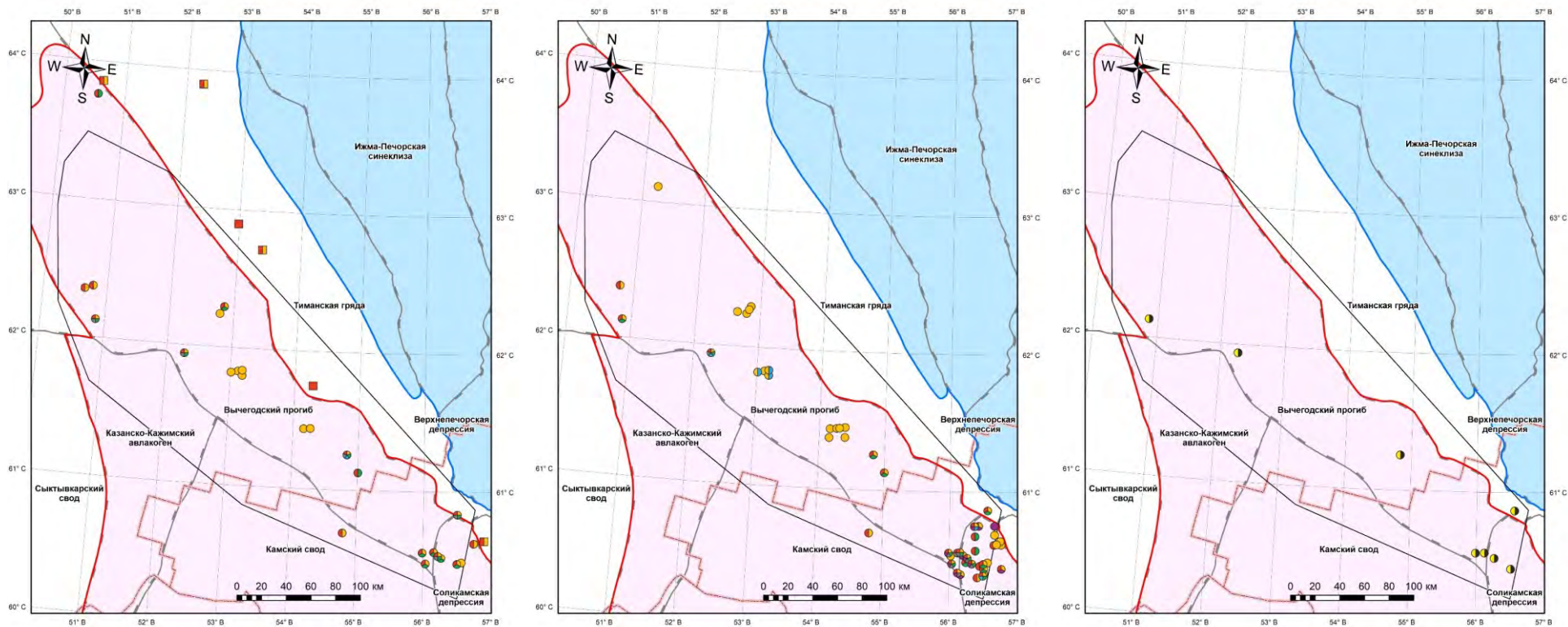
Интервалы НГМП и их мощности определялись в разрезе 8 скважин на основе ряда критериев, предложенных в одной из работ (Кожанов, 2024):

- согласно литологическому описанию, выделились горизонты глинистых пород – аргиллитов, углеродистых сланцев, глинистых известняков и доломитов, мергелей;
- в сопоставлении с литологией интерпретировались данные ГИС (радиоактивный каротаж) скважин, в частности, отмечались интервалы разреза с высокими показаниями гамма-каротажа (ГК) и низкими – нейтронного гамма-каротажа (НГК) (Боталов, 2024);
- опираясь на работу (Баженова, 2017), анализировались содержания ТОС и учитывался его нижний концентрационный барьер в породах, соответствующий $ТОС \geq 0,2 \%$.

Классификация НГМП по генерационному потенциалу выполнена, руководствуясь известными методиками (Тиссо, Вельте, 1981; Espitalié, Bordenave, 1993; Peters, 1994).

Катагенетическая преобразованность пород изучена на основе данных пиролиза и отражательной способности витринита, а также элементного состава ОБ с использованием тригонограммы распределения содержаний C–H–(O+N+S), разработанной Л.И. Богородской, А.Э. Конторовичем (2004).

В рамках уточнения НГМП проведена процедура восстановления их исходных генерационных свойств ОБ. Реконструкция палеогеохимических данных является актуальной задачей при прогнозировании нефтегазоносности осадочных бассейнов.



а

б

в

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|--------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| административные границы | Скважины | пиролитические данные | Обнажения рифея |
| границы структур | литологическое описание | элементный состав ОБ | определение содержания ТОС |
| Волго-Уральский НГБ | ГИС | определение УВ биомаркеров | определение содержания $B_{кл}$ |
| Тимано-Печорский НГБ | определение содержания ТОС | определение форм S и Fe | |
| | определение содержания $B_{кл}$ | | |

Рисунок 46 – Схемы фактического материала: а) рифей-вендского комплекса; б) палеозойского комплекса; в) скважины с литологическим описанием и ГИС

Исходные содержания ТОС пород определялись с учетом фациально-генетического типа ОВ пород (сапропелиты, сапропелито-гумиты и гумиты). Для этого применялась методика, разработанная Т.К. Баженовой (2020, 2021). Если известен тип ОВ и его современная катагенетическая зрелость, то остаточные содержания органического углерода умножаются на коэффициенты, которые позволяют пересчитать концентрацию ТОС в породе на момент начала генерации УВ (градация ПК₃). Далее используя модифицированную диаграмму Ван-Кревелена (HI vs T_{max}) восстанавливались исходные значения водородного индекса (HI, мг УВ/г ТОС) по тренду в зависимости от типа ОВ.

В итоге вычислен исходный генерационный потенциал ОВ пород (S_2^0 , мг УВ/г породы) по следующей формуле (1):

$$S_2^0 = \frac{ТОС^0 \times HI^0}{100}, \quad (1)$$

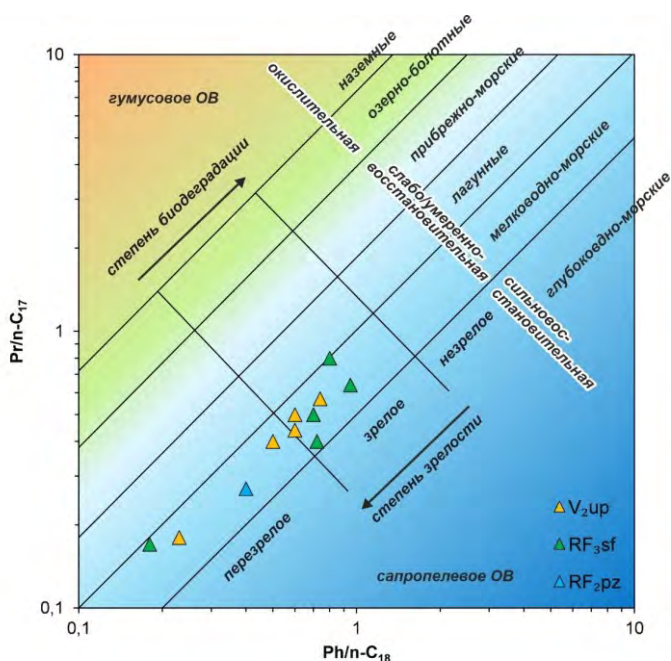
где S_2^0 – исходный генерационный потенциал пород мг УВ/г породы; $ТОС^0$ – исходное содержание органического углерода, %; HI^0 – исходный водородный индекс, мг УВ/г $ТОС^0$.

3.2. Фациально-генетический тип ОВ

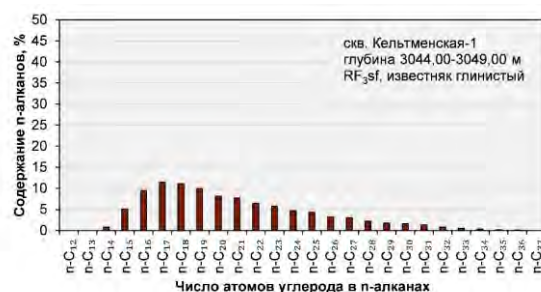
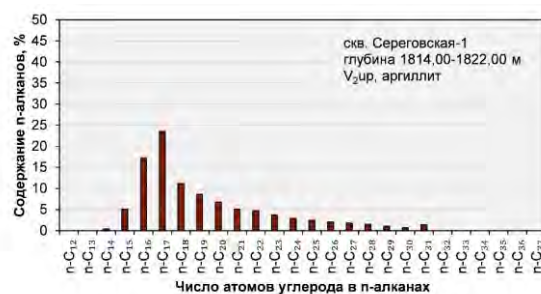
Рифей-вендские отложения

При анализе древних (>535 млн. лет) отложений, обладающих нефтегазопроизводящим потенциалом, первоочередным вопросом является определение источников органического материала, захороненного в этих породах. В современной научной среде уже не вызывает сомнений наличие развитой биоты в докембрийское время. Позднепротерозойская эра представляет собой один из ключевых этапов биологической эволюции, характеризующийся значительным увеличением биомассы в осадочных толщах и, соответственно, массы отмирающего ОВ. Основными продуцентами ОВ в это время были гидробионты, в частности, прокариоты (бактерии и цианобактерии) и эукариоты, включая зеленые, красные и бурые водоросли. Вследствие чего, фоссилизированное ОВ в докембрийских породах представлено сапропелитами и их окисленными разностями (Баженова, 2020; Большакова и др., 2024).

Битумоиды рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба характеризуются мономодальным распределением n-алканов с максимумом в низкомолекулярной области n-C₁₄–n-C₂₂, в которой преимущественно выделяются УВ состава n-C₁₇, что является характерным признаком ОВ морского происхождения. Фитан (Ph) преобладает над пристаном (Pr): для рифейских (Pr/Ph = 0,52-0,92), вендских отложений (Pr/Ph = 0,57-1,1), что указывает на восстановительные обстановки в диагенезе. Согласно диаграмме Кеннона-Кессоу, отражающей фациальные условия и среду осаждения исходного органического углерода, ОВ рифей-вендских отложений накапливалось в мелководно-морских фациях (Рисунок 47).



а



б

Рисунок 47 – Результаты анализа фациального-генетического типа ОВ рифей-вендских отложений: а) диаграмма Кеннона-Кессоу; б) распределение n-алканов; стратиграфические подразделения: RF₂pz – пезская свита, RF₃sf – сафоновская серия, V₂up – усть-пинежская свита

Палеозойские отложения

В палеозойских отложениях вклад в ОВ вносит не только биомасса морского происхождения, но и прибрежно-морского и континентального. Вследствие чего, битумоиды палеозойских отложений Вычегодского прогиба характеризуется моно- и бимодальным распределением n-алканов с максимумом в низко- и среднемoleкулярной области, свидетельствующее о содержании в породах керогена как морского, так и смешанного генезиса. Отношение Pr/Ph = 0,25-1,25 и концентрации в породах реакционноспособных форм железа указывают на слабо-, умеренно- и резковосстановительные обстановки fossilization органического углерода. ОВ накапливалось в широком диапазоне фациальных условий – от прибрежных до мелководно- и глубокоководно-морских (Рисунок 48).

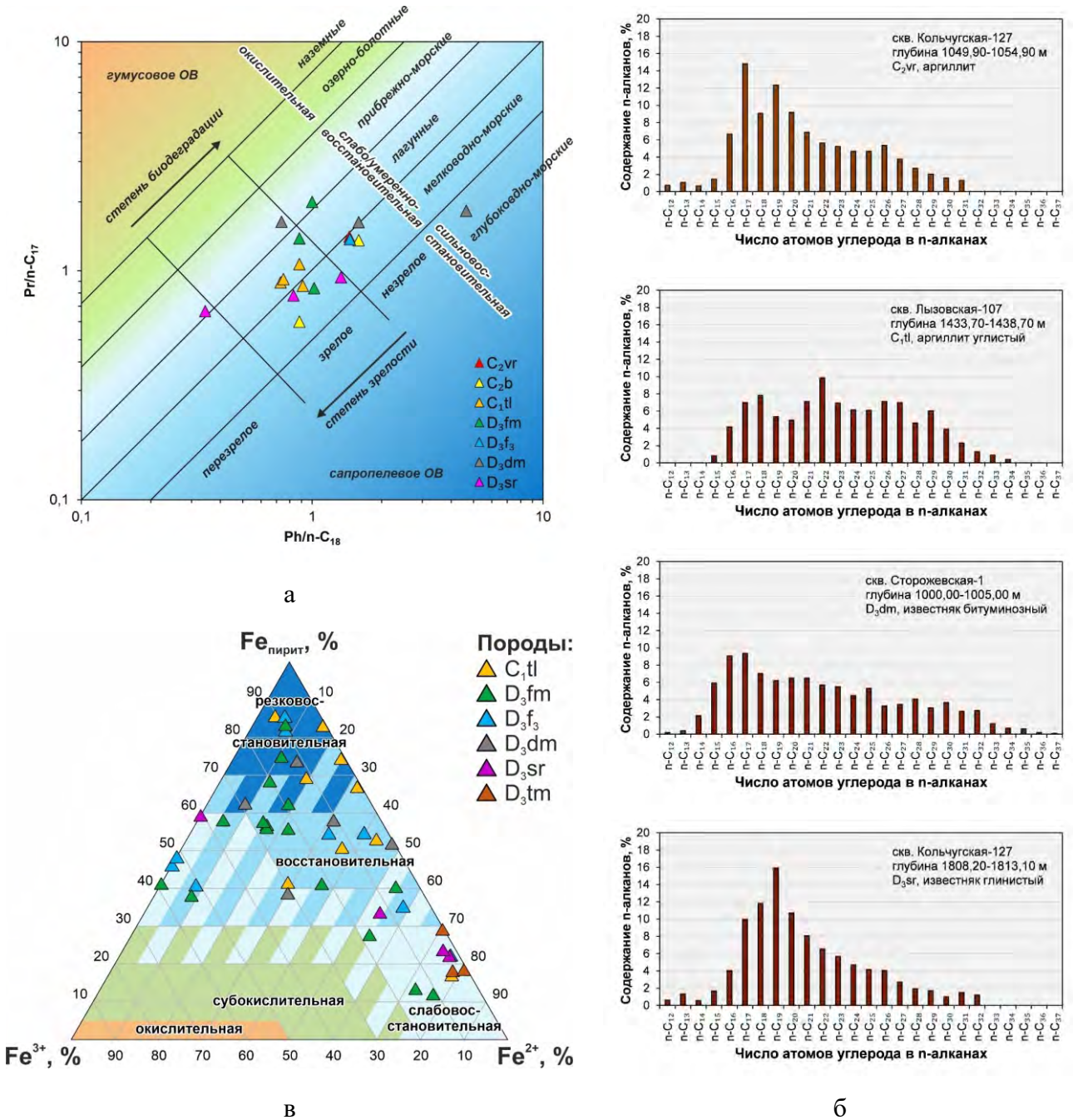


Рисунок 48 – Результаты анализа фациального-генетического типа ОВ девонских и каменноугольных отложений: а) диаграмма Кеннона-Кессоу; б) распределение n-алканов; в) тригонограмма распределения концентраций в породах реакционноспособных форм железа; стратиграфические подразделения: D₃tm – тиманский горизонт, D₃sr – саргаевский горизонт, D₃dm – доманиковый горизонт, D₃f₃ – верхневрфнский подъярус, D₃fm – фаменский ярус, C₁tl – тульский горизонт, C₂b – башкирский ярус, C₂vr – верейский горизонт

3.3. Остаточный генерационный потенциал ОВ

Рифей-вендские отложения

Самыми древними отложениями Вычегодского прогиба с возможными нефтегазопроизводившими породами являются терригенные осадки *пезской свиты* среднего рифея, вскрытые скважиной Сторожевская-1 (Пименов, 1994). Возрастным аналогом пезской свиты на Западном Тимане считаются песчано-глинисто-сланцевые породы в объеме светлинской, новобобровской и визингской свит четласской серии, местами обнажающиеся в ядрах складок Джемим-Парминского и Оч-Парминского поднятий (Оловянишников, 1998).

Пезскую свиту слагает толща переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов. Снизу свита сложена красноцветными породами, а сверху – темноцветными. Отложения пезской свиты регионально выдержаны, их мощность составляет 450 м и, по данным В.Г. Гецена (Гецен, 1987), возрастает в северо-восточном направлении до 2500 м и более. Нефтематеринские породы приурочены к пачке темно-коричневых, почти черных аргиллитов в верхней половине разреза. Суммарная их толщина около 30 м (Рисунок 49) с тенденцией к увеличению до 200 м и более в крупных рифейских депрессиях и впадинах.

Аргиллиты характеризуются невысокими концентрациями ТОС (0,02-0,46 %) и низкими-средними содержаниями $B_{\text{хл}}$ (0,003-0,02 %), что может говорить о существовании в этих породах незначительных процессов генерации УВ. Согласно данным В.Г. Гецена (1981) более высокие остаточные концентрации ТОС встречены в черных углеродистых сланцах на Тимане (ТОС = 0,54-1,53 %), тем не менее эти породы, вероятно, из-за воздействия метаморфизма, существенно утратили свои генерационные возможности.

Из анализа пиролитических данных следует вывод о том, что генерационный потенциал пород значительно реализован ($S_1+S_2 = 0,15-0,54$ мг УВ/г породы), а показания водородного индекса низкие (НИ = 48-208 мг УВ/г ТОС). Аргиллиты пезской свиты можно отнести к классу бедных и частично удовлетворительных НГМП (Рисунок 50).

Выше по разрезу НГМП, по мнению ученых (Баженова и др., 2013; Дедеев и др., 1989; Пименов, 1994; Kozhanov et al, 2025), прогнозируются в отложениях верхнего рифея. Верхнерифейские терригенно-карбонатные и сланцевые породы имеют широкое площадное распространение и выклиниваются в направлении структур Волго-Уральской антеклизы. Отложения представлены в объеме сафоновской серии и ее возрастного аналога на Западном Тимане – быстринской (Гецен, 1987; Оловянишников, 1997). Данные толщи характеризуются мощностью, которая значительно изменяется от 310 до 1998 м в скважинах Вычегодского прогиба и возрастает до 2500 м и более в разрезах Тиманской гряды (Гецен, 1987; Оловянишников, 1998). В составе отложений преобладают известняки и доломиты, часто

глинистые, массивные, кремнистые и органогенные. Кроме того, встречаются мергели и углеродистые сланцы, а также прослойки терригенных пород.

Нефтегазоматеринские интервалы приурочены к глинистым темноцветным разностям **оменской** и **няфтинской свит**. Совокупная мощность НГМП в отложениях сафоновской серии равна 40-200 м (Рисунок 49), быстринской – составляет более 200 м.

Сафоновская серия обладает низкими концентрациями ТОС (0,1-0,7 %) в породах скважин Вычегодского прогиба. Зафиксированы высокие значения $B_{\text{хл}}$ (до 0,31 %), говорящие о возможных процессах генерации УВ данными НГМП. По материалам (Гецен, 1981; Плякин, Исаева, 1981; Разработать..., 2006(ф)), повышенные и аномальные величины ТОС и $B_{\text{хл}}$ известны в депрессионных черносланцевых формациях обнажений пород Южного Тимана (Таблица 2).

Таблица 2 – Содержание ТОС породах верхнего и терминального рифея Южного Тимана

Поднятие	Возраст	Литология	ТОС, %	$B_{\text{хл}}$, %
Полюдовское	чурочинская (RF ₃ чр)	глинистые сланцы	0,8-2,9	0,12-0,32
Джежим-Парминское	павьюгская (RF ₃ рв)	доломиты	0,05-0,74	-
Оч-Парминское	паунская (RF ₃ пн)	глинистые сланцы	0,64-5,85	0,001-1,8
	ропчинская (RF ₃ рп)		0,13-7,4	-
	павьюгская (RF ₃ рв)	доломиты	0,05-0,74	-
Вымское	кыквожская (RF ₃ кв)	глинистые сланцы	0,7-1,5	-
	лунвожская (RF ₃ лн)		0,43-4,02	-
	покьюская (RF ₃ рк)		0,08-2,38	0,001-0,31
Обдырское	обдырская (RF ₃ об)	глинистые сланцы	0,25-1,32	-

К сожалению, в настоящее время нет ни одной глубокой скважины на территории Вычегодского прогиба, которая бы вскрыла депрессионные углеродистые сланцы верхнего рифея, где концентрации органического углерода прогнозируются более высокие.

Генерационный потенциал ОБ сафоновской серии Вычегодского прогиба существенно реализован ($S_1+S_2 = 0,35-0,72$ мг УВ/г породы). Породы классифицируются как бедные и удовлетворительные НГМП (Рисунок 50). Остаточные значения НИ изменяются от 71 до 270 мг УВ/г ТОС.

Вендские образования регионально развиты по всей территории Вычегодского прогиба, за исключением ряда поднятий: Большепорожского, Веслянского, Синдорского, Нившерского и др. Наибольший интерес вызывают выдержанные и однородные по разрезу и площади аргиллиты **усть-пинежской свиты** редкинского горизонта, которые рассматриваются как основная нефтематеринская толща в вендском комплексе в районах северо-востока Русской плиты (Бурзин, 2006; Дедеев и др., 1989).

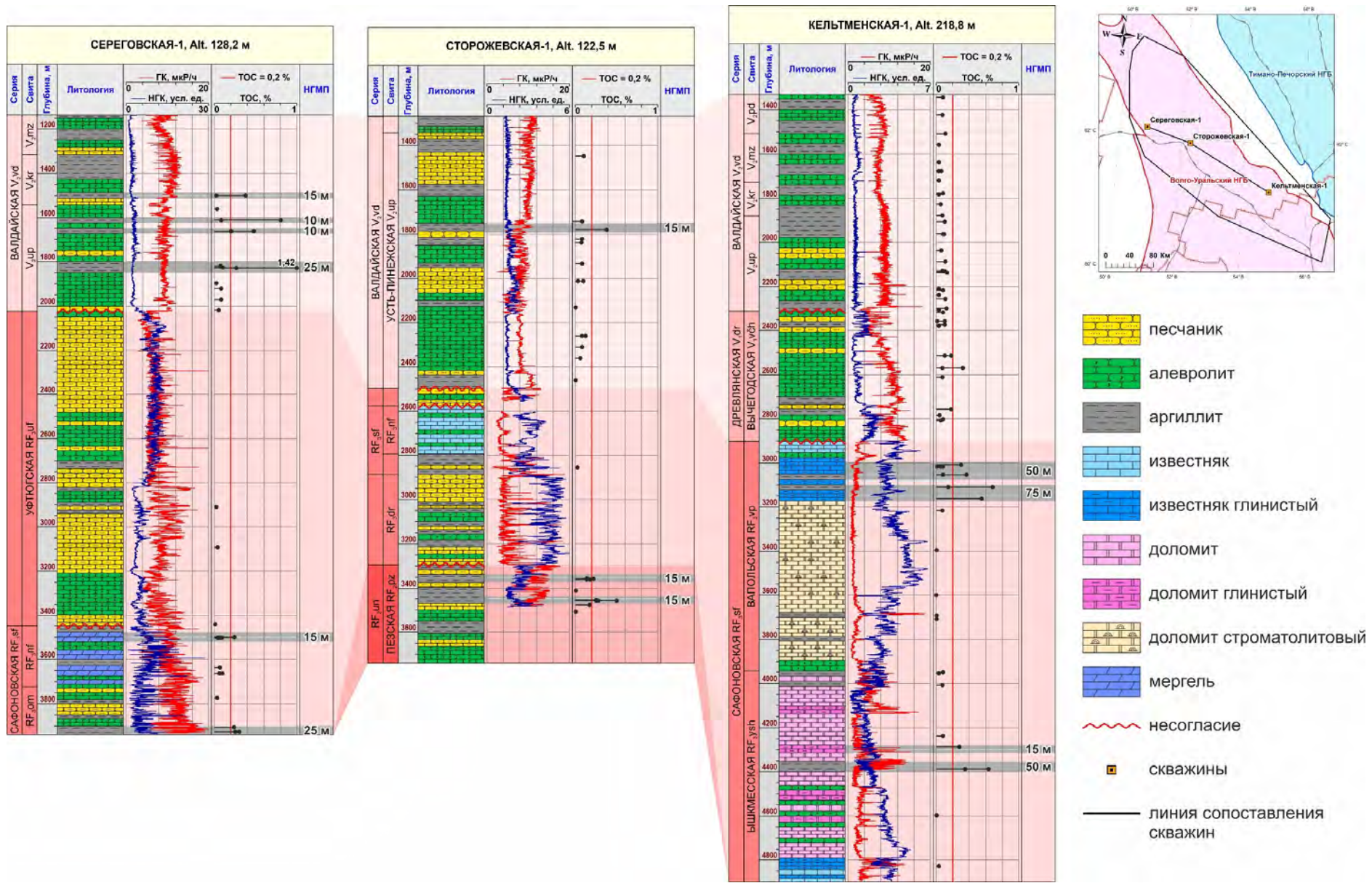


Рисунок 49 – Схема корреляции докембрийских отложений Вычегодского прогиба с выделенными пачками НГМП

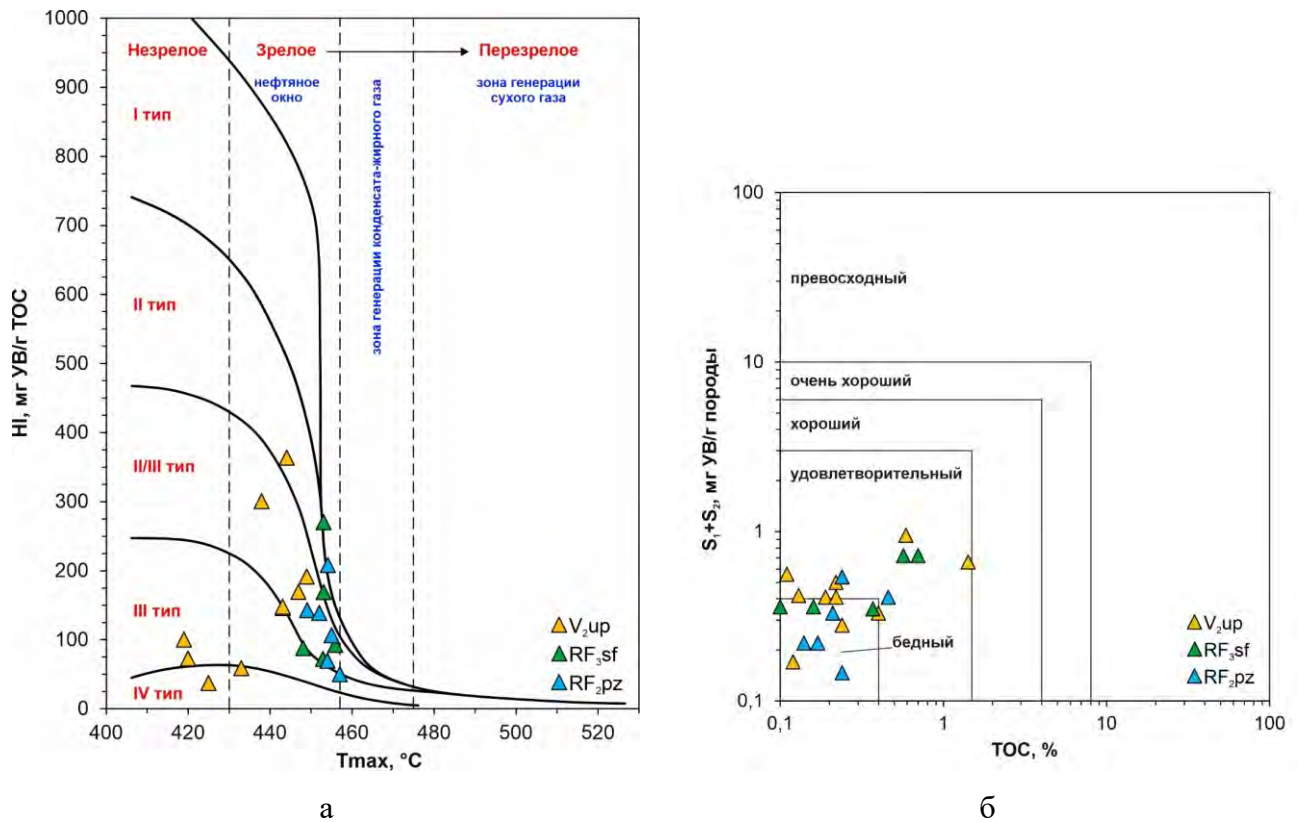


Рисунок 50 – Результаты анализа пиролитических данных ОБ рифей-вендских отложений: а) модифицированная диаграмма Ван-Кревелена; б) остаточный генерационный потенциал; названия стратиграфических подразделений см. на рисунке 47

Мощность усть-пинежской свиты колеблется от 429 до 1158 м, толщины НГМП достигают 15-60 м (Рисунок 49). Содержания ТОС варьируют от 0,13 до 0,59 (в единичных прослоях до 1,42 %), битуминозность пород низкая ($B_{\text{хл}} = 0,0001-0,04$ %). Генерационный потенциал невысокий (0,17-0,95 мг УВ/г породы). Породы относятся к классу бедных и удовлетворительных НГМП (Рисунок 50). Водородный индекс равен 37-364 мг УВ/г ТОС.

Аргиллиты котлинского горизонта не выполняют роль нефтегазоматеринской толщи, вследствие их невыдержанности и частого замещения алевролитами и песчаниками.

Важно отметить то, что рифей-вендский комплекс имеет большие мощности, на его долю приходится около 80 % разреза, что может свидетельствовать о существовании в прошлых геологических эпохах значительных масштабов нефтегазогенерации и аккумуляции УВ. Для решения этого вопроса требуются комплексные региональные исследования с применением современных технологий изучения осадочных бассейнов, которые могут дать ответы на вопросы, касающиеся истории нефтегазообразования в докембрийском комплексе изучаемого региона.

Палеозойские отложения

Основной нефтепроизводившей толщей в палеозое Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ выступает доманиковская высокоуглеродистая формация (Антоновская, 2016;

Кирюхина и др., 2013; Кирюхина и др., 2015; Фортунатова и др., 2021), но не исключена роль и других толщ.

В девонских отложениях в качестве НГМП рассматриваются аргиллиты и глинистые известняки **тиманского** и **саргаевского** горизонтов соответственно. Мощность НГМП в тиманских отложениях равна 2,50-7 м (Рисунок 51). Концентрации ТОС невысокие (0,19-0,68 %), выход $B_{\text{хл}}$ низкий (0,0001-0,12 %). Исходя из значений $HI = 59-321$ мг УВ/г ТОС, ОВ представлено II/III и III типами (Рисунок 52). Аргиллиты соответствуют классу удовлетворительных НГМП ($S_1+S_2 = 0,41-1,25$ мг УВ/г породы) (Рисунок 52). Толщины НГМП саргаевского горизонта колеблются от 5 до 10 м (Рисунок 51). Для глинистых известняков характерны содержания ТОС = 0,08-0,18 %, повышенная битуминозность ($B_{\text{хл}}$ до 0,31 %). Водородный индекс (100-400 мг УВ/г ТОС) указывает на наличие в породах ОВ смешанного II/III типа. НГМП бедные и удовлетворительные ($S_1+S_2 = 0,10-1,39$ мг УВ/г породы) (Рисунок 52).

Доманиковый горизонт как наиболее богатая с точки зрения генерационных свойств нефтематеринская толща. Общая мощность НГМП равна 5-15 м (Рисунок 51). Битуминозные глинисто-карбонатные породы доманикового горизонта характеризуются самыми высокими содержанием ТОС, которое колеблется в широком диапазоне от 0,23 до 11,69 %. Наибольшие концентрации зафиксированы в скважинах центральных районов Вычегодского прогиба, где широко развиты депрессионные фации. Отличительной чертой пород зачастую являются аномально высокая битуминозность ($B_{\text{хл}} = 0,0002-5$ %, среднее 0,23). Потенциал ОВ пород равен $S_1+S_2 = 0,6-94,49$ мг УВ/г породы, что позволяет отнести их к нефтематеринским толщам с превосходными генерационными свойствами (Рисунок 52). Кероген доманикового горизонта представлен II, II/III и частично I типами ($HI = 170-787$ мг УВ/г ТОС).

Выше по разрезу выделяются глинистые породы **верхнего франа** и **фамена**, развитые и достаточно хорошо изученные на юго-востоке региона. Нефтегазоматеринскими свойствами обладают аргиллиты и глинистые известняки с суммарной мощностью 5-25 м (Рисунок 51). Значения ТОС (0,14-1,63 %) и $B_{\text{хл}}$ (0,0002-0,46 %) ниже, чем в отложениях доманикового горизонта. ОВ пород с бедным и удовлетворительным генерационным потенциалом ($S_1+S_2 = 0,18-2,06$ мг УВ/г породы) (Рисунок 52). В породах преобладает ОВ смешанного II/III типа ($HI = 122-390$ мг УВ/г ТОС).

В каменноугольном комплексе наилучшими нефтегазоматеринскими отложениями выступают аргиллиты, часто углистые, **тульского горизонта** визейского яруса (общей мощностью от 5 до 10 м). Концентрации ОВ изменяются в широких пределах: от 0,18 до 17,21 %. Битуминозность пород невысокая ($B_{\text{хл}}$ в среднем 0,02 %). ОВ аргиллитов имеет генерационный потенциал от удовлетворительного до превосходного ($S_1+S_2 = 0,13-14,72$ мг УВ/г породы) (Рисунок 52). Кероген преимущественно II/III и III типа ($HI = 13-331$ мг УВ/г ТОС).

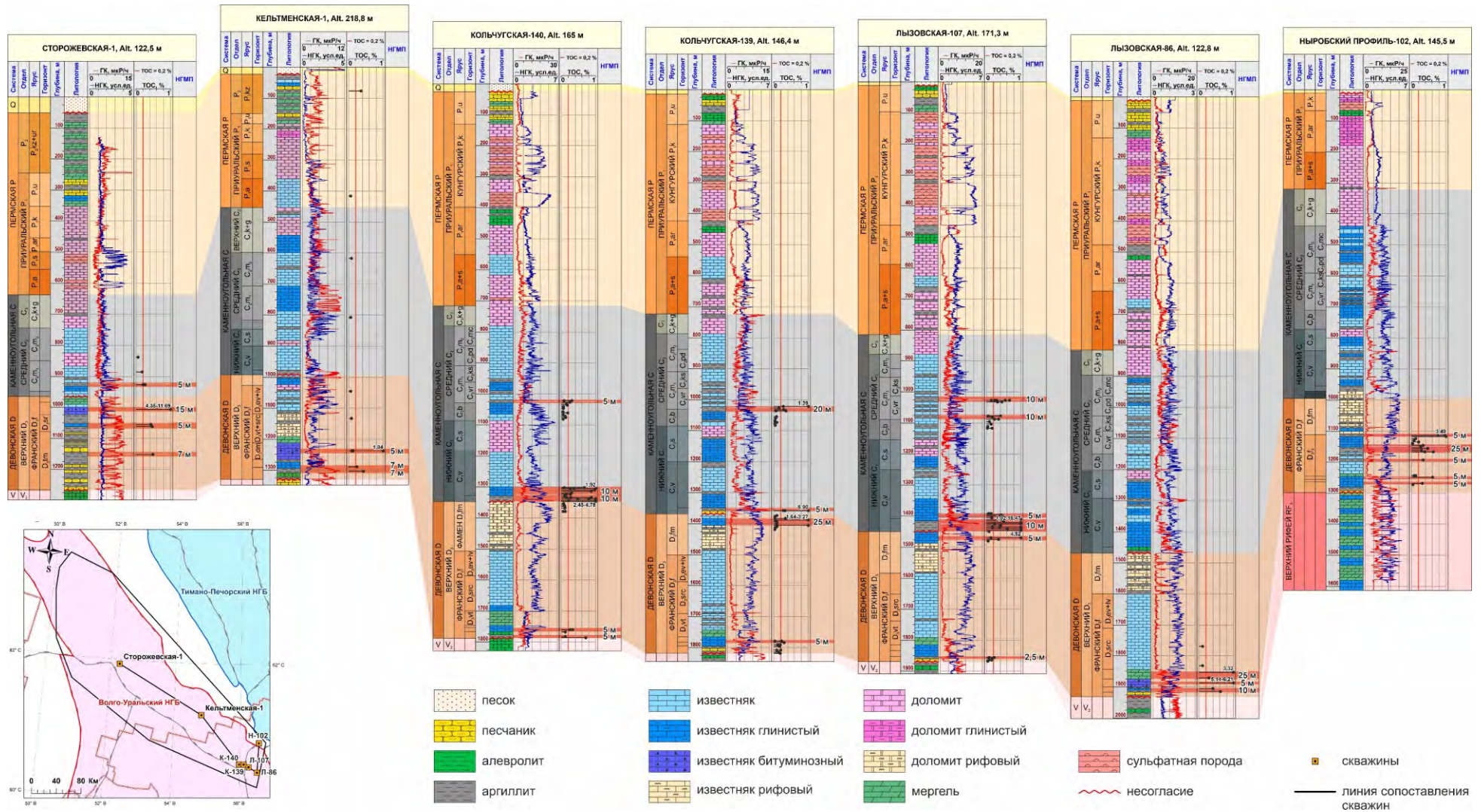


Рисунок 51 – Схема корреляции палеозойских отложений Вычегодского прогиба и сопряженных структур, с выделенными пачками НГМП

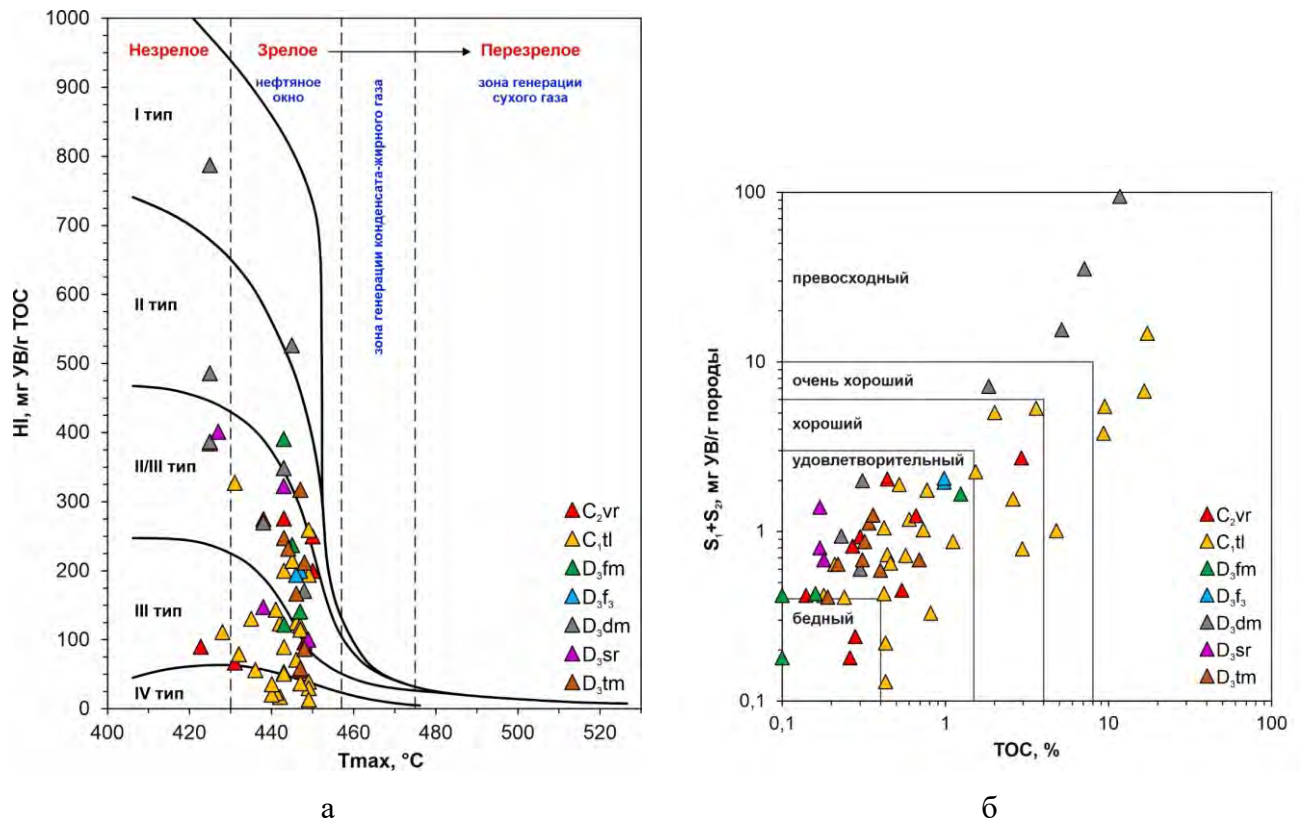


Рисунок 52 – Результаты анализа пиролитических данных ОВ палеозойских НГМП: а) модифицированная диаграмма Ван-Кревелена; б) остаточный генерационный потенциал; названия стратиграфических подразделений см. на рисунке 48

В отложениях среднекаменноугольного возраста роль нефтегазоматеринской толщи выполняют известковистые аргиллиты **верейского горизонта**. Толщины НГМП варьируют от 5 до 20 м (Рисунок 51). Породам свойственны следующие значения геохимических параметров: ТОС = 0,14-2,91 %, $B_{\text{хл}}$ в среднем 0,11 %. Более 50 % пород имеют удовлетворительный генерационный потенциал, редко выше ($S_1+S_2 = 0,18-2,72$ мг УВ/г породы) (Рисунок 52). ОВ аргиллитов представлено II/III и III типами ($HI = 52-279$ мг УВ/г ТОС).

В верхнекаменноугольных и пермских отложениях НГМП не прогнозируются ввиду отсутствия данных геохимических исследований.

3.4. Исходный генерационный потенциал ОВ

В результате изучения остаточного генерационного потенциала в осадочном чехле Вычегодского прогиба выделяются следующие НГМП:

- аргиллиты пезской свиты среднего рифея;
- аргиллиты, глинистые известняки и доломиты, мергели оменской и няфтинской свит сафоновской серии верхнего рифея;
- аргиллиты усть-пинежской свиты верхнего венда;

- аргиллиты тиманского горизонта;
- глинистые известняки саргаевского горизонта;
- битуминозные глинисто-карбонатные породы доманикового горизонта;
- аргиллиты и глинистые известняки верхнефранского подъяруса и фаменского яруса;
- аргиллиты, часто углистые, тульского горизонта;
- аргиллиты верейского горизонта (.

Для уточнения выделанных НГМП проведена реконструкция их исходных (палеогеохимических) генерационных характеристик ОВ. В рамках дальнейшего прогнозирования нефтегазоносности данная задача является определяющей, так как ее решение позволяет оценить начальный потенциал ОВ НГМП изучаемого объекта.

Рифей-вендские отложения

По данным расчетов, аргиллиты пезской свиты среднего рифея до начала генерации УВ содержали 0,24-0,87 % органического углерода. Их исходный водородный индекс варьировал от 225 до 500 мг УВ/г ТОС⁰. Начальный потенциал S₂⁰ составлял 0,76-2,27 мг УВ/ г породы, что соответствует классу удовлетворительных НГМП (Рисунок 53).

Глинистые отложения сафоновской серии верхнего рифея имели исходные концентрации ТОС⁰ в диапазоне 0,19-1,32 % и значения НГ⁰ от 236 до 550 мг УВ/г ТОС⁰. Начальный генерационный потенциал этих пород был удовлетворительным и хорошим (S₂⁰ = 1,04-3,16 мг УВ/ г породы) (Рисунок 53).

Аргиллиты усть-пинежской свиты до вступления в ГЗН содержали ОВ в количестве от 0,13 до 1,49 %. Их значения НГ⁰ изменялись в широком диапазоне от 37 до 470 мг УВ/г ТОС⁰. Начальный генерационный потенциал ОВ пород соответствует удовлетворительному (S₂⁰ = 0,13-1,91 мг УВ/г породы) (Рисунок 53).

Анализируя графики (Рисунок 53, 54), виден контраст между остаточным и исходным генерационным потенциалом ОВ рифей-вендских НГМП, говорящий о высокой доле преобразованности керогена в УВ. Рифей-вендские НГМП по содержанию органического углерода принадлежат к группам субдоманикоиды и доманикоиды, согласно классификации (Систематика..., 1998). Построенные диаграммы (Рисунок 53, 54) указывает на то, что обогащенные ОВ рифей-вендские толщи являются нефтепроизводившими породами.

Палеозойские отложения

Палеогеохимические параметры ОВ (ТОС⁰ и НГ⁰) глинистых отложений тиманского горизонта имели значения в пределах 0,23-0,78 % и 90-465 мг УВ/г ТОС⁰ соответственно. НГМП характеризовались удовлетворительным генерационным потенциалом (S₂⁰ изменяется в диапазоне от 0,65 до 3,07 мг УВ/г породы) (Рисунок 55).

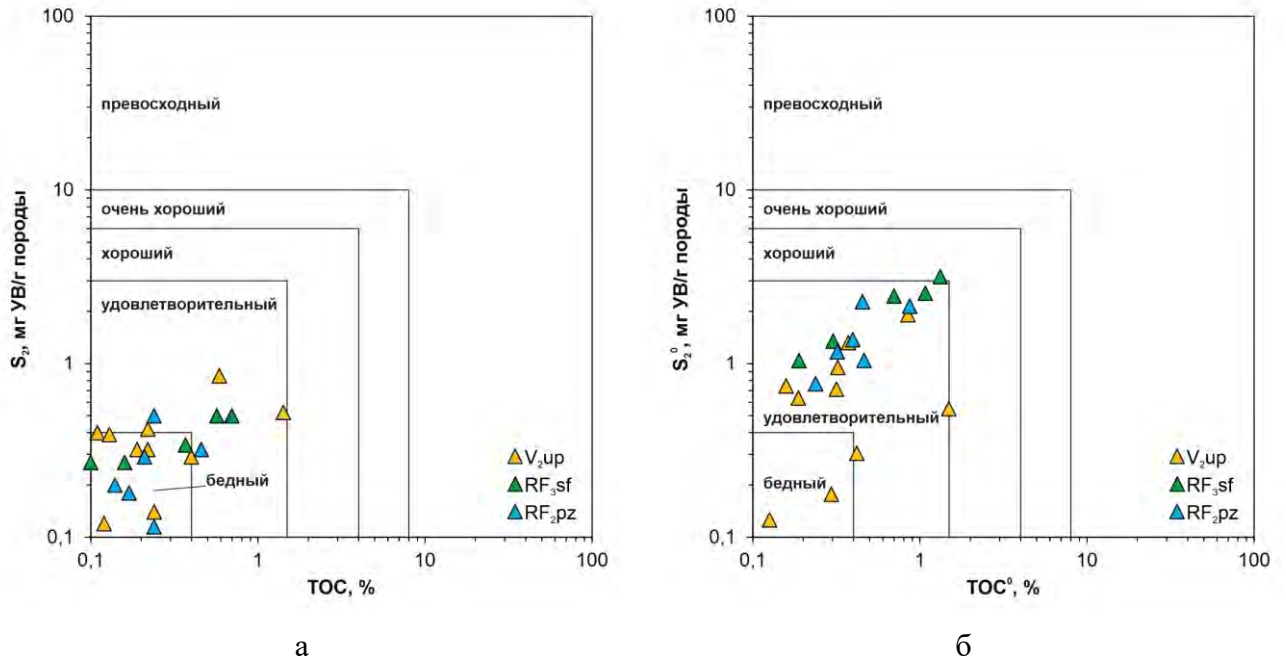


Рисунок 53 – Генерационный потенциал ОВ рифей-вендских отложений: а) остаточный; б) исходный; названия стратиграфических подразделений см. на рисунке 47

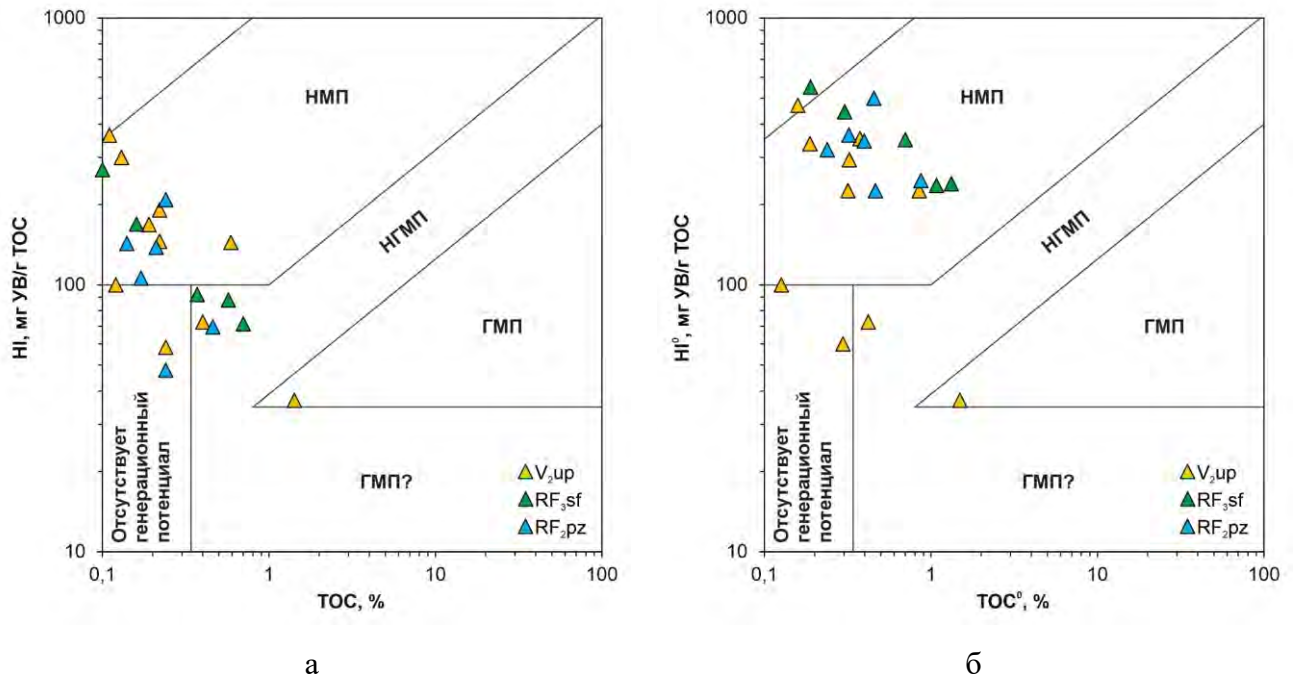


Рисунок 54 – Диаграмма зависимости HI от TOC ОВ рифей-вендских отложений: а) при остаточном и б) исходном генерационном потенциале; НМП – нефтематеринская порода, НГМП – нефтегазоматеринская порода, ГМП – газоматеринская порода; названия стратиграфических подразделений см. на рисунке 47

Исходные геохимические показатели ОВ глинистых известняков саргаевского горизонта ниже относительно ОВ отложений тиманского горизонта: $TOC^0 = 0,1-0,25 \%$, $HI^0 = 175-410$ мг

УВ/г ТОС⁰. НГМП по качеству классифицируются как бедные и удовлетворительные ($S_2^0 = 0,24-1,03$ мг УВ/г породы) (Рисунок 55).

Битуминозным глинисто-карбонатным породам доманикового горизонта свойственны самые высокие исходные геохимические параметры ОВ: ТОС⁰ = 0,32-11,81 %, НГ⁰ = 305-787 мг УВ/г ТОС⁰. Согласно восстановленным значениям генерационного потенциала ($S_2^0 = 0,76-94,49$ мг УВ/г породы) НГМП характеризуются преимущественно очень хорошие и превосходные (Рисунок 55).

Верхнефранские и фаменские глинистые пачки пород обладали относительно отложений доманикового горизонта более низким начальным потенциалом ОВ. Исходные геохимические показатели ОВ имели следующие значения: ТОС⁰ = 0,14-1,63 и НГ⁰ = 180-490 мг УВ/г ТОС⁰. НГМП соответствуют классу удовлетворительных и хороших ($S_2^0 = 0,39-5,37$ мг УВ/г породы) (Рисунок 55).

Кероген углисто-глинистых отложений тульского горизонта наряду с доманиковой высокоуглеродистой формацией имеет высокие показатели исходного генерационного потенциала. Начальные значения содержания ОВ изменялись от 0,26 до 18,61 %, а водородного индекса – от 22 до 430 мг УВ/г ТОС⁰. Восстановленный потенциал ОВ изменяется от удовлетворительного до превосходного ($S_2^0 = 0,13-14,73$ мг УВ/г породы) (Рисунок 55).

ОВ глинистых пород верейского горизонта обладало следующими палеогеохимическими параметрами: ТОС⁰ = 0,19-3 % и НГ⁰ = 70-457 мг УВ/г ТОС⁰. Исходный потенциал пород определяется как бедный, удовлетворительный и хороший ($S_2^0 = 0,23-3,22$ мг УВ/г породы) (Рисунок 55).

В отличие от рифей-вендских НГМП, у которых видно существенное различие между остаточным и начальным генерационным потенциалом ОВ, палеозойские НГМП исчерпали только малую долю исходного потенциала (Рисунок 55, 56), либо же их генерационные свойства ОВ только сложились и готовы к реализации. В связи с чем содержащие ОВ палеозойские отложения стоит рассматривать как нефтегазопроизводившие и потенциальные нефтегазоматеринские толщи. Так, например, чисто нефтематеринскими породами являются битуминозные глинисто-карбонатные породы доманикового горизонта. Углисто-глинистые отложения тульского горизонта определяются как газоматеринские, но также способны генерировать и жидкие УВ.

Обобщенные результаты восстановления исходных геохимических характеристик ОВ НГМП представлены в таблице 3, согласно которой получен вывод, что среди докембрийских нефтегазопроизводивших толщ наиболее лучшими по качеству ОВ являются породы пезской свиты и сафоновской серии рифея. Среди палеозойских НГМП наиболее высоким исходным генерационным потенциалом характеризуется ОВ отложений доманикового горизонта.

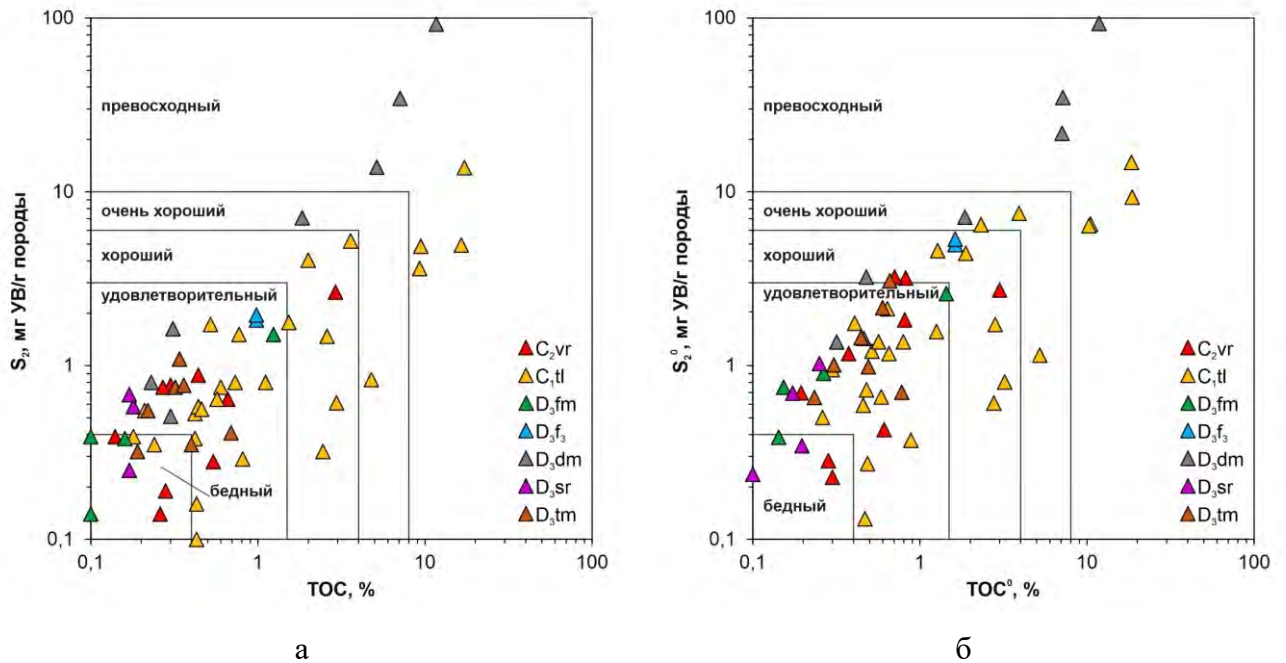


Рисунок 55 – Генерационный потенциал ОВ палеозойских отложений: а) остаточный; б) исходный; названия стратиграфических подразделений см. на рисунке 48

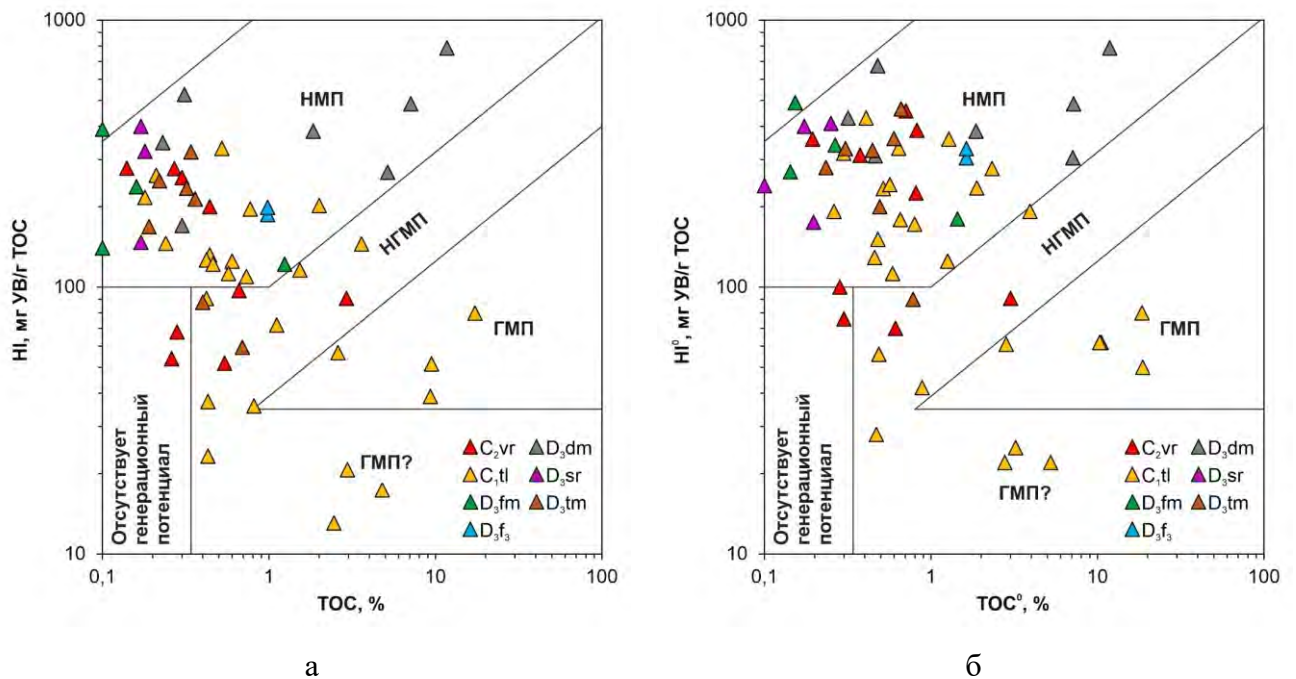


Рисунок 56 – Диаграмма зависимости HI от TOC ОВ палеозойских отложений: а) при остаточном и б) исходном генерационном потенциале; НМП – нефтематеринская порода, НГМП – нефтегазоматеринская порода, ГМП – газоматеринская порода; названия стратиграфических подразделений см. на рисунке 48

Таблица 3 – Статистические данные геохимических характеристик ОБ НГМП осадочного чехла Вычегодского прогиба

НГМП	Литология	Мощность, м	Тип ОБ	Остаточный генерационный потенциал												Исходный генерационный потенциал											
				ТОС, %				НП, мг УВ/г ТОС				S ₂ , мг УВ/г породы				ТОС ⁰ , %				НП ⁰ , мг УВ/г ТОС				S ₂ ⁰ , мг УВ/г породы			
				min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md	min	max	\bar{x}	md
C ₂ vr	Аргиллиты	5-20	II/III, III	0,14	2,91	0,64	0,3	52	279	153	97	0,14	2,64	0,74	0,64	0,19	3	0,79	0,61	70	457	231	225	0,23	3,22	1,53	1,17
C ₁ tl	Аргиллиты, часто углистые	5-10	II/III, III	0,18	17,21	2,99	0,77	13	331	108	110	0,1	13,74	1,91	0,75	0,26	18,81	3,33	0,88	22	430	155	129	0,13	14,73	2,92	1,37
D ₃ f ₃ -fm	Аргиллиты и глинистые известняки	5-25	II/III	0,10	1,24	0,59	0,57	122	390	213	193	0,14	1,95	1,03	0,95	0,14	1,63	0,88	0,85	180	490	319	318	0,39	5,37	2,49	1,75
D ₃ dm	Кремнисто-глинисто-карбонатные породы	5-15	II, II/III	0,23	11,69	3,8	1,84	170	787	424	384	0,51	92	21,46	7,06	0,32	11,81	4,17	1,86	305	787	482	430	1,36	92,92	23,21	7,13
D ₃ sr	Глинистые известняки	5-10	II/III	0,08	0,18	0,15	0,17	100	400	242	235	0,08	0,68	0,4	0,42	0,1	0,25	0,18	0,19	175	410	306	320	0,24	1,03	0,58	0,52
D ₃ tm	Аргиллиты	2,50-7	II/III	0,19	0,69	0,36	0,34	59	321	191	214	0,32	1,09	0,61	0,55	0,23	0,78	0,5	0,49	90	465	293	325	0,65	3,07	1,43	1,01
V ₂ up	Аргиллиты	15-60	II	0,11	1,42	0,36	0,22	37	364	158	145	0,12	0,85	0,38	0,36	0,13	1,49	0,45	0,32	37	430	217	225	0,13	1,91	0,74	0,67
RF ₃ sf RF ₃ mf RF ₃ om	Аргиллиты, глинистые известняки и доломиты, мергели, углеродистые сланцы	40-200 и более	II	0,1	0,7	0,38	0,37	71	270	138	92	0,27	0,5	0,38	0,34	0,19	1,32	0,72	0,7	236	550	364	350	1,04	3,16	2,11	2,45
RF ₂ pz	Аргиллиты, углеродистые сланцы	до 200	II	0,14	0,46	0,24	0,23	48	208	119	122	0,12	0,5	0,27	0,25	0,24	0,87	0,46	0,43	225	500	334	334	0,76	2,27	1,46	1,27

Примечания: min – минимальное значение; max – максимальное значение; \bar{x} – среднее значение; md – медиана.

3.5. Катагенетическая зональность разреза

Анализ катагенетической зональности осадочного чехла Вычегодского прогиба и сопряженных структур выполнен по разрезу снизу вверх.

Рифей-вендские отложения

Согласно пиролитическим данным установлено, что ОВ отложений пезской свиты и сафоновской серии рифея катагенетически преобразовано до градаций МК₂-МК₄ ($T_{\max} = 449-457$ °С), то есть НГМП расположены в ГЗН и ГЗГ. Одновозрастные породы рифея в разрезах Тиманской гряды преобразованы до стадии глубинного катагенеза, либо слабометаморфизованы (Оловянишников, 1997) вследствие формирования байкальского фундамента Тимано-Печорской плиты.

Катагенетическая преобразованность ОВ усть-пинезской свиты верхнего венда варьирует в пределах градаций от ПК₃ до МК₃ ($T_{\max} = 419-449$ °С), что свойственно катагенетически незрелой стадии ОВ и ГЗН. Анализ элементного состава ОВ вендских отложений в целом подтверждает полученный вывод (Таблица 4).

Таблица 4 – Элементный состав и зрелость ОВ рифейских и вендских отложений

Свита/горизонт	Элементы ОВ			Катагенез
	С	Н	О+N+S	
котлинский (V _{2kt})	75-81	11-12	7-14	МК ₁ -МК ₂
усть-пинезская (V _{2up})	72-85	11-13	3-17	МК ₁ -МК ₃
няфтинская (RF _{3nf})	78-84	10-12	4-10	МК ₂ -МК ₃
оменская (RF _{3om})	80-83	11-13	4-9	МК ₂ -МК ₃

Палеозойские отложения

Данные пиролитических исследований и элементного состава ОВ (Таблица 5) показывают, что катагенетическая преобразованность ОВ палеозойских толщ на большей территории Вычегодского прогиба (Сереговская, Сторожевская, Аныбская, Кельтменская площади) соответствует низким градациям катагенеза ($T_{\max} < 430$ °С, ПК₂-ПК₃).

Таблица 5 – Элементный состав и зрелость ОВ палеозойских отложений

Отдел/горизонт	Элементы ОВ, %			Катагенез
	С	Н	О+N+S	
верхний карбон (C ₃)	70-75	6-9	17-23	ПК ₂ -ПК ₃
верейский (C _{2vr})	74	6	20	ПК ₂ -ПК ₃
тульский (C _{1tl})	77-80	7-10	13-14	МК ₁ -МК ₂
доманиковский (D _{3dm})	75-80	7-10	10-17	МК ₁ -МК ₂

Тем не менее в юго-восточной части Вычегодского прогиба и на сопряженных структурах катагенетическая зональность отложений приобретает иной характер. На этом

участке палеозойские породы, содержащие ОВ, достигли «нефтяного окна» (МК₁-МК₂), что позволяет отнести данную территорию к наиболее перспективным с точки зрения нефтеобразования.

Уровень катагенеза в отложениях, в частности, тиманского, саргаевского и доманикового горизонтов, верхнефранского подъяруса и фаменского яруса верхнего девона колеблется от ПК₃ до МК₂ ($T_{\max} = 425-449$ °С). Данные замеров ОСВ ($R_o = 0,5-0,78$ %) и элементного состава ОВ (Таблица 5) указывают на то, что породы верхнедевонского возраста в скважинах зоны сочленения Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии вошли в ГЗН. Отложения каменноугольного возраста на данном участке так же, как и девонского, достигли ГЗН. Породы нижнего карбона согласно пиролитическим данным ($T_{\max} = 428-449$ °С), показателю ОСВ ($R_o = 0,48-0,73$ %) и элементному составу ОВ (Таблица 5) катагенетически преобразованы до стадий МК₁-МК₂. Катагенез отложений среднего карбона соответствует градациям, изменяющимся от ПК₃ до МК₂ ($T_{\max} = 422-450$ °С). Отложения верхнего карбона и перми в настоящее время залегают на глубинах, соответствующих низким стадиям катагенеза.

С целью прослеживания регионального распределения катагенеза по разрезу и площади Вычегодского прогиба построены графики изменения пиролитического параметра T_{\max} с глубиной. При их построении использованы размерности катагенетической шкалы, предложенные в работах ученых (Баженова и др., 2008; Вассоевич и др., 1976; Ступакова и др., 2023). Согласно этим размерностям получена единая конфигурация линии нарастания катагенеза ОВ с глубиной, которая была сопоставлена с точками замеров параметра T_{\max} в скважинах.

Из полученных графиков видно, что современные границы стадий катагенеза расположены на ряде площадей изучаемого объекта на разных глубинах (Рисунок 57). Так, верхняя граница ГЗН колеблется от 700 до 1750 м, а нижняя – от 2950 до 4000 м. Воздымание глубин стадий катагенеза происходит в сторону Предуральяского краевого прогиба.

Современная катагенетическая зональность разреза Вычегодского прогиба напрямую связана с его историей геологического развития, которая сопровождалась этапами стабильного погружения осадочных комплексов, так и этапами структурных перестроек. Для подробного анализа текущей проблемы было выполнено бассейновое моделирование эволюции глубинной зональности катагенеза по композитному профилю, а также построение палеотектонических схем. Линия профиля выбрана таким образом, чтоб наиболее полно рассмотреть геологическое строение территории исследования и учесть наибольшее количество скважин, по которым имеются геохимические данные и выполнена оценка степени катагенетической зрелости ОВ. При подготовке палеотектонических схем использовались материалы из Атласа литолого-палеогеографических карт (Атлас..., 1967-1975). Кроме того, проведен анализ современной мощности стратиграфических подразделений по скважинным данным.

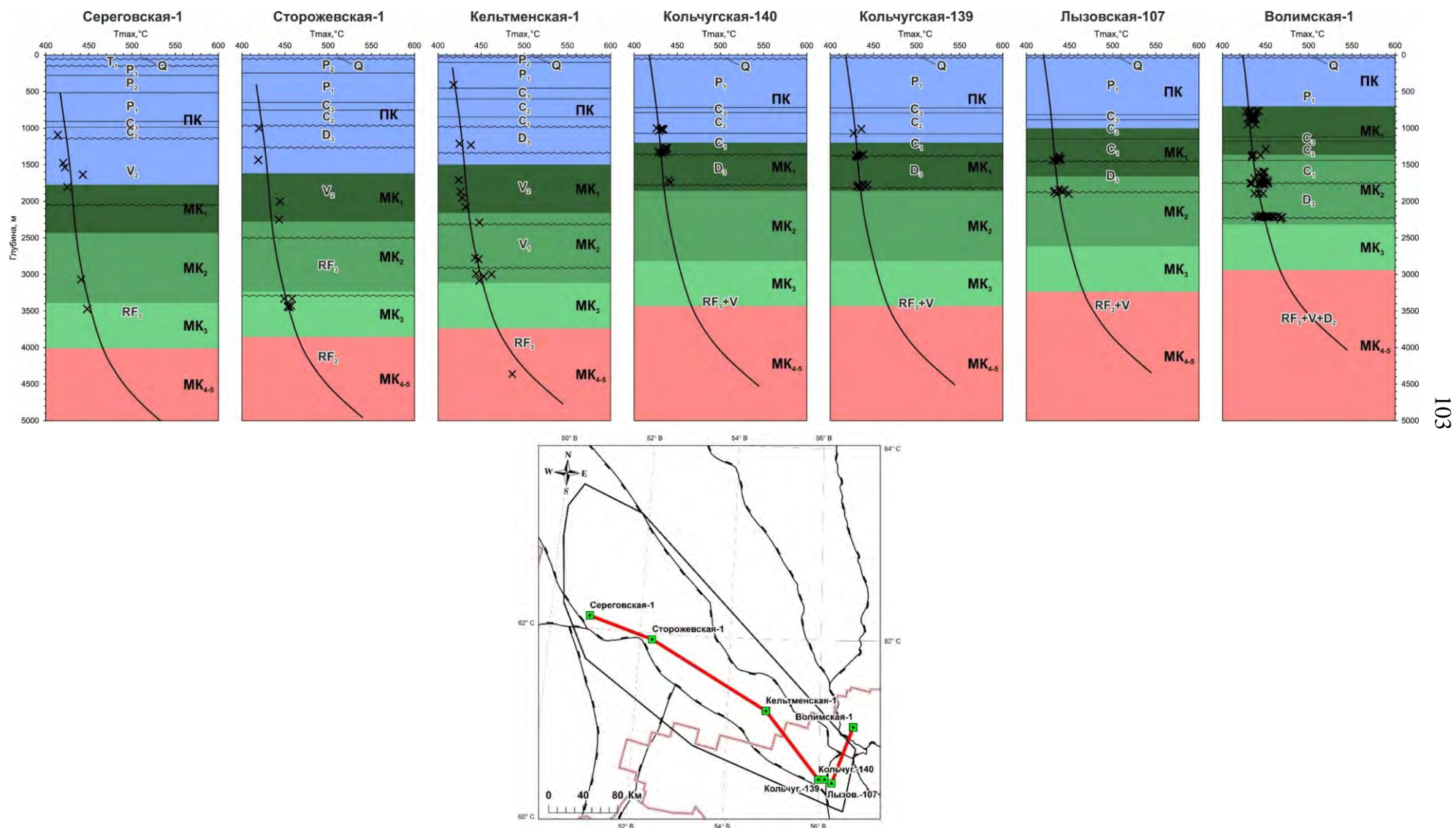


Рисунок 57 – Схема возрастания стадий катагенеза ОБ с глубиной

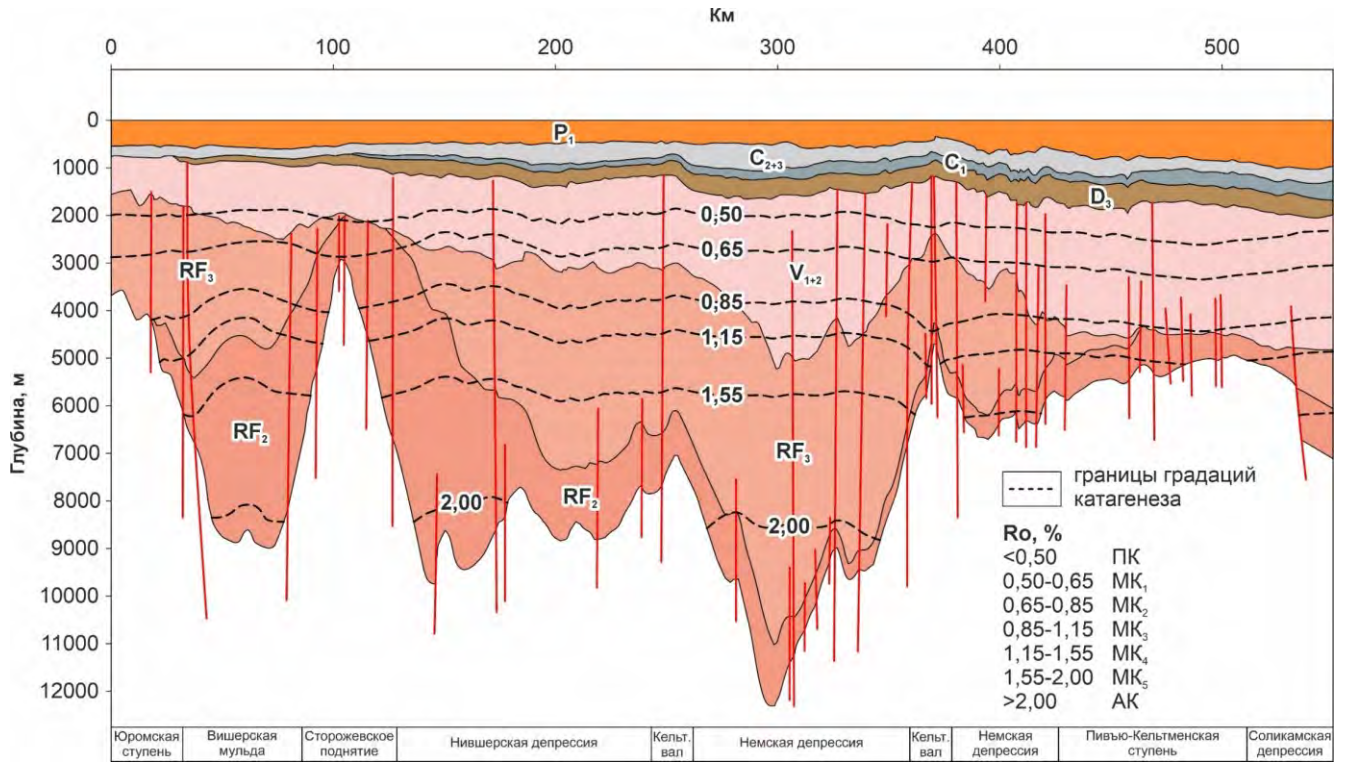
Формирование современной глубинной зональности катагенеза отражено на палеопрофилях (Рисунок 58) и рассматривается с ранней эпохи пермского периода по настоящее время.

В ранней перми на территории исследования продолжалось унаследованное от девонского и каменноугольного периодов погружение осадочного бассейна (Рисунок 59). Согласно расчетам Т.К. Баженовой и др. (2013) температурный градиент на то время составлял около $4\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Если принять термическую границу между стадиями катагенеза ПК₃ и МК₁ за температуру, равной $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ (по Вассоевичу, 1986), то верхняя граница ГЗН соответствовала отметке $\sim 2000\text{ м}$. В ГЗН располагались преимущественно породы вендского возраста, а в ГЗГ – рифейского. Палеозойский комплекс имел небольшую мощность, которая варьировала от 800 до 2100 м. В связи с чем палеозойские отложения, содержащие ОВ, не смогли достичь глубин с благоприятной температурой для начала нефтеобразования (Рисунок 58, а).

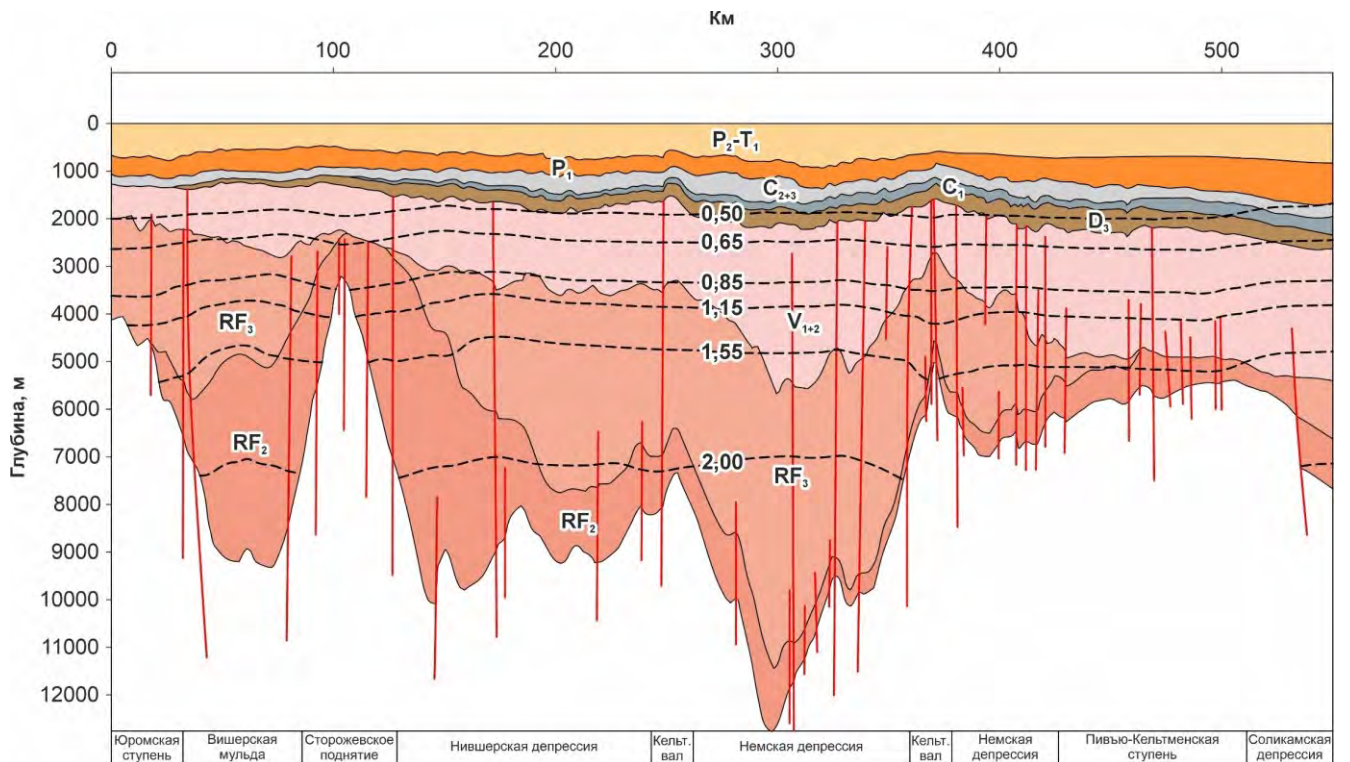
В средней-поздней перми осадочный бассейн продолжал погружаться за счет сноса обломочного материала со стороны Уральского орогена и достиг максимальной мощности к концу раннего триаса. Было дополнительно накоплено около 600-800 метров отложений (Рисунок 59). Позднепермско-триасовый период, по мнению многих ученых, отличался кратковременным по геологическим меркам (до 10 млн. лет) повышением температуры недр. Это было вызвано усиленным глубинным тепловым потоком, который, в свою очередь, был обусловлен тектонической активностью Тиманской гряды (Сергиенко, 1983), процессами орогенеза Уральской геосинклинали и шарьяжно-надвиговыми процессами, происходившими во внутренней зоне Предуральского краевого прогиба (Беляева и др., 2004; Зинченко, 2017; Сиротенко и др., 2003; Сиротенко и др., 2005; Шаргородский, 1987). Согласно данным С.И. Сергиенко (1992) и В.А. Митрейкиной (1985) палеотепловой поток на рубеже пермского и триасового периодов на территории исследования мог повышаться до $65\text{ мВт}/\text{м}^2$ и выше.

Таким образом, за счет максимального погружения осадочного бассейна в пермско-триасовый период и дополнительного прогрева недр из-за повышенного теплового потока, произошло значительное расширение площади пород, которые вошли в ГЗН (Рисунок 58, б). Особенно это коснулось верхнедевонско-каменноугольных отложений в палеозойских отрицательных структурах, распространенных вдоль Тимана и в зоне сочленения Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии. Границы стадий катагенеза имели преимущественно субгоризонтальный характер залегания (Рисунок 58, б).

Средне-позднетриасовая эпоха характеризовалась перерывом в осадконакоплении и снижением температуры недр.

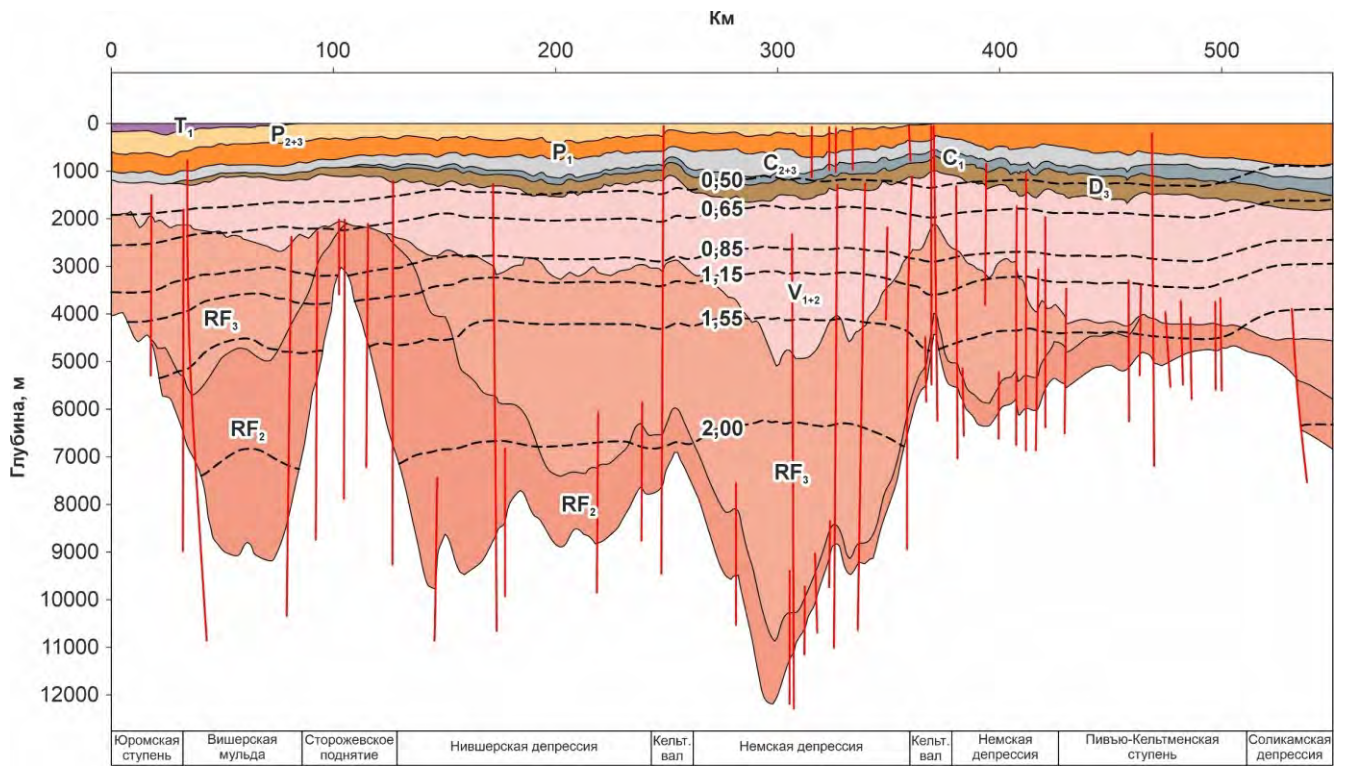


а

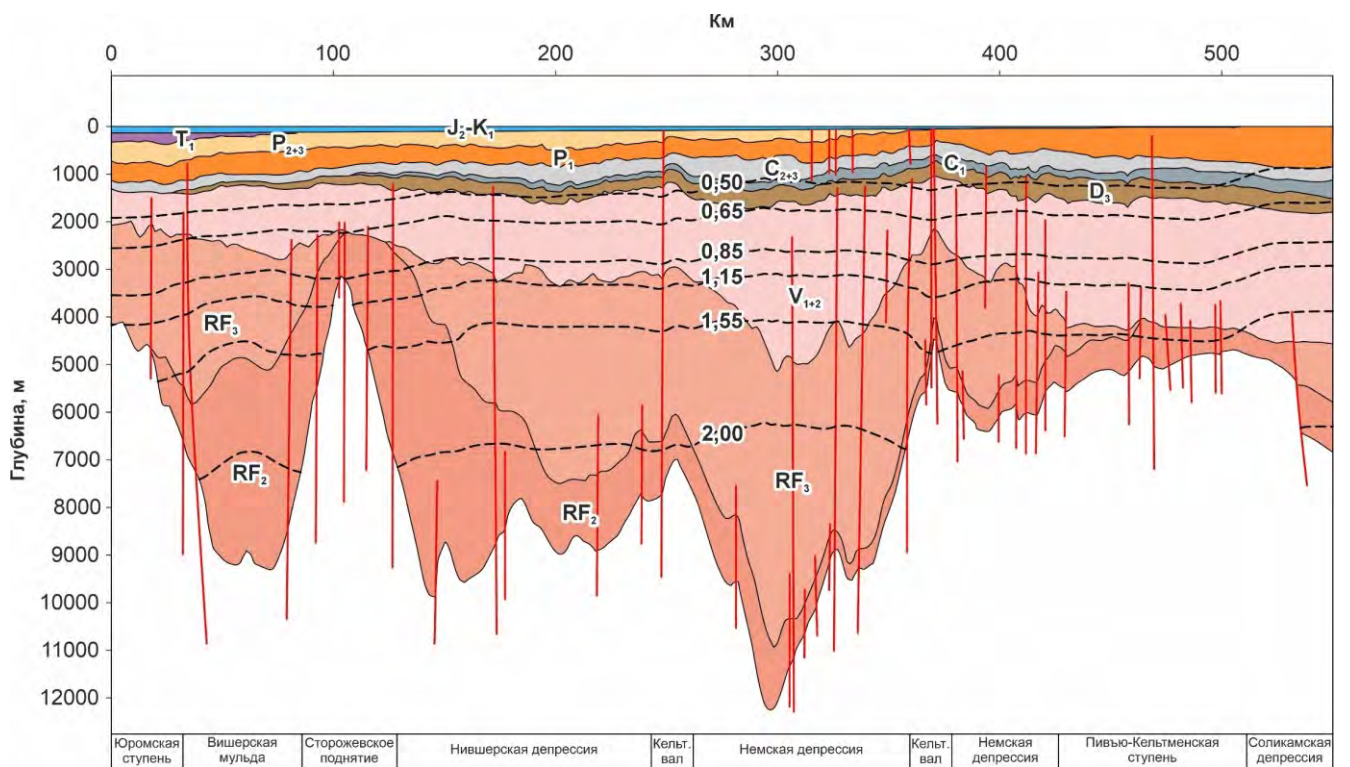


б

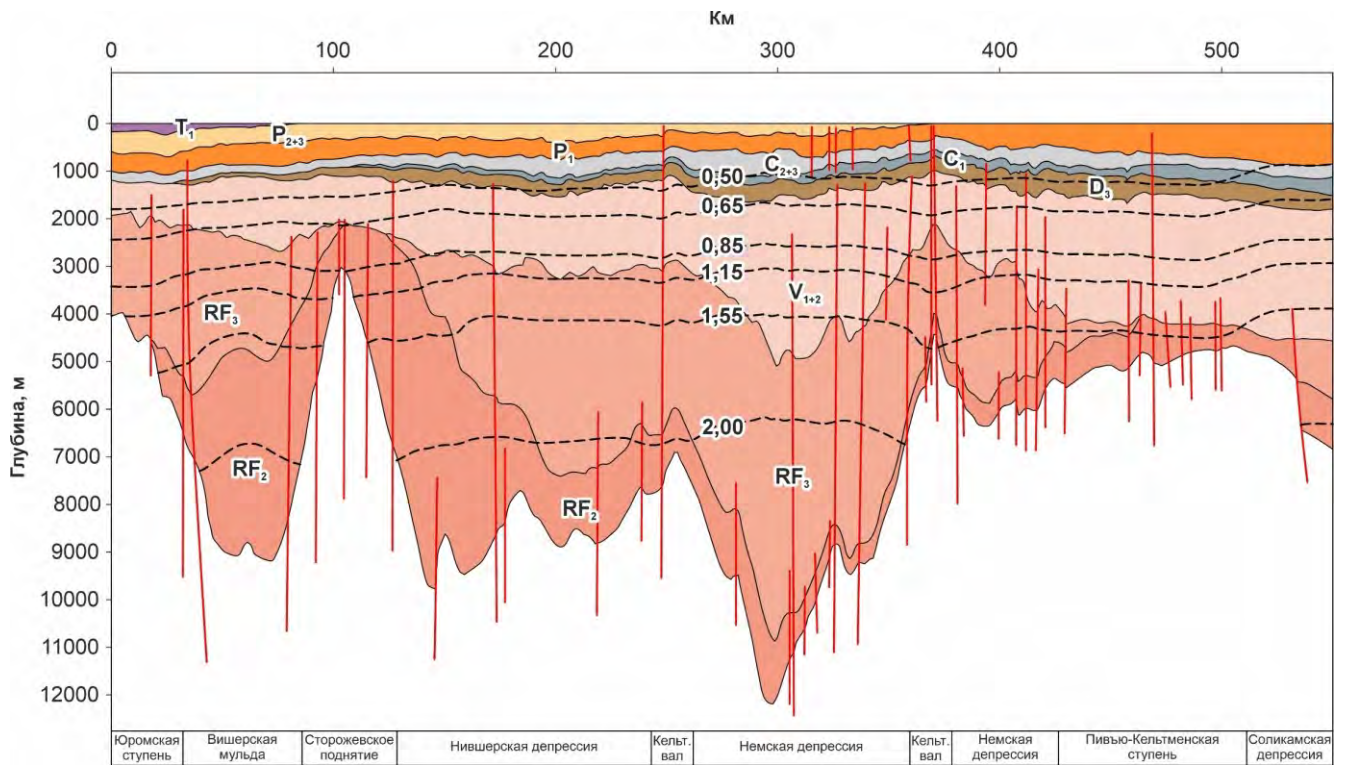
Рисунок 58 – Палеотектонические реконструкции с зональностью катагенеза: а) на конец ранней перми; б) на конец позднего триаса; в) на конец ранней юры; г) на конец раннего мела; д) на начало кватерта; е) современное строение



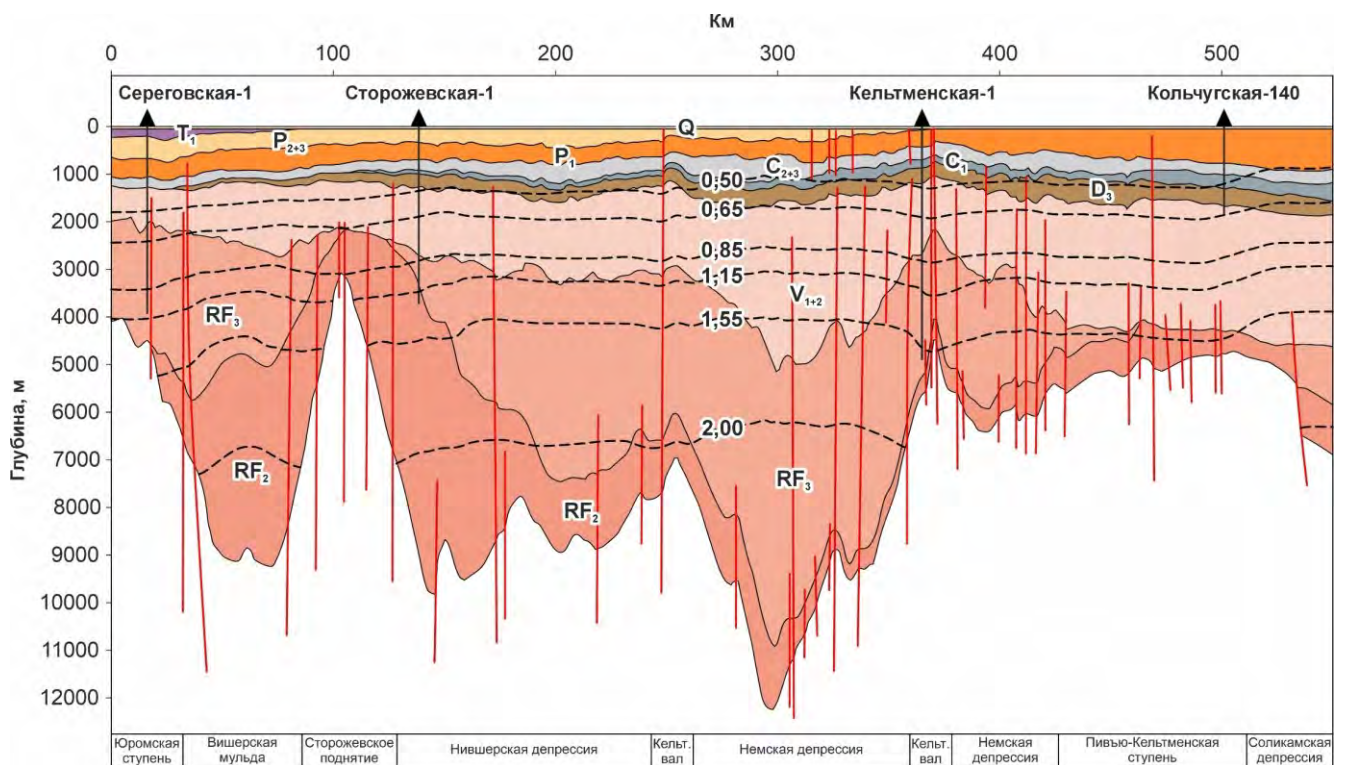
В



Г



Д



е

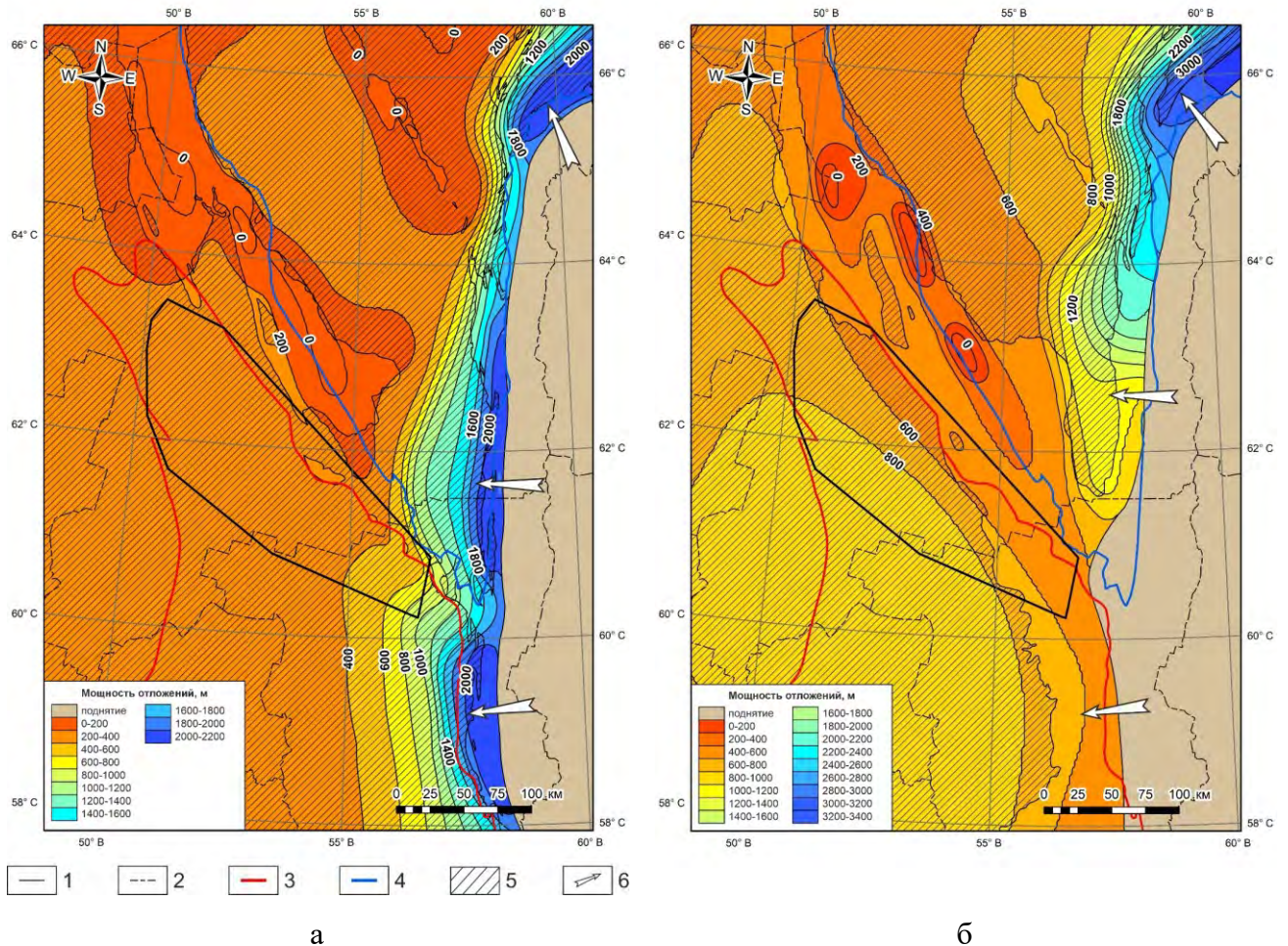


Рисунок 59 – Палеотектонические схемы: а) ранней перми и б) средней перми-раннего триаса: 1 – изопахиты; 2 – административные границы; 3 – границы Волго-Уральского НГБ; 4 – границы Тимано-Печорского НГБ; 5 – области присутствия отложений соответствующего возраста; 6 – направления сноса обломочного материала

С конца позднего триаса по раннюю юру включительно осадочный бассейн претерпел структурную перестройку под действием завершающихся позднегерцинско-кimmerийских тектонических движений. В это время на Тимане происходит активизация высокоамплитудных (до 1000 м) тектонических движений по разломам допалеозойского и палеозойского заложения со взбросо-надвиговыми перемещениями блоков (Гецен, 1987). Влияние Урала заключалось в механическом боковом давлении на восточную окраину Предуральского краевого прогиба, что выразилось в формировании складчато-надвиговых и покровных структур на западном склоне Урала и во внутреннем борте прогиба (Белякова и др., 2008). В результате блоковых движений на Тимане и боковом давлении Урала осадочный бассейн подвергся дифференцированному региональному подъему, а слабые и пластичные толщи верхней части разреза (частично верхнепалеозойские и мезозойские) были размыты (Рисунок 58, в). В результате эрозии

отложений границы стадий катагенеза ОВ приобрели разную глубину залегания. Верхняя граница ГЗН была неравномерно приподнята до отметок 800-1900 м, а нижняя – до 3100-4200 м.

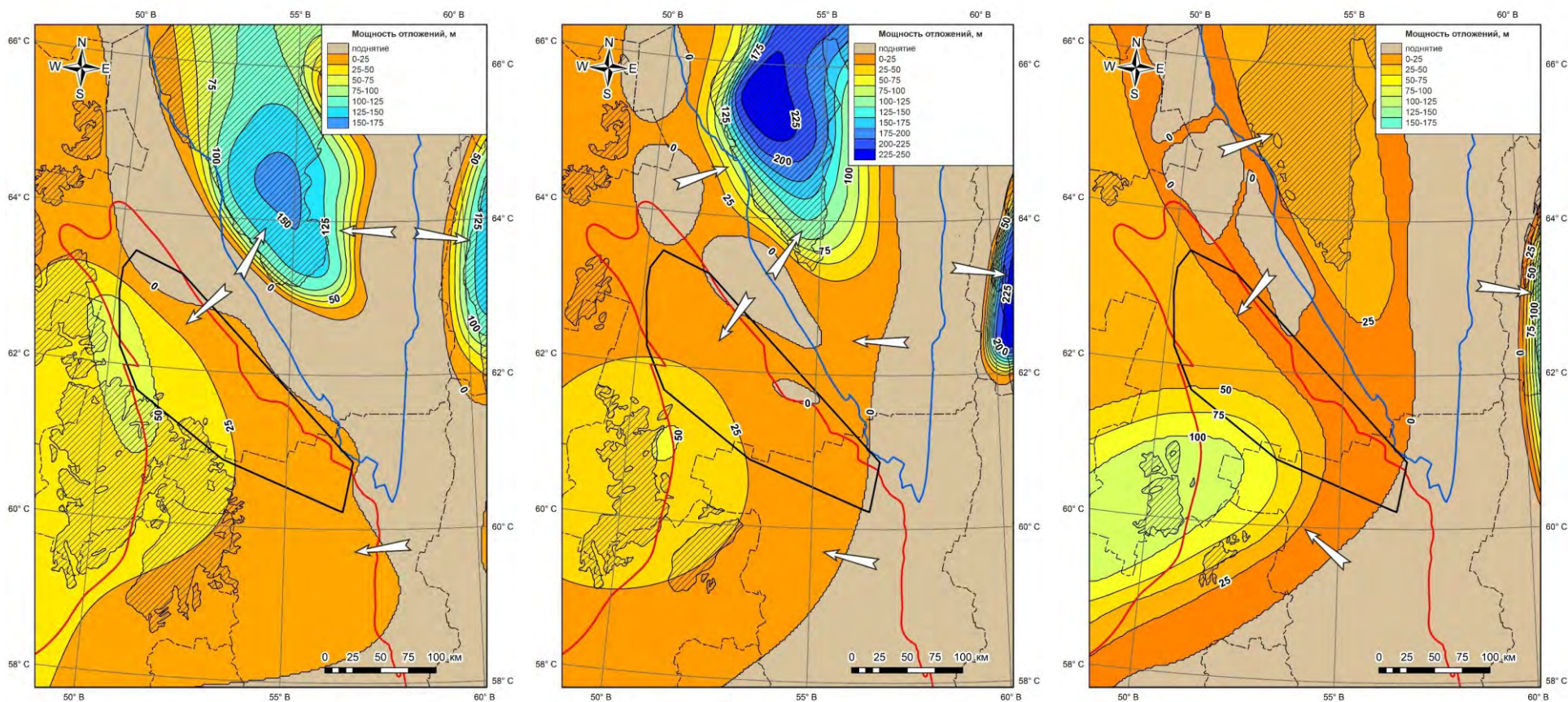
Среднеюрско-раннемеловая эпоха была последним периодом погружения осадочного бассейна. Согласно палеотектоническим схемам (Рисунок 60), общая мощность накопленных среднеюрско-раннемеловых отложений составила в диапазоне от 0 до 168 м. В отличие от пермско-триасового периода, когда основная зона погружения находилась на востоке и юго-востоке, на юрско-раннемеловом этапе участки прогибания располагались в западной и юго-западной частях Вычегодского прогиба. Вероятно, данный период геологического развития региона не оказал существенного влияния на формирование современной катагенетической зональности ОВ (Рисунок 58, г) ввиду небольшой мощности отложений юрского и мелового возраста, а также стабилизации термического режима недр.

В позднемеловое-палеогеновое время территория являлась поднятием, на котором осадконакопление отсутствовало. С миоценовой эпохи по настоящее время осадочный бассейн вступает в этап неотектонического развития, в результате которого юрские и меловые отложения были эродированы.

Изучение мезо-кайнозойского размыва и его влияния на процессы нефтегазообразования в пределах исследуемого объекта ранее не проводилось. Согласно данным пиролиза ОВ пород (Рисунок 57), современной мощности осадочных комплексов и палеотектоническим схемам (Рисунок 58, 59, 60) оценена мощность размытых верхнепалеозойских и мезозойских отложений в скважинах Вычегодского прогиба и сопряженных структур. Результаты представлены в таблице 6. Кроме того, построена соответствующая схема эрозионного среза (Рисунок 61).

На схеме видна дифференцированность регионального подъема территории в мезо-кайнозое. Наиболее интенсивный размыв осадочных комплексов зафиксирован в раннеюрскую эпоху, когда мощность эрозионного среза достигала 40-1500 м. На неотектоническом этапе было дополнительно эродировано до 200 м отложений. Наибольшая суммарная мощность размытых пород (500-1500 м) отмечена на поднятиях Южного Тимана, а также на востоке и юго-востоке изучаемой территории (500-900 м). Наименьший региональный подъем испытали северо-западные, западные и юго-западные районы Вычегодского прогиба (200-500 м). Данные районы характеризуются наиболее полными разрезами пермско-триасовых и юрских отложений.

Стоит отметить, что корректность и точность оценки суммарной мощности мезо-кайнозойского размыва находятся в прямой зависимости от комплекса примененных методов анализа и степени изученности рассматриваемой территории. Только при наличии более репрезентативного набора фактических геолого-геофизических и геохимических данных, полученных из скважин, можно с высокой степенью достоверности определить амплитуды регионального поднятия и мощность размытых пород.



а

б

в

Рисунок 60 – Палеотектонические схемы: а) средней юры, б) поздней юры и в) раннего мела: условные обозначения см. на рисунке 59

Таблица 6 – Общие мощности размытых палеозойских и мезозойских отложений в скважинах Вычегодского прогиба и севера Соликамской депрессии в результате позднегерцинско-киммерийских и альпийских тектонических движений

№	Скважина	Мощность размытых отложений, м	№	Скважина	Мощность размытых отложений, м	№	Скважина	Мощность размытых отложений, м
1	Аныбская-1	410	41	Лызовская-101	885	81	Лызовская-84	850
2	Аныбская-2	410	42	Лызовская-102	885	82	Лызовская-85	865
3	Аныбская-3	410	43	Лызовская-103	890	83	Лызовская-86	860
4	Аныбская-4	420	44	Лызовская-104	880	84	Лызовская-87	850
5	Большие Пороги-1	450	45	Лызовская-105	690	85	Лызовская-88	850
6	Бондюжская-5	695	46	Лызовская-106	800	86	Лызовская-89	845
7	Верхневыхгодская-819	680	47	Лызовская-107	725	87	Лызовская-90	845
8	Верхневыхгодская-822	680	48	Лызовская-109	700	88	Лызовская-91	840
9	Веслянская-1	430	49	Лызовская-110	680	89	Лызовская-92	750
10	Елмач-Парминская-20	670	50	Лызовская-111	820	90	Лызовская-93	890
11	Долдинская-424	850	51	Лызовская-112	830	91	Лызовская-94	810
12	Знаменская-74	770	52	Лызовская-114	900	92	Лызовская-95	870
13	Знаменская-75	760	53	Лызовская-2	890	93	Лызовская-96	855
14	Иважинская-61	750	54	Лызовская-3	895	94	Лызовская-97	800
15	Иважинская-62	750	55	Лызовская-31	895	95	Лызовская-98	770
16	Иважинская-63	750	56	Лызовская-36	840	96	Лызовская-99	825
17	Иважинская-66	730	57	Лызовская-37	885	97	Мулкская-10	455
18	Иважинская-67	730	58	Лызовская-38	890	98	Мулкская-11	430
19	Иважинская-69	760	59	Лызовская-4	815	99	Нившерская-183	350
20	Иважинская-70	760	60	Лызовская-41	880	100	Нившерская-184	320
21	Иважинская-72	855	61	Лызовская-42	870	101	Нившерская-185	365
22	Иважинская-73	875	62	Лызовская-43	875	102	Нившерская-186	350
23	Исаневский профиль-106	780	63	Лызовская-44	885	103	Ныробский профиль-102	825
24	Искорская-2	780	64	Лызовская-45	780	104	Ныробский профиль-184	775
25	Искорская-5	750	65	Лызовская-46	770	105	Ныробский профиль-186	895
26	Искорская-8	760	66	Лызовская-47	845	106	Остяцкий профиль-108	870
27	Кельтменская-1	650	67	Лызовская-48	870	107	Пильвенская-2	675
28	Кельтменская-120	690	68	Лызовская-49	865	108	Пильвенская-3	680
29	Коинская-187	440	69	Лызовская-50	860	109	Пильвенская-4	690
30	Кольчгуская-121	830	70	Лызовская-51	850	110	Пильвенская-6	700
31	Кольчгуская-122	850	71	Лызовская-52	750	111	Сереговская-1	200
32	Кольчгуская-123	860	72	Лызовская-53	740	112	Сереговская-40	180
33	Кольчгуская-125	760	73	Лызовская-54	745	113	Сереговская-41	175
34	Кольчгуская-127	740	74	Лызовская-55	755	114	Синдорская-1	460
35	Кольчгуская-136	715	75	Лызовская-57	850	115	Сторожевская-1	410
36	Кольчгуская-138	650	76	Лызовская-58	820	116	Сторожевская-80	330
37	Кольчгуская-139	650	77	Лызовская-59	800	117	Тимшерская-19	515
38	Кольчгуская-140	700	78	Лызовская-81	870	118	Чердынский профиль-510	670
39	Лызовская-1	880	79	Лызовская-82	850	119	Чердынский профиль-511	850
40	Лызовская-100	835	80	Лызовская-83	875	120	Чердынский профиль-512	850

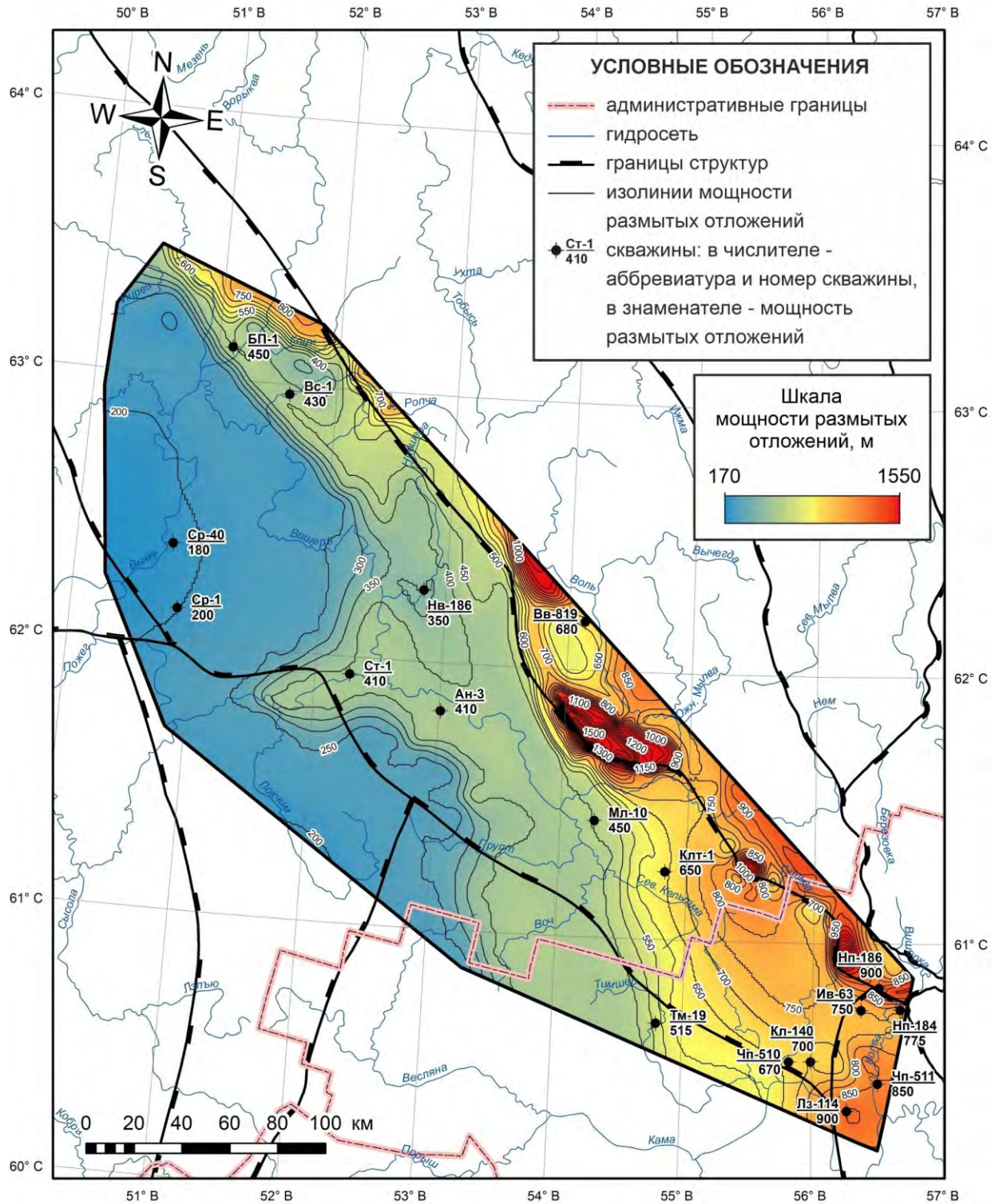


Рисунок 61 – Схема общей мощности размытых пермских и мезозойских отложений Вычегодского прогиба и сопряженных структур; скважины: БП-1 – Большие Пороги-1; Вв-1 – Веслянская-1; Ср-1 – Сереговская-1; Ср-40 – Сереговская-40; Ст-1 – Сторожевская-1; Нв-186 – Нившерская-186; Ан-3 – Аныбская-3; Вв-819 – Верхневычегодская-819; Мл-10 – Мулукская-10; Клт-1 – Кельтменская-1; Тм-19 – Тимшерская-19; Чп-510 – Чердынский профиль-510; Кл-140 – Кольчугская-140; Лз-114 – Лызовская-114; Чп-511 – Чердынский профиль-511; Ив-63 – Иважинская-63; Нп-184 – Ныробский профиль-184; Нп-186 – Ныробский профиль-186

На основании проведенного анализа и построений получены уточненные схемы катагенетической зональности (Рисунок 62) по подошве ряда стратиграфических подразделений осадочного чехла Вычегодского прогиба и сопряженных структур: пезской свиты среднего рифея, сафоновской серии верхнего рифея, усть-пинежской свиты верхнего венда и доманикового горизонта франского яруса верхнего девона.

В настоящее время в ГЗН преимущественно залегают породы вендского возраста и локально – верхнедевонского и каменноугольного, а в ГЗГ расположены отложения среднего и верхнего рифея.

Вывод по главе

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод, что в осадочном чехле Вычегодского прогиба выделяются до 9 нефтегазоматеринских толщ, из которых 3 сосредоточены в рифей-вендском комплексе и 6 – в палеозойском. Содержащие высоко катагенетически преобразованное ОВ сапропелевого типа рифей-вендские толщи являются нефтепроизводившими породами, преимущественно характеризовавшимися удовлетворительным начальным генерационным потенциалом. Обогащенные ОВ сапропелевого, смешанного и гумусового типа палеозойские отложения, в зависимости от их местоположения, являются как нефтегазопроизводившими, так и потенциальными нефтегазоматеринскими толщами, которые обладали на момент начала нефтеобразования начальным генерационным потенциалом от удовлетворительного до превосходного.

По итогам изучения катагенетической зональности разреза территории исследования установлено, что ОВ рифейских НГМП в настоящее время расположено на стадиях катагенеза от МК₂ до МК₄, а ОВ вендских НГМП – от ПК₃ до МК₃. ОВ палеозойских НГМП преимущественно характеризуется низкой катагенетической зрелостью (ПК₁₋₃), за исключением ряда отрицательных структур (Северо-Кельтменская, Лопьюская, Помоздинская впадины, юго-восточный борт Вычегодского прогиба), где породы достигли градаций МК₁₋₂.

Выявлено, что ОВ со сходной степенью катагенетической зрелости на ряде площадей изучаемой территории характеризуется разной глубиной залегания. Это связано с дифференцированным региональным подъемом и последующим размывом отложений на этапе активных тектонических движений в мезо-кайнозой. По результатам выполненных оценок и структурных построений получена схема суммарной мощности размывых палеозойских и мезозойских отложений, на основании которой уточнена современная зональность катагенеза ОВ по подошве пезской свиты, сафоновской серии, усть-пинежской свиты и доманикового горизонта.

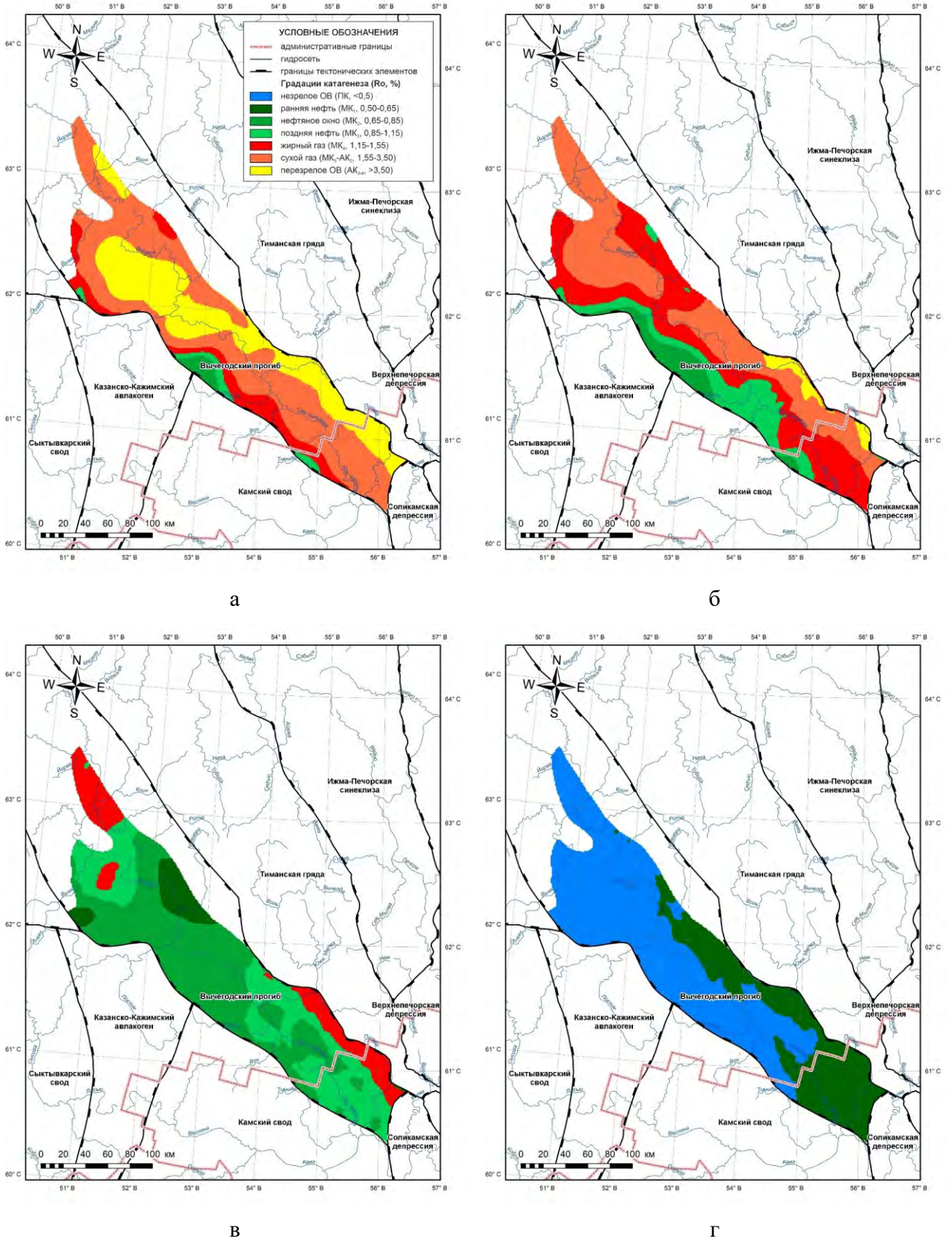


Рисунок 62 – Схемы катагенетической зрелости ОБ пород по подошве: а) пезской свиты RF_{2pz}; б) сафоновской серии RF_{3sf}; в) усть-пинежской свиты V_{2up}; г) доманикового горизонта D_{3dm}

ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА

С целью решения вопросов, касающихся особенностей формирования углеводородного потенциала, а также перспектив поиска скоплений УВ на территории Вычегодского прогиба, в исследовании применен метод бассейнового моделирования.

4.1. Исходные данные и методика исследования

В ходе выполнения исследования построена трехмерная региональная модель Вычегодского прогиба и сопряженных структур площадью ~55 тыс. км².

Основой бассейнового моделирования служит исходная информация, в том числе ее объем и качество, поскольку они определяют корректность модели и достоверность полученных результатов и выводов. Ключевыми исходными данными являются геометрия бассейна (структурный каркас), возрастные, литологические и фациальные характеристики осадочных комплексов, геологические события в эволюции бассейна (осадконакопление, перерывы и эрозия), геохимические свойства НГМП и граничные условия (палеотепловой поток, палеоглубина моря и палеотемпература).

На рисунке 63 представлена последовательность создания структурных поверхностей основных ОГ осадочного чехла Вычегодского прогиба.

На первом этапе проведен сбор геолого-геофизических материалов из опубликованных и фондовых источников.

На втором этапе выполнялся анализ собранных геолого-геофизических материалов, в том числе, привязка и оцифровка растровых структурных карт. Для создания структурно-тектонической модели Вычегодского прогиба использованы структурные схемы по следующим ОГ, взятые из работ (Оценка..., 2012(ф); Выявление..., 2014(ф); Оценка перспектив..., 2015 (ф)): поверхность фундамента (ОГ F), кровля среднего рифея (ОГ VII₂), кровля верхнего рифея (ОГ VII), кровля венда (ОГ VI), подошва доманикового горизонта (III), подошва визейского яруса (ОГ II-III), кровля карбонатов нижней перми (ОГ I). В итоге был сформирован набор схем изолиний и разломов в векторном формате, которые затем были актуализированы и согласованы между собой с учетом комплекса геолого-геофизических материалов. Далее дополнительно проведен анализ геологических карт, скважинной информации и сейсмогеологических разрезов с целью выделения зон выклинивания разновозрастных отложений и участков обнажения коренных пород.

На третьем этапе выполнена систематизация и согласование всего набора структурных построений для получения итоговых карт изолиний.

На заключительном этапе произведен расчет GRID поверхностей, исключение пересечений между ними, а также проверка на соответствие поверхностей исходным данным.

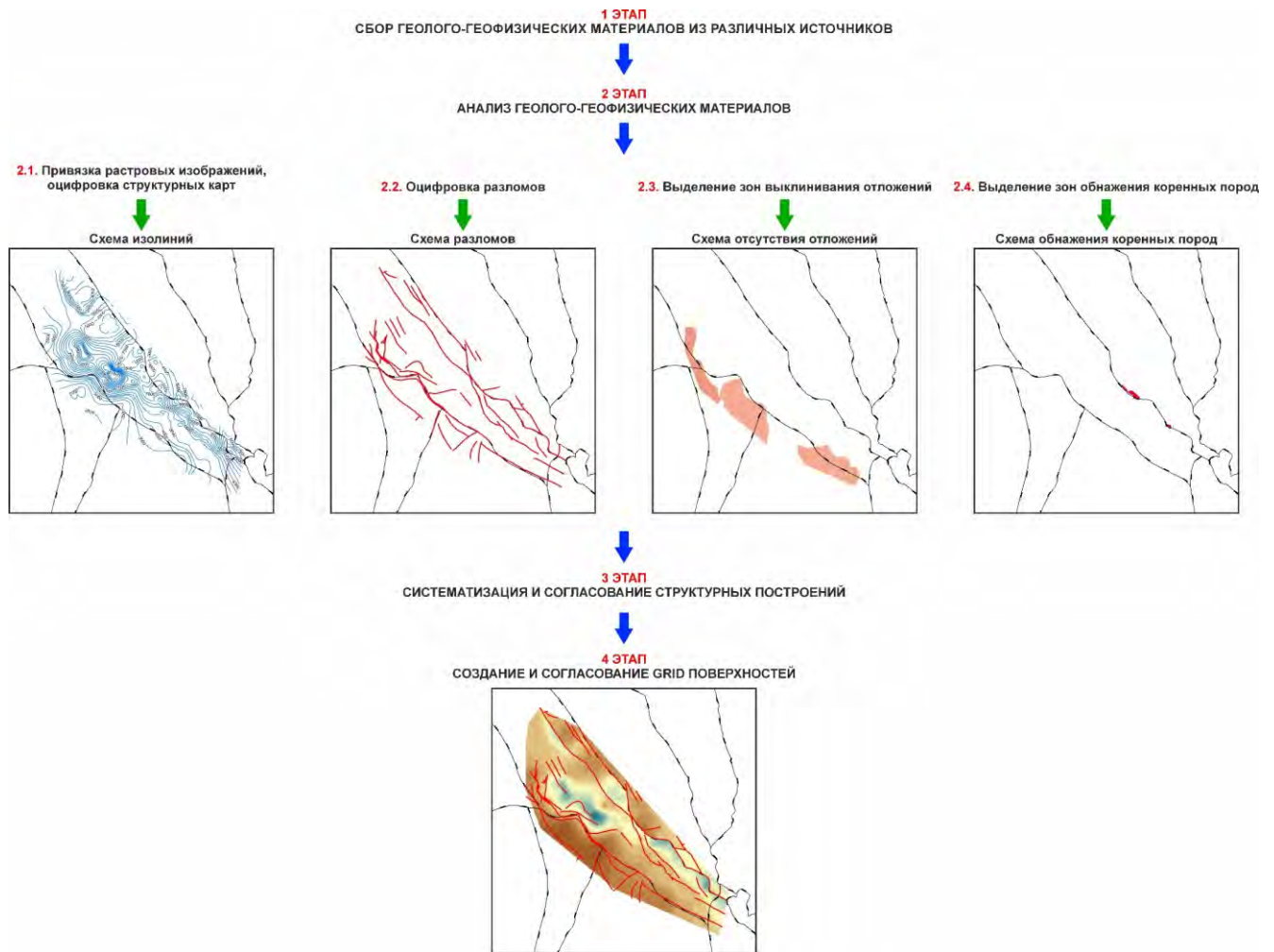


Рисунок 63 – Этапы создания структурных поверхностей

Для более детального построения структурного каркаса и стратиграфического расчленения разреза использованы отбивки по скважинам и структурные тренды. Всего в модели учтено 94 скважины со стратиграфическими отбивками (Рисунок 64). Также в модель была заложена карта современного рельефа, соответствующая кровле четвертичных отложений (Рисунок 65).

В итоге получен структурный каркас Вычегодского прогиба с размером ячейки 1000x1000 м. Модель состоит из 30854252 ячеек и 40 слоев. Модель включает отложения рифея, венда, верхнего девона, карбона, перми, нижнего триаса, средней юры и квартера (Рисунок 66). Геологическое время этапов осадконакопления слоев установлено в соответствии с Общей стратиграфической шкалой РФ (Общая стратиграфическая..., 2024), а также опираясь на результаты радиологических датировок (Анфилогов и др., 2007; Балувев, 2014; Гецен, 1987; Гражданкин, 2003; Гражданкин, Маслов, 2015; Ovchinnikova et al., 2000).

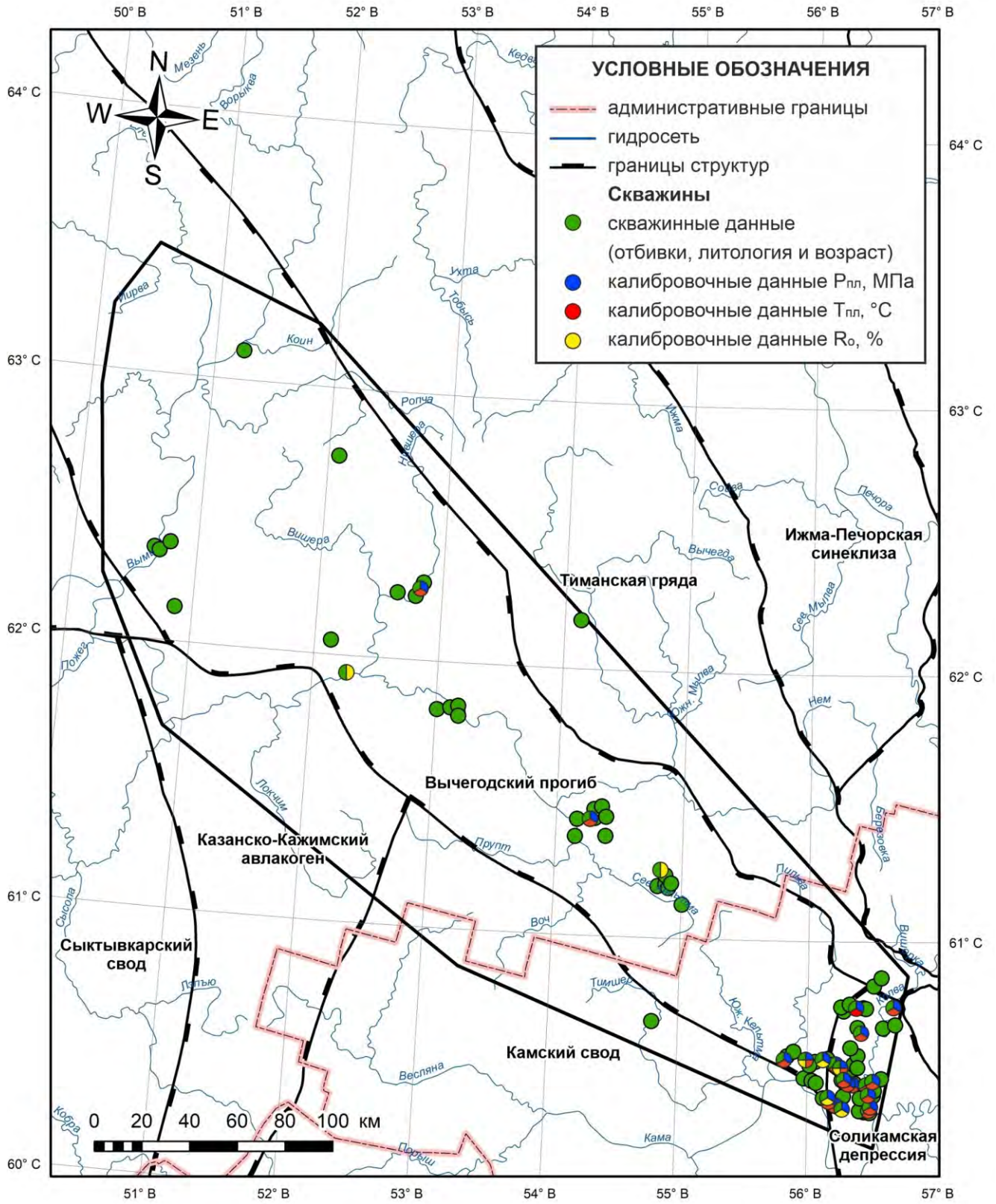
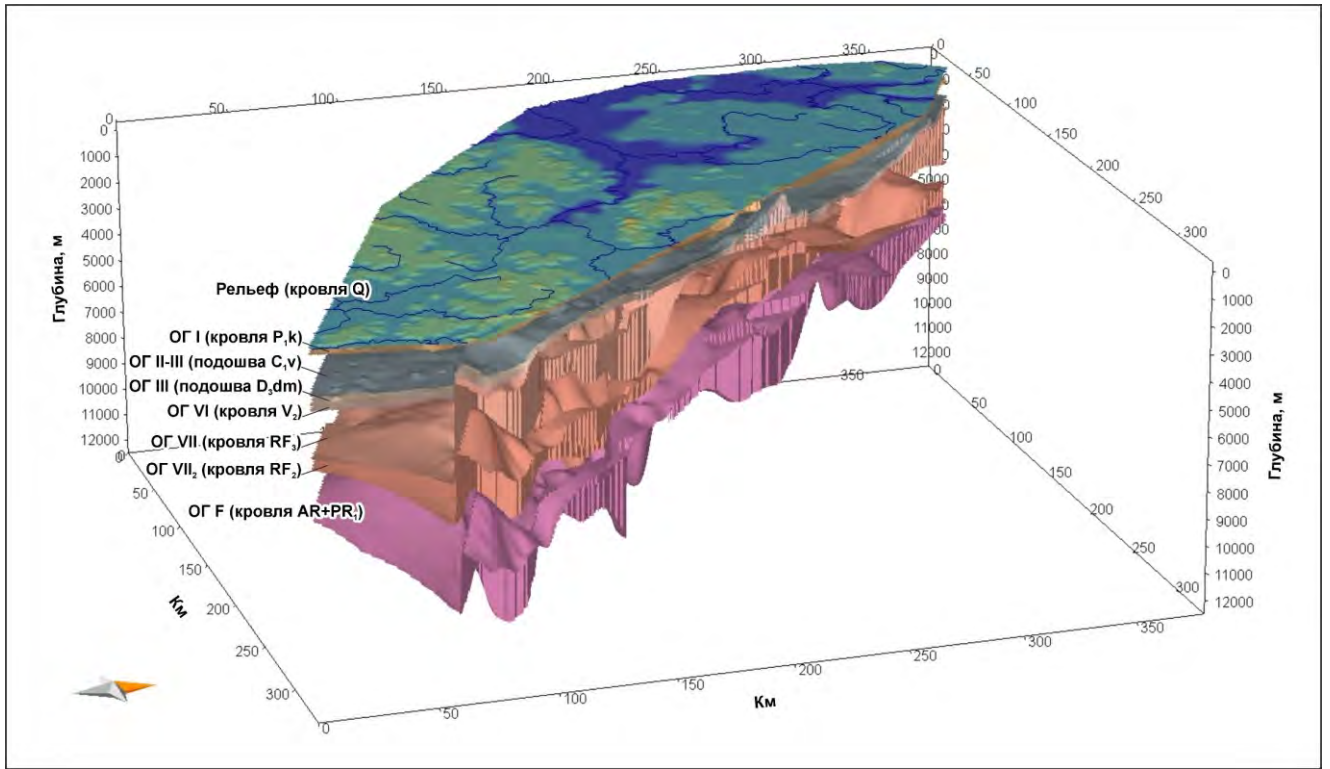
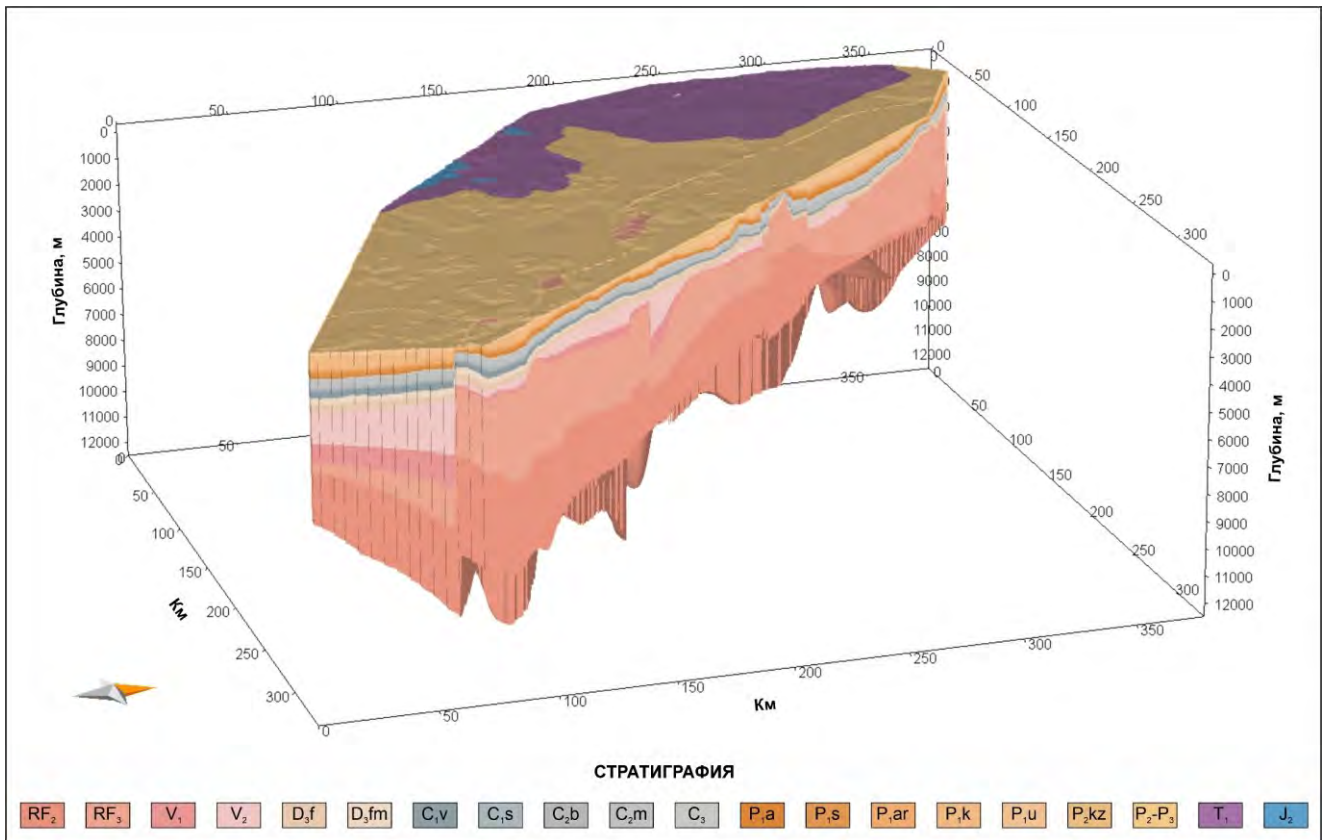


Рисунок 64 – Схема фактического материала, используемого в моделировании



а



б

Рисунок 65 – Структурный каркас модели Вычегодского прогиба: а) основные опорные поверхности, заложенные в модель; б) геологическая модель без четвертичной системы

Следующим этапом при построении структурного каркаса бассейна является выделение дизъюнктивных нарушений. Они играют большую роль при прогреве недр, миграции и аккумуляции УВ. Всего учтено 54 плоскости разломов преимущественно северо-западного простирания (Рисунок 66). Основным свойством разлома, которое учитывается в моделях, является его проводимость флюидов или, напротив, способность экранирования.

В процессе моделирования были заданы геологические периоды открытости и закрытости тектонических нарушений



Рисунок 66 – Система тектонических нарушений, учтенная в модели

Литолого-фациальная модель (Рисунок 67) построена на основе ранее представленного литолого-стратиграфического описания разреза и палеогеографических реконструкций. Литология для слоев задана путем создания литотипов из пород в разных процентных соотношениях. Разрез рифея сложен карбонатно-терригенными отложениями, венда – терригенными, верхнего палеозоя – терригенно-карбонатными, мезо-кайнозоя – терригенными. Общая мощность осадочного чехла в модели изменяется от 2000 до 12500 м.

Для каждого литотипа определены его фациальная принадлежность и роль в УВ-системе (НГМП, коллектор, покрывка), согласно имеющейся геолого-геофизической и геохимической информации.

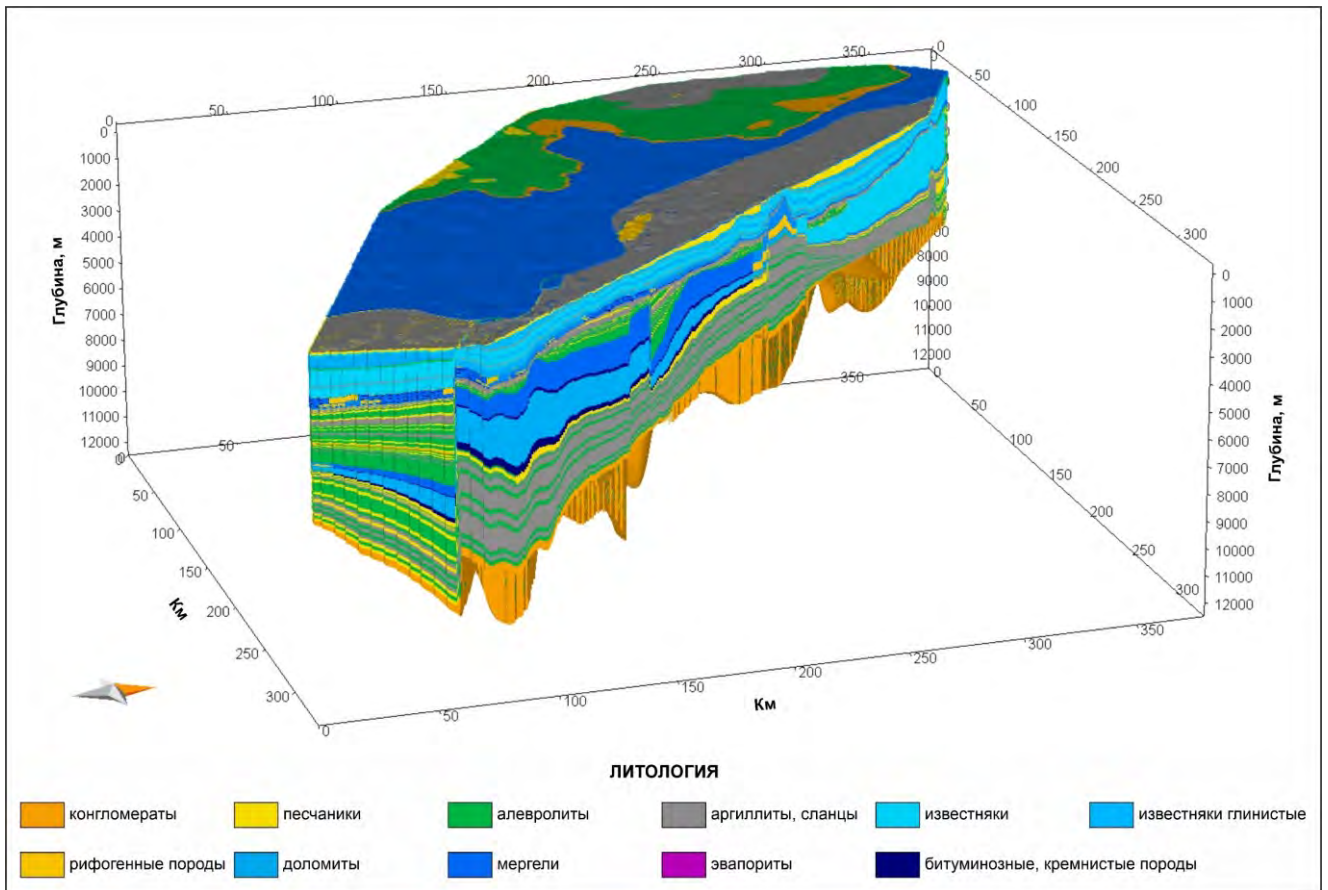


Рисунок 67 – Литологическая модель Вычегодского прогиба без четвертичных осадков

Особое внимание в процессе построения моделей осадочных бассейнов уделяется анализу нефтегазоматеринских отложений. В качестве основной информации для заложения нефтегазоматеринских толщ в модель послужили ранее полученные результаты и выводы по изучению геохимических характеристик осадочного чехла.

Ключевыми показателями, отвечающими за генерационный потенциал НГМП, являются исходные значения TOC^0 и HI^0 . Неотъемлемым параметром НГМП служит кинетический спектр, описывающий химическую реакцию деструкции керогена (Астахов, 2015; Burnham, 2017; Al-Hajeri et al., 2009; Peters et al., 2017).

В разрезе определено и уточнено 9 интервалов НГМП, подробная геолого-геохимическая характеристика и исходные палеогеохимические параметры которых приведены в таблице 7.

Регион характеризуется крайне неравномерной геохимической изученностью. В связи с чем построение карт исходных концентраций TOC^0 и значений HI^0 не представляется возможным ввиду их большой погрешности. Вследствие чего было принято следующее допущение: для НГМП присвоены медианные значения TOC^0 и HI^0 .

Исходя из возраста, литологии и типа ОВ НГМП, им были подобраны соответствующие химико-кинетические спектры деструкции керогена. ОВ рифей-вендских отложений в большинстве осадочных бассейнов мира характеризуются высокой катагенетической зрелостью,

Таблица 7 – Геолого-геохимические показатели НГМП

НГМП	Мощность, м	Тип ОВ	Литология	Геохимические параметры		Кинетический спектр
				ТОС ⁰ , %	НН ⁰ , мг УВ/ г ТОС ⁰	
C _{2vr}	5-20	II/III, III	Аргиллиты	$\frac{0,19-3}{0,61}$	$\frac{70-457}{225}$	<p>Burnham (1989) III</p>
C _{1tl}	5-10	III, II/III	Аргиллиты, часто углистые	$\frac{0,26-18,61}{0,88}$	$\frac{22-430}{129}$	
D _{3fm}	5-25	II/III	Аргиллиты, глинистые известняки	$\frac{0,14-1,63}{0,85}$	$\frac{180-490}{318}$	
D _{3f3}						<p>Кинетические спектры см. на рисунках 71 и 72</p>
D _{3dm}	5-15	II, II/III	Кремнисто-глинисто-карбонатные породы	$\frac{0,32-11,81}{1,86}$	$\frac{305-787}{430}$	
D _{3sr}	5-10	II/III	Глинистые известняки	$\frac{0,1-0,25}{0,19}$	$\frac{175-410}{320}$	
D _{3tm}	2,5-7	II/III	Аргиллиты	$\frac{0,23-0,78}{0,49}$	$\frac{90-465}{325}$	
V _{2up}	15-60	II	Аргиллиты	$\frac{0,13-1,49}{0,32}$	$\frac{37-470}{225}$	<p>Kowalewski et al, 2009</p>
RF _{3nf}	15-125	II	Аргиллиты, глинистые известняки и доломиты, мергели, углеродистые сланцы	$\frac{0,19-1,32}{0,70}$	$\frac{236-550}{350}$	
RF _{3om}						
RF _{2pz}	30 и более	II	Аргиллиты, углеродистые сланцы	$\frac{0,24-0,87}{0,43}$	$\frac{225-500}{334}$	

вследствие чего получение оригинальных кинетических спектров ОВ данных отложений не представляется возможным. Однако в ряде осадочных бассейнов мира имеются докембрийские породы с ОВ, которое еще не достигло пика реализации генерационного потенциала. Подобные древние осадочные бассейны с низкой степенью преобразованности ОВ известны на Восточно-Сибирской платформе (Болдушевская и др., 2024) и Аравийской плите (Kowalewski et al., 2009). Нами в работе для рифей-вендских НГМП выбран кинетический спектр ОВ неопротерозойских отложений Омана, представленный в работе (Kowalewski et al., 2009). Для палеозойских НГМП, за исключением доманиковой формации, кинетические спектры подобраны из стандартной библиотеки.

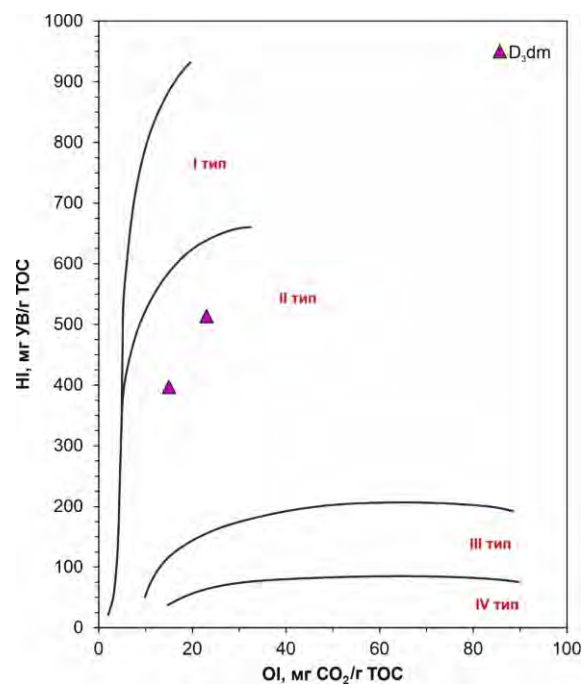
Зачастую применение стандартных кинетических спектров может приводить к некорректным результатам моделирования (Астахов, 2016; Санникова, 2018). В связи с чем автором исследования совместно с коллегами из Центра лабораторно-исследовательских работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь) выполнен лабораторный эксперимент по получению кинетических спектров керогена доманиковой формации как наиболее «богатой» нефтематеринской толщи с точки зрения генерационных свойств.

Доманиковая формация широко развита на рассматриваемой территории (Богданов и др., 1999; Вахнин, 2015). В ходе исследования изучался керновый материал из скважины Лачель-1ВН (район Ухта-Ижемского вала), вскрывшей битуминозные кремнисто-глинистые известняки с прослоями аргиллитов. Из интервала 925,00-948,00 м отобрано два образца, проведено их фотографирование и литологическое микро- и макроописание. Образцы были проэкстрагированы в аппаратах Сокслета, выделены хлороформенные битумоиды, определены пиролитические параметры пород и получены кинетические спектры на пиролизаторе НАWK (Wildcat Technologies). Серия навесок исследуемых образцов нагревалась с разными скоростями (3, 5, 10, 30, 50 °C/мин), после чего производилась обработка пирограмм в специализированном ПО «Kinetics2015» с получением кинетических спектров с нефиксированным частотным фактором (А) и фиксированным частотным фактором ($A = 1 \times 10^{14} \text{ c}^{-1}$).

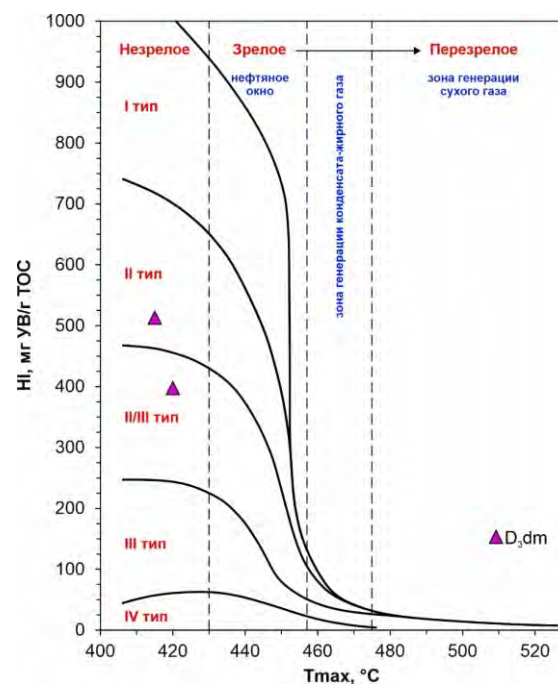
По результатам описания шлифов образцы состоят из глинистого вещества (60-65 %), битуминозного ОВ (15 %), кальцита (10-15 %), растительного детрита (8-10 %), редких зерен пирита и кварца, а также биокластов (15 %). В групповом составе выделенных хлороформенных битумоидов преобладает асфальто-смолистая фракция (более 57 %), что характерно для незрелого ОВ, при этом содержание насыщенных и ароматических УВ равно 25-30 % и 12-14 %, соответственно. Образцы характеризуются низкой катагенетической зрелостью ОВ ($T_{\max} = 415-420 \text{ }^\circ\text{C}$), представленный керогеном II типа ($HI = 397-513 \text{ мг УВ/г ТОС}$). ОВ обладает концентрациями ТОС (8,89-13,07 %) и генерационным потенциалом ($S_1+S_2 = 46,1-52,63 \text{ мг УВ/г породы}$) (Таблица 8; Рисунок 68). Сводная информация представлена на рисунке 69.

Таблица 8 – Пиролитические характеристики битуминозных известковистых аргиллитов доманикового горизонта

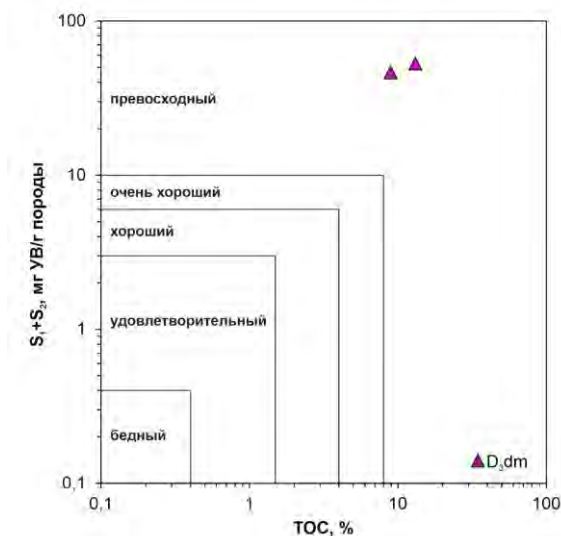
№ обр.	Глубина, м	S ₁ , мг УВ/г породы	S ₂ , мг УВ/г породы	S ₃ , мг CO ₂ /г породы	T _{max} , °C	ТОС, %	НI, мг УВ/г ТОС	ОI, мг CO ₂ /г ТОС	PI
<i>До экстракции</i>									
Л-2	931,4	2,09	95,43	0,94	415	14,5	657	6	0,02
Л-3	936,05	2,27	63,01	1,02	420	9,3	677	10	0,04
<i>После экстракции</i>									
Л-2	931,4	0,71	51,92	1,96	420	13,07	397	15	0,01
Л-3	936,05	0,48	45,62	1,08	415	8,89	513	23	0,01



а

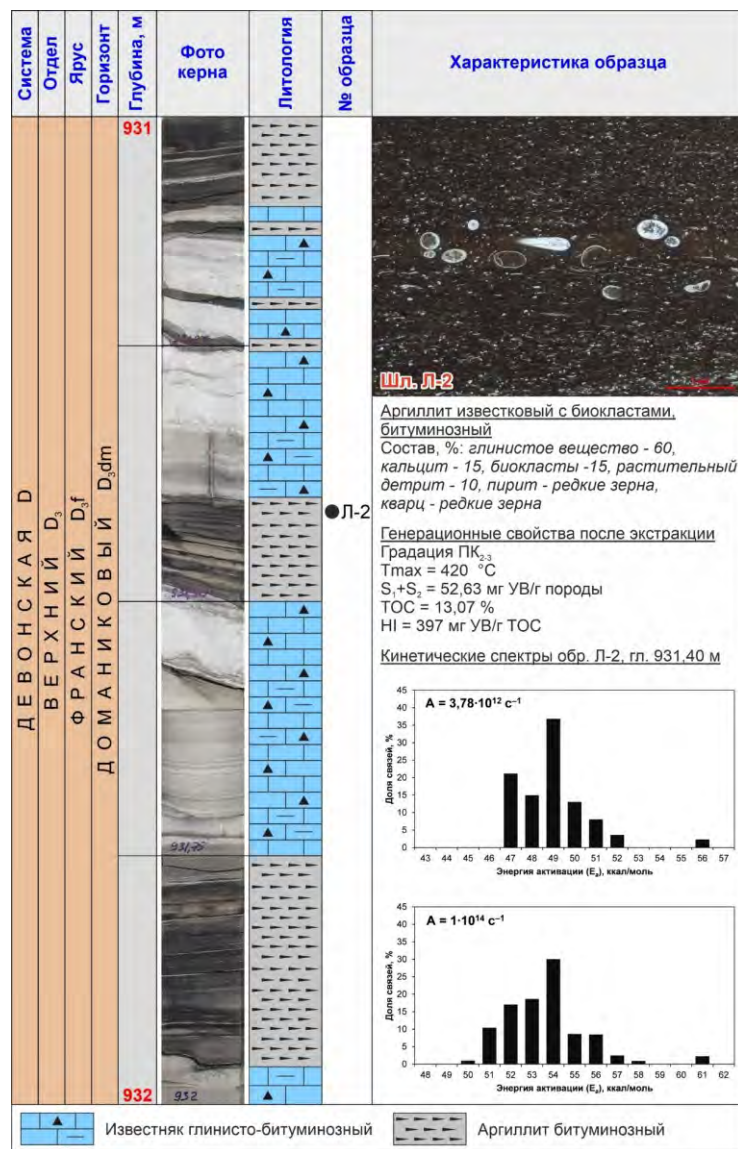


б

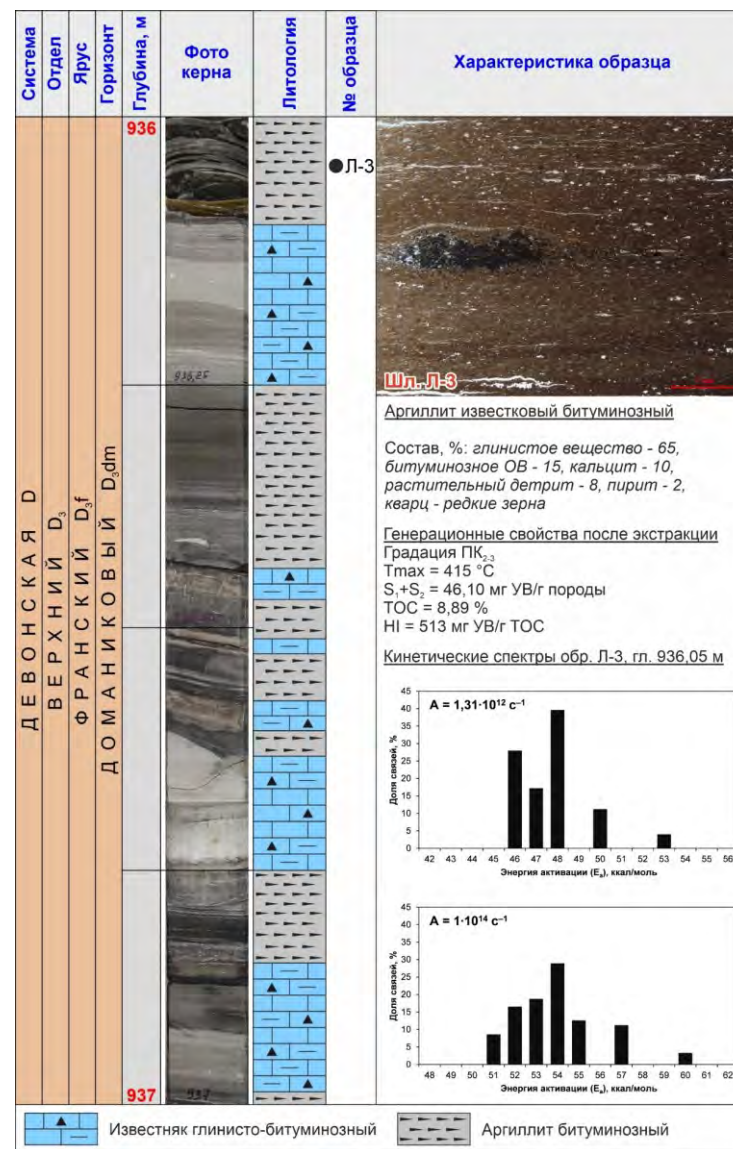


в

Рисунок 68 – Характеристика ОВ изучаемых образцов после экстракции: а) модифицированная диаграмма Ван-Кревелена, зависимость НI от ОI; б) модифицированная диаграмма Ван-Кревелена, зависимость НI от T_{max}; в) генерационный потенциал



а



б

Рисунок 69 – Сводные данные изученных образцов D_{3dm} (Botalov et al, 2026): а) обр. Л-2; б) обр. Л-3

Из анализа полученных кинетических спектров исследуемых образцов следует вывод, что спектры характеризуются сходными параметрами деструкции керогена. Распределения энергий активации свойственны II типу керогена (Behar et al., 1997). Спектры имеют ассиметричную форму со смещением в область более низких энергий активации. В кинетических спектрах с нефиксированным предэкспоненциальным множителем интервал изменения энергий активации (E_a) варьирует от 46 до 56 ккал/моль с ярко выраженным пиком в области $E_a = 48-49$ ккал/моль. В кинетических спектрах с постоянным предэкспоненциальным множителем диапазон изменения E_a колеблется от 50 до 61 ккал/моль, при этом пик соответствует 54 ккал/моль. Однако спектры с нефиксированным частотным фактором несколько отличаются друг от друга, в частности, для образца Л-3 характерна деструкция основных химических связей при более низкой энергии активации, что, скорее всего, связано с меньшей катагенетической преобразованностью ОВ (Спасенных и др., 2024), а также его литологическим составом.

При отсутствии оригинальных кинетических спектров керогена в бассейновом моделировании в качестве аналогов могут использоваться стандартные спектры или же спектры других геологических объектов, которые схожи по возрасту, фациальным обстановкам и типу керогена. В сравнении с известными спектрами (Астахов, 2018; Меркулов и др., 2024; Можегова и др., 2024; Санникова и др., 2018; Di Primio, Horsfield, 2006; Pepper, Corvi, 1995; Tegelaar, Noble, 1994), которые применяются для моделирования процессов преобразования ОВ позднедевонских высокоуглеродистых формаций, полученные кинетические спектры характеризуются более поздним началом преобразования керогена в УВ и более узким температурным диапазоном изменения степени реализации НГМП исходного генерационного потенциала (TR) (Рисунок 70).

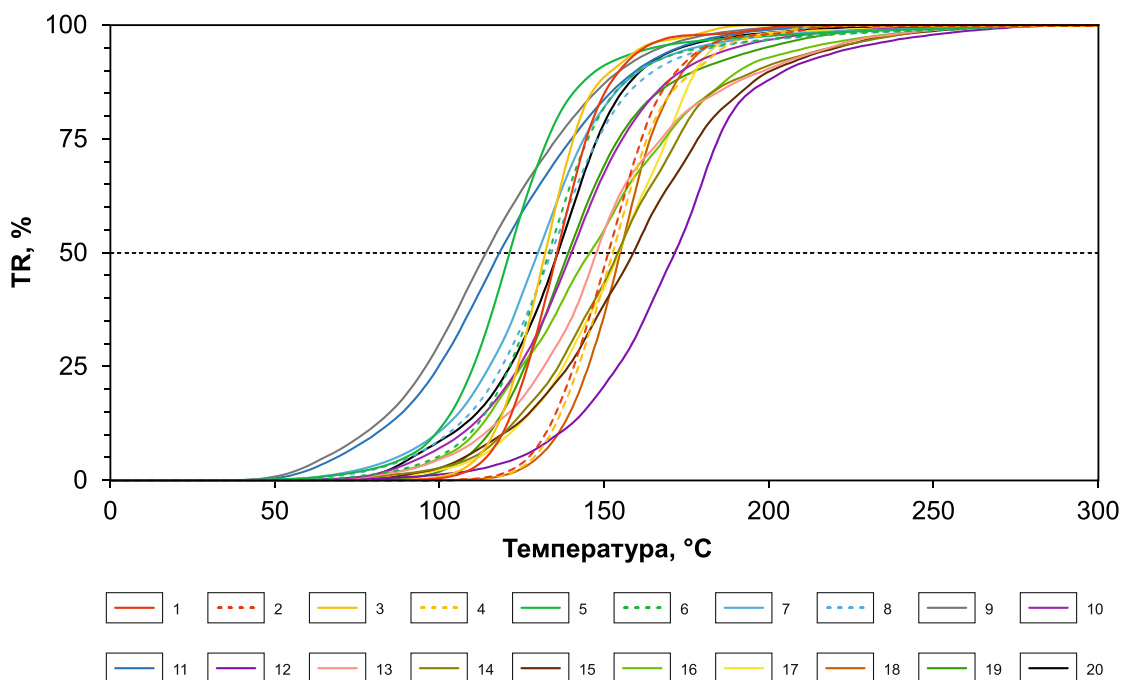
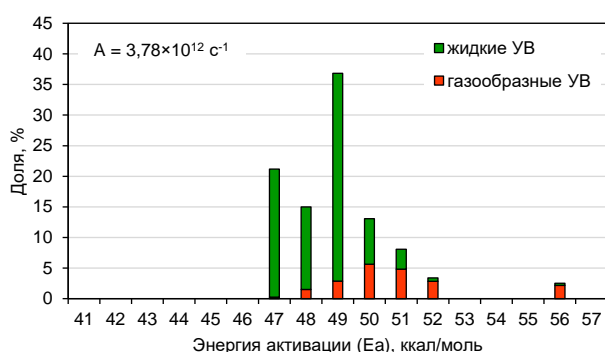


Рисунок 70 – Изменение индекса TR керогена II типа при увеличении температуры:

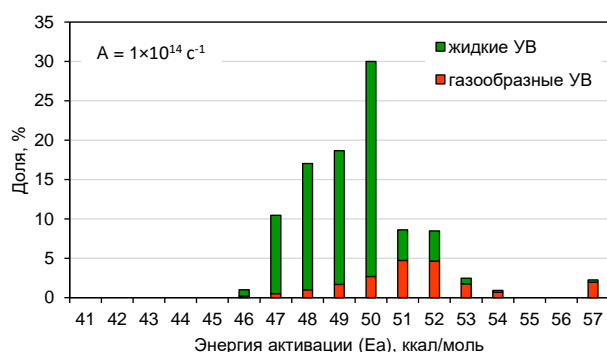
- 1) обр. Л-2 с нефиксированным А, аргиллит; D_{3dm}; 2) обр. Л-2 с фиксированным А, аргиллит, D_{3dm}; 3) обр. Л-3 с нефиксированным А, аргиллит, D_{3dm}; 4) обр. Л-3 с фиксированным А, аргиллит, D_{3dm}; 5) И.А. Санникова (2019), с нефиксированным А, кремнисто-карбонатная порода, D_{3dm}; 6) И.А. Санникова (2019), с фиксированным А, кремнисто-карбонатная порода, D_{3dm}; 7) И.А. Санникова (2019), с нефиксированным А, кремнистая порода, D_{3dm}; 8) И.А. Санникова (2019), с фиксированным А, кремнистая порода, D_{3dm}; 9) С.М. Астахов (2018), силицит, D_{3dm}; 10) О.И. Меркулов и др. (2024), D_{3fz}; 11) О.И. Меркулов и др. (2024), D_{3dm}; 12) С.В. Можегова и др. (2024), известняк кремнистый, D_{3гс}; 13) С.В. Можегова и др. (2024), горючий сланец, D_{3гс}; 14) С.В. Можегова и др. (2024), силицит, D_{3sm}; 15) С.В. Можегова и др. (2024), известняк кремнистый, D_{3dm}; 16) С.В. Можегова и др. (2024), горючий сланец, D_{3dm}; 17) С.В. Можегова и др. (2024), силицит, D_{3dm}; 18) Tegelaar (1994), Woodford Formation; 19) Pepper&Corvi (1995) ТП(В); 20) Di Primio (2006), Woodford Shale

Данная особенность, по-видимому, связана с изменчивостью доманиковых отложений на разных территориях и структурными особенностями керогена. Необходимо отметить, что полученные спектры с нефиксированным частотным фактором достигают критического момента (коэффициент TR > 50 %) при температурах 132-136 °С, а с фиксированным – при 151-153 °С (Рисунок 70).

Для получения более корректных результатов моделирования проведено условное разделение полученных однокомпонентных спектров на нефтяную (~80 %) и газовую (~20 %) составляющие (Рисунок 71, 72). Это деление основано на долях жидких и газообразных УВ, которые образуются из керогена II типа, как это принято в классическом понимании (Большакова, Ступакова и др., 2025).

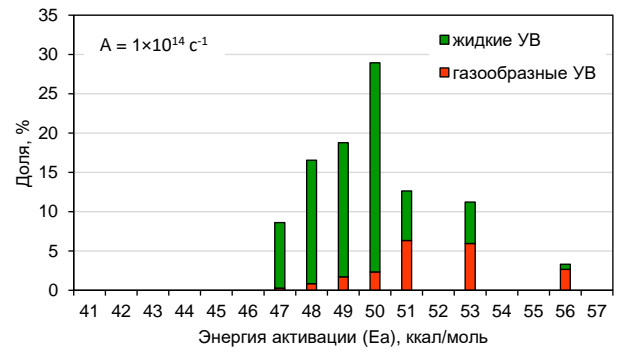
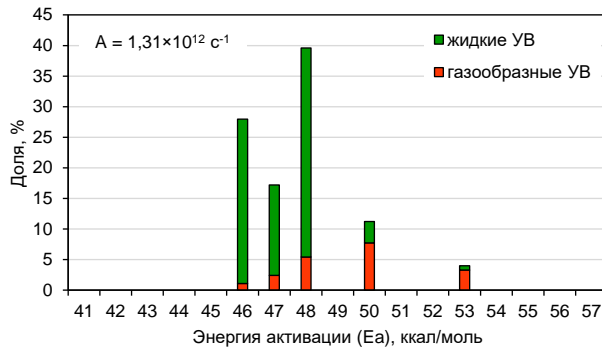


кинетический спектр с нефиксированным частотным фактором



кинетический спектр с фиксированным частотным фактором

Рисунок 71 – Химико-кинетические спектры деструкции керогена D_{3dm} образца Л-2



кинетический спектр с нефиксированным частотным фактором

кинетический спектр с фиксированным частотным фактором

Рисунок 72 – Химико-кинетические спектры деструкции керогена D_{3dm} образца Л-3

Особое внимание в бассейновом моделировании уделяется эрозионным событиям и определению мощности размытых отложений. Ключевые этапы эрозии отложений определены в результате комплексирования литературных данных. Всего насчитывается 7 этапов региональной эрозии изучаемого объекта (Таблица 9).

Таблица 9 – Основные эрозионные события

Эрозионное событие	Мощность размытых отложений, м
N-Q _p	0-168
J ₁	50-1550
C _{2b} -C _{2m}	~50
C _{1s} -C _{2b}	
C _{1v1}	~200
E ₂ -D ₃	700-2400
RF ₃ -V ₁	450-1650

Наиболее длительные и интенсивные процессы размыва зафиксированы в предвендское, раннепалеозойское и раннеюрское время. Для данных эрозионных событий автором проведены детальные реконструкции с целью получения более достоверных расчетов катагенеза ОВ НГМП, процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ. Величины эрозионных срезов восстановлены на основе анализа мощностей отложений 89 скважин и 25 региональных профилей (Рисунок 73) и палеотектонических карт, а также современной геологической карты объекта исследования.

Наиболее древняя эрозия приурочена к рубежу рифея и венда (Дедеев и др., 1982) и характеризуется различными величинами размыва (Рисунок 74, а). Наибольшую денудацию осадков претерпели районы юго-западного борта Вычегодского прогиба (800-1650 м) и области выступов фундамента на северо-западе (1000 м), а также ряд поднятий Тимана (1000 м). Минимальные величины эрозии зафиксированы в крупных депрессиях (450-900 м).

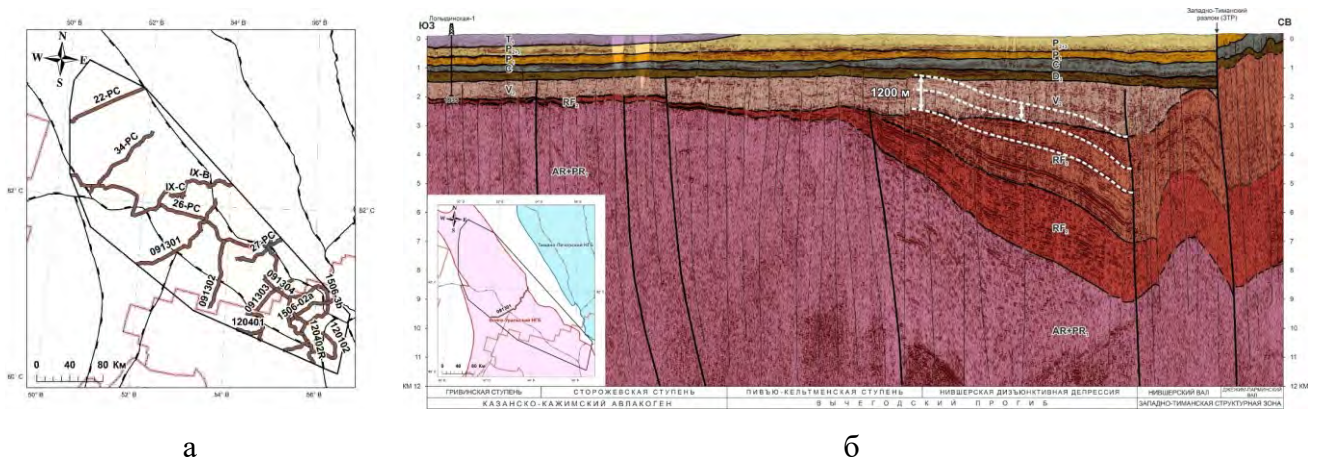


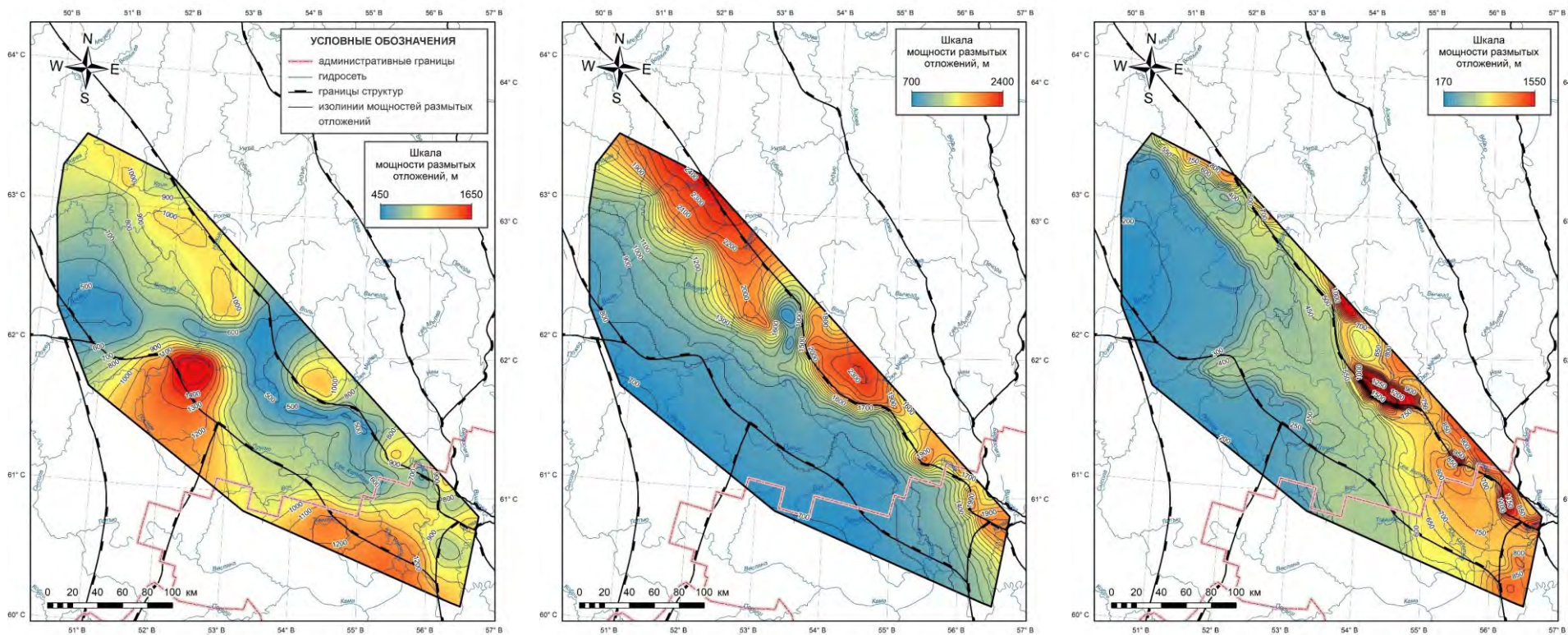
Рисунок 73 – Пример оценки мощности размытых отложений по сейсмопрофилям: а) расположение сейсмопрофилей; б) пример оценки мощности предвендского эрозионного среза

Следующее крупное согласие соответствует раннепалеозойской эре (Балуев, 2013). Наиболее интенсивные процессы денудации пришлись на средне-позднедевонскую эпоху. Вендско-раннекембрийский осадочный комплекс подвергся региональному воздыманию, вплоть до полного размыва осадков (2000-2400 м) на некоторых площадях Вычегодского прогиба и структурах Южного Тимана (Рисунок 74, б). По территории исследования преимущественно преобладают мощности эрозионного среза от 700 до 1000 м.

Незначительные по интенсивности эрозионные события установлены в раннем и среднем карбоне (Дедеев и др., 1982; Жемчугова, 2000; Кутуков и др., 1970; Староверов, 2019). На ранневизейском этапе фиксируется региональный подъем территории, сопровождавшийся перерывом в осадконакоплении и региональным размывом до 200 м верхнедевонско-турнейского комплекса. В предбашкирское (немюрское) время произошла резкая регрессия моря, вследствие чего территория подверглась размыву. После кратковременной трансгрессии моря в башкирском веке последовал очередной перерыв седиментации с образованием предмосковского несогласия. Общая толщина размытых осадков в предбашкирское и предмосковское время составляет ~50 м.

Ключевое влияние на современную нефтегазоносность территории оказывали позднегерцинско-киммерийские и неотектонические движения. Большой длительностью и интенсивностью (50-1550 м) характеризуется раннеюрский размыв (Рисунок 74, в), меньшей (до 200 м) – предчетвертичный. В целом эти величины эрозионного среза не противоречат выводам авторов (Баженова и др., 2013; Амурский, Берето, 1981), которые оценили современные мощности размытых осадков в диапазоне от 200 до 800-1000 м.

Следующим важным шагом в процессе бассейнового моделирования является внесение в модель граничных условий, в частности, палеоглубин уровня моря, палеотемператур на поверхности осадок-вода и величин палеотеплового потока (Рисунок 75).



а

б

в

Рисунок 74 – Мощности размытых отложений: а) на рубеже рифея и венда; б) в раннем палеозое; в) в ранней юре и кайнозое

Палеоглубины моря (Рисунок 75, а) были восстановлены, опираясь на ранее полученные результаты палеотектонических и палеогеографических реконструкций региона. Также в работе анализировались литолого-палеогеографические карты Восточно-Европейской платформы и ее геосинклинального обрамления (Атлас..., 1967-1975). Максимальные палеоглубины моря соответствуют времени накопления преимущественно нефтегазоматеринских отложений, минимальные – эпохам активных тектонических движений и высокого стояния территории.

Палеотемпературы заданы по многочисленным трудам ученых, занимавшихся изучением палеоклимата (Ушаков, Ясаманов, 1984; Ясаманов, 1985; Ясаманов, 1985; Маслов и др., 1998; Маслов и др., 2002; Семихатов, Чумаков, 2004; Чумаков, 2004). Исходя из полученного тренда (Рисунок 75, б), отрицательные палеотемпературы (-20-0 °С) соответствовали рубежу рифея и раннего венда (Лапландское покровное оледенение) и плейстоценовой эпохе (Четвертичное покровное оледенение), а положительные – среднему рифею (~30 °С), первой половине позднего рифея (0-30 °С), позднему венду (10-25 °С), палеозою (20-30 °С) и мезо-кайнозою (0-25 °С).

Палеотепловой поток реконструирован с учетом геотектонической эволюции бассейна. Величины этого граничного условия были заданы на основе тепловых потоков для различных типов осадочных бассейнов, описанных в работе Р.А. Allen & J.R. Allen (2013), а также литературных данных (Голованова, 2003; Волхонина и др., 1993; Кондиайн и др., 2011; Митрейкина, 1985; Петров, Кириков, 2006; Сергиенко, 1992; Салманова, 2012; Субботин, Кутас, 1974; Чермак и др., 1982; The Global Heat Flow Database, 2024).

Основываясь на том, что в среднерифейское время эпицентр процессов растяжения земной коры располагался севернее изучаемой территории – в районе современной Печорской плиты, то величины теплового потока в Вычегодском прогибе были относительно более низкие и могли составлять до 80 мВт/м² (Волхонина и др., 1993).

Далее происходило планомерное понижение теплового потока на пострифтовом этапе до 50 мВт/м² (Рисунок 75, в). В вендском периоде тепловой поток вновь начал постепенно повышаться вследствие сближения активной окраины Печорского блока с пассивной окраиной Восточно-Европейской платформы и достиг максимума (~60 мВт/м²) на рубеже позднего венда и раннего кембрия в результате завершения байкальского тектонического цикла.

В раннем палеозое тепловой поток был умеренно стабильным (~50 мВт/м²), после чего фиксируется его повышение в среднем-позднем девоне (до 60 мВт/м²), в силу проявления внутриплитного магматизма на Русской плите (Балуев, 2014; Буш, Калмыков, 2015).

Во временном интервале от карбона до средней перми тепловой поток имел фоновые значения (45-50 мВт/м²). Следующий пик увеличения величин теплового потока приходится на позднепермско-раннетриасовую эпоху (~250 млн. лет назад, С.И. Сергиенко (1992)), которая характеризуется аномальным термическим режимом, вызванным тектонической активностью

Тиманской гряды, орогенезом Уральской геосинклинали и шарьяжно-надвиговыми процессами во внутренней зоне Предуральяского краевого прогиба. По данным (Митрейкина, 1985), значения палеотеплового потока могли составлять до 65 мВт/м^2 .

В мезо-кайнозойское время отмечается понижение и формирование современного температурного режима недр. Согласно данным (Петров, Кириков, 2006; Global Heatflow Database, 2024), современный тепловой поток на территории исследования изменяется от 42 до 64 мВт/м^2 (Рисунок 76). Увеличение теплового потока прослеживается в сторону Тиманского сооружения, что характерно для областей, испытавших недавнюю тектоническую активизацию.

По величине современного геотермического градиента осадочный бассейн относится к территориям с пониженными градиентам ($0,89\text{-}2,07 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$, в среднем $1,40 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$).

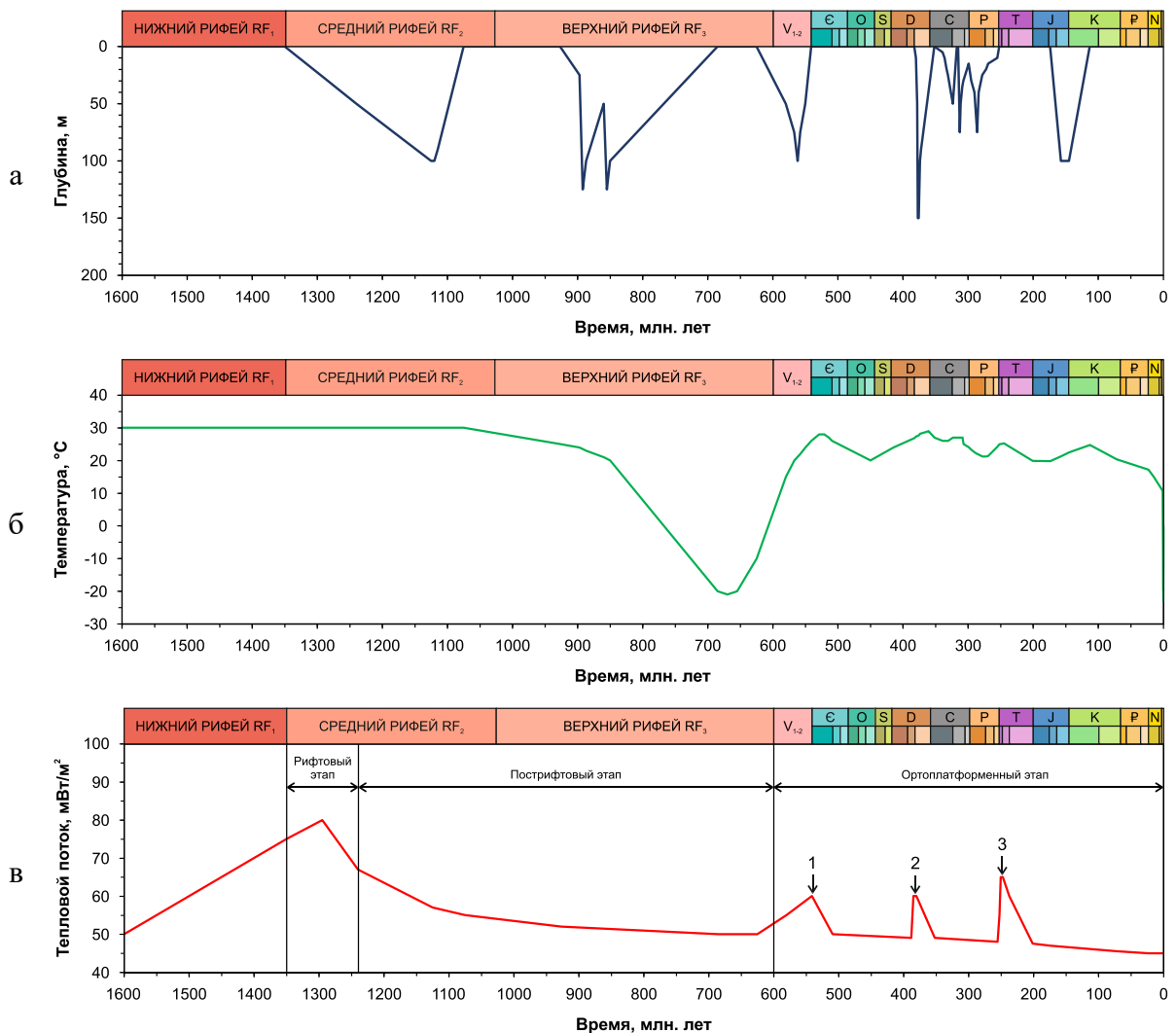
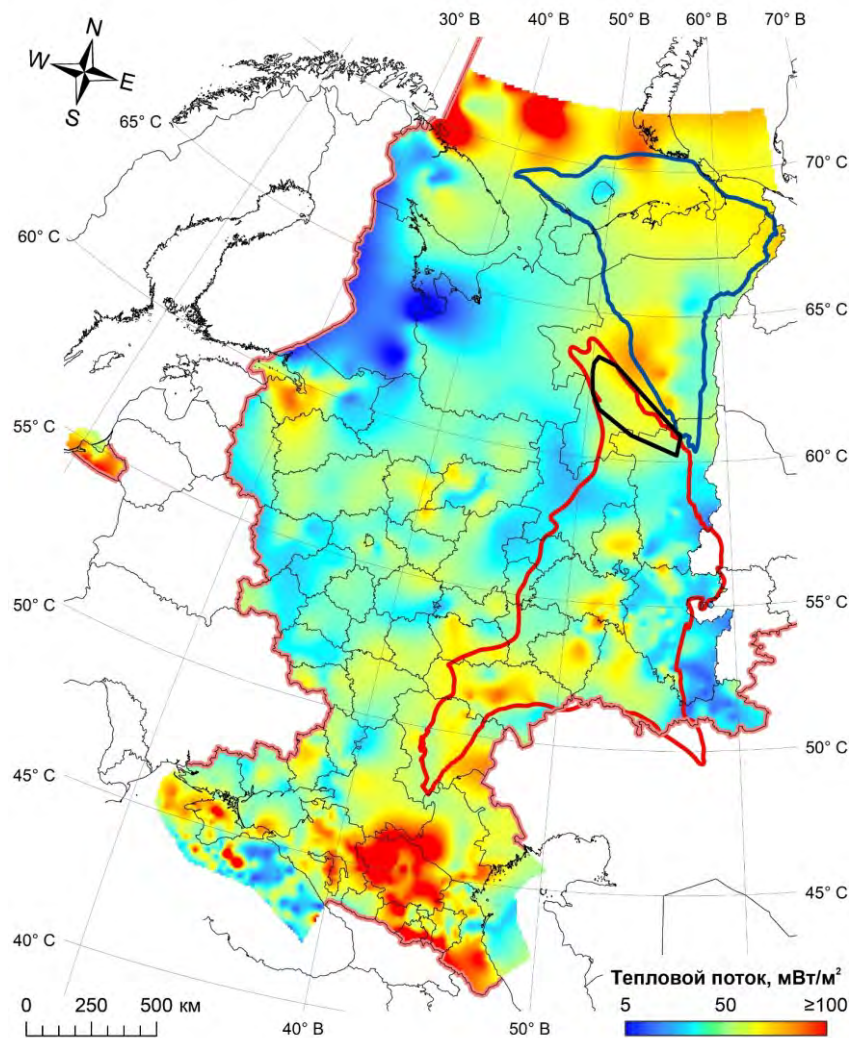
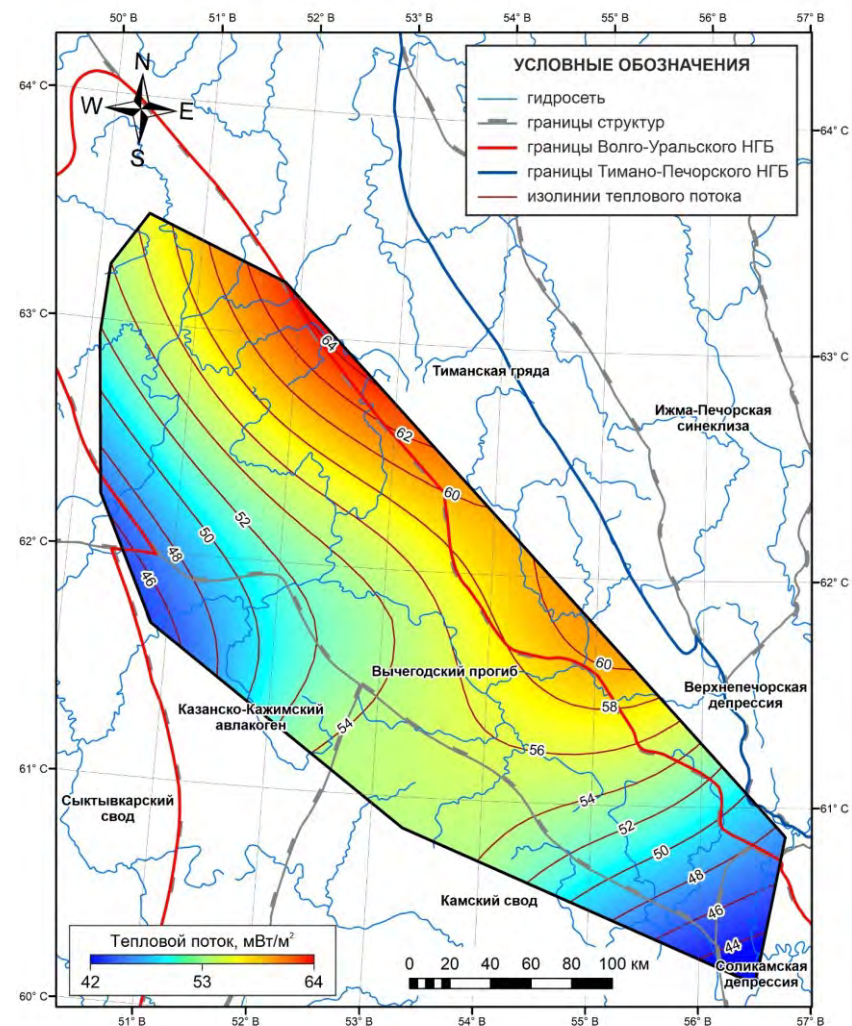


Рисунок 75 – Граничные условия: а) эволюция палеоглубин уровня моря; б) эволюция палеотемператур на поверхности осадочного чехла; в) эволюция палеотеплового потока: 1) завершение байкальского тектогенеза; 2) проявление девонского внутриплитного магматизма; 3) тектоническая активизация Тиманской гряды, орогенные события Уральской геосинклинали, шарьяжно-надвиговые процессы во внутренней зоне Предуральяского краевого прогиба



а



б

Рисунок 76 – Схема распределения современного теплового потока: а) на Европейской части РФ (построена на основе данных Global Heatflow Database, 2024); б) на изучаемой территории

4.2. Калибровка результатов моделирования

Верификация входных данных и результатов бассейнового моделирования выполняется путем сравнения расчетных и измеренных данных. Калибровка региональной модели изучаемого объекта проведена с использованием замеров пластовых давлений ($P_{пл}$, МПа) и температур ($T_{пл}$, °С), а также отражательной способности витринита (R_o , %). Модель откалибрована по 24 скважинам, расположенных на Сторожевской, Нившерской, Мулукской, Елмач-Парминской, Кольчугской, Лызовской и Иважинской площадях, а также на месторождениях севера Соликамской депрессии: Дружинском, Лесорубном, Люльвинском, Чердынском, Верх-Сыпанском, Водораздельном и Томиловском. Фактические данные были собраны из фондовых материалов (Составление карт..., 2002(ф); Определение перспектив..., 2019(ф); Изучение..., 1983(ф); Отчет..., 1972(ф); О результатах..., 1988(ф); Геологический отчет..., 1990(ф)) и обобщены в таблицах 10 и 11 и на рисунке 64.

Таблица 10 – Фактические данные замеров пластовых давлений и температур

Площадь/месторождение	Скважина	Глубина, м	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °С
Нившерская	186	892	9,5	18, 20
Мулукская	10	250	2,56	8
		500	5	10,1
		750	7,59	11,9
		750	7,19	13,6
		953	9,64	-
		963	9,74	14,8
		1000	10,08	16,5
		1237	12,77	19,7
Кольчугская	140	965	9,8	-
		1056	10,8	-
		1075	11,18	14
		1331	12,6	-
		1359	14,8	-
	139	975	10,2	-
		1050	11,1	-
		1375	12,23	-
		1787	19,4	-
	122	1048	10,6	-
		1429	13,4	-
		1459	13,2	-
		1855	19,95	-
Дружинское	123	1146	-	14
		1462	15,9	22
		1850	19,1	26
Чердынское	37	1180	-	20
		1262	12,6	-
		1296	13,2	-
		1537	15,6	22,4

Продолжение таблицы 10

Площадь/месторождение	Скважина	Глубина, м	Р _{пл.} , МПа	Т _{пл.} , °С
Чердынское	37	1588	16,1	23
		1995	21	27,3
	41	1247	12,4	19,2
		1475	15,4	21,7
		1511	-	22
	50	605	6,4	11,2
		1124	11,7	16,9
		1733	18,9	24,5
		1800	-	28
	51	585	6	10,9
		1100	-	19
		1530	16,8	22
	Верх-Сыпанское	52	200	-
400			-	6
600			-	8
800			-	10
1000			-	12
1015			10,5	-
1086			10,75	17,5
1200			11,6	15
1304			13,2	16
1350			13,9	17
1380			14,6	-
1382			14,3	21
1385			14,3	21
1802	18,5	26		
Люльвинское	94	1296	-	18
		1450	15,7	22
		1490	-	19
		1846	19,5	26
	98	1187	12	18,5
		1296	-	13
		1450	-	22
		1490	15,1	18
		1912	20,1	26
	99	1217	11,3	18,9
		1480	15,1	18
		1490	-	19
		1513	14,6	22
1553		-	22,5	
1935	19,5	27		
Лесорубное	102	1476	15	22
		1900	19,5	30
Водораздельное	105	1137	10,1	17
		1402	14	-
		1445	14,6	20
		1881	20,6	26

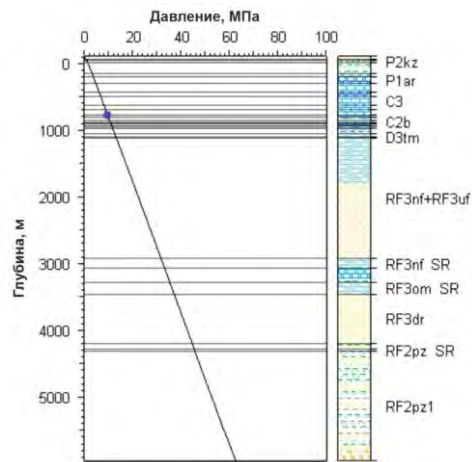
Окончание таблицы 10

Площадь/месторождение	Скважина	Глубина, м	$R_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °С
Лызовская	107	1106	11,6	17,7
		1412	13	-
		1449	13,3	-
		1784	19,7	25
	114	1110	10,9	-
		1190	12,3	-
Иважинская	63	416	3,9	-
		464	4,6	-
		467	3,6	-
		470	4,6	-
		1067	9,5	17,2
		1326	11,6	20,1
		1358	12,3	-
		1392	15	-
		1746	18,9	-
Чердынский профиль	510	1060	10,4	17,2
		1349	14,4	20
	511	1170	11,7	18
		1726	19,5	-
		1887	21,2	28
Томиловское	184	1229	12,5	20
		1418	13,7	22
		1430	14	22
		1474	14,7	23
		1995	21	-

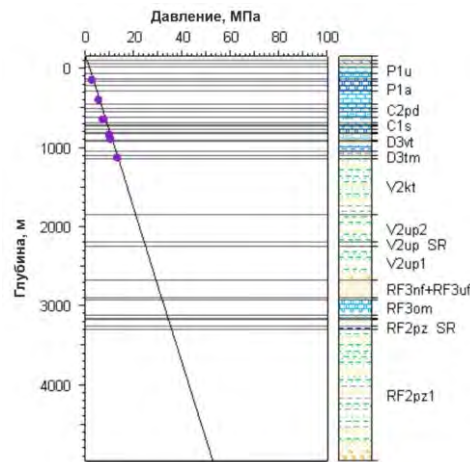
Таблица 11 – Фактические данные замеров отражательной способности витринита

Площадь/месторождение	Скважина	Глубина, м	R_0 , %	Катагенез
Кольчугская	140	1336,8	0,48	ПК ₃
		1341,8	0,58	МК ₁
	139	1363	0,5	МК ₁
		1377	0,5	МК ₁
		1382	0,53	МК ₁
		1392,4	0,56	МК ₁
		1477,1	0,73	МК ₂
	122	1498,9	0,67	МК ₂
		Лызовская	107	1428,7
1438,7	0,53			МК ₁
1448,7	0,61			МК ₁
114	1499,9		0,69	МК ₂
	1519,9		0,78	МК ₂

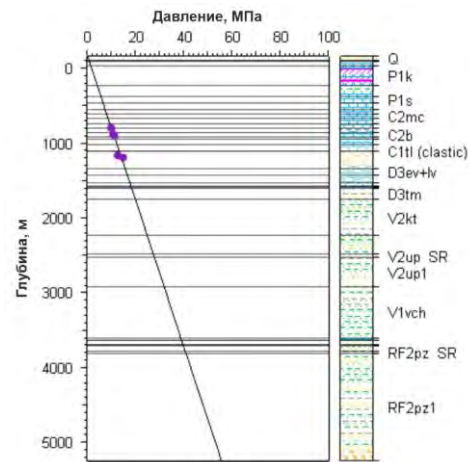
Результаты калибровки бассейновой модели Вычегодского прогиба и сопряженных структур по данным параметрам приведены на рисунках 77-79.



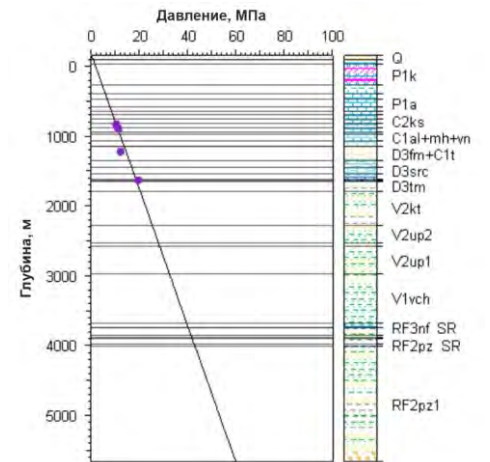
скв. Нившерская, №186



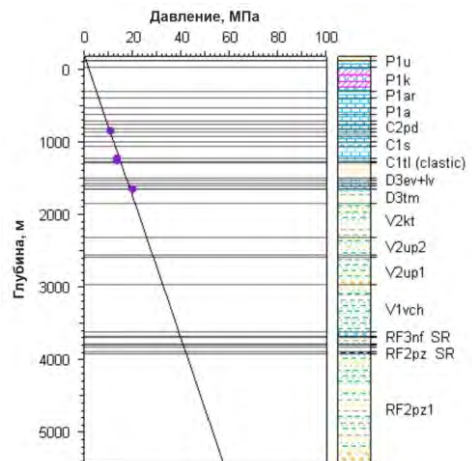
скв. Мулукская, №10



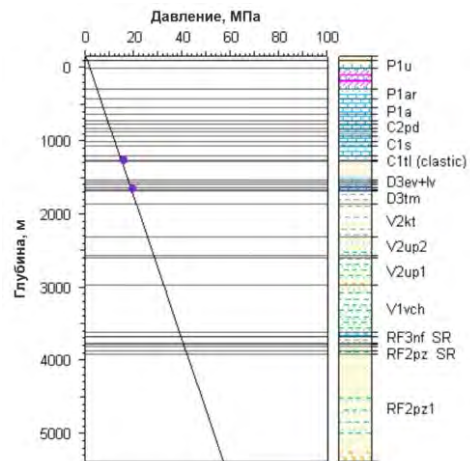
скв. Кольчугская, №140



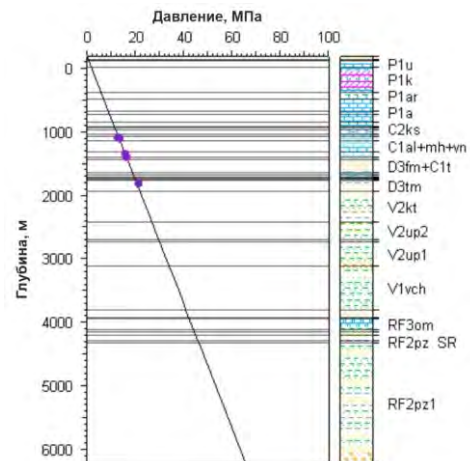
скв. Кольчугская, №139



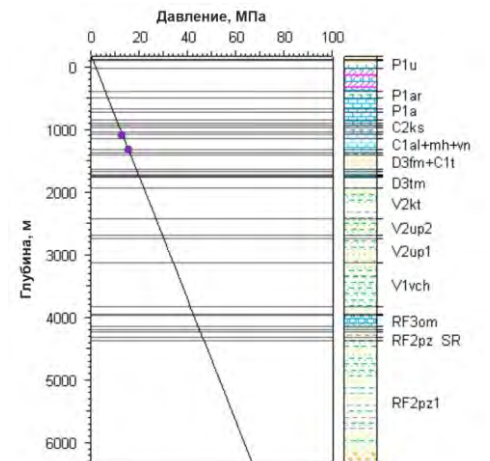
скв. Кольчугская, №122



скв. Дружинское, №123

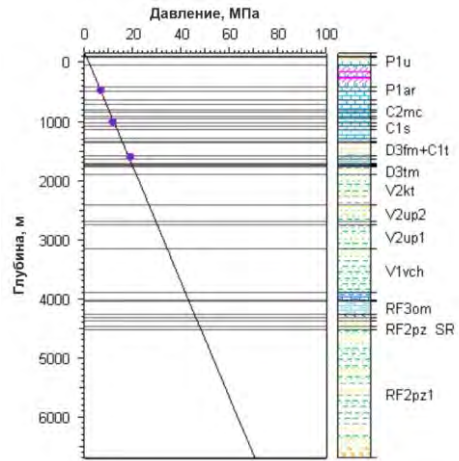


скв. Чердынское, №37

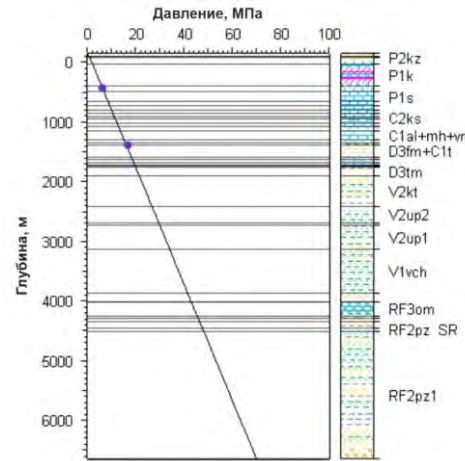


скв. Чердынское, №41

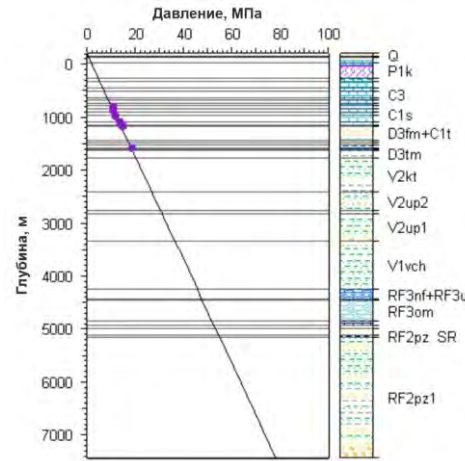
Рисунок 77 – Результаты сопоставления расчетных и фактических данных пластовых давлений



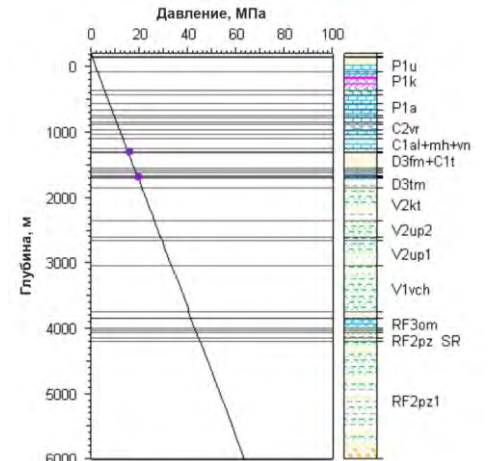
скв. Чердынское, №50



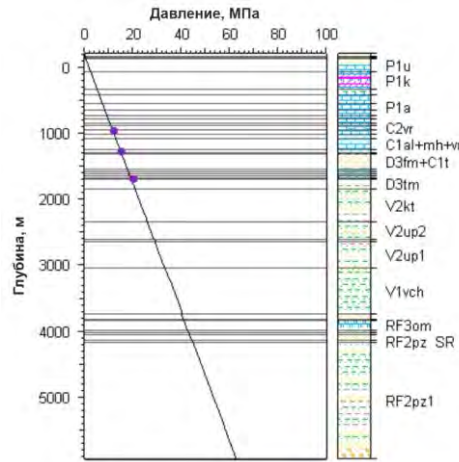
скв. Чердынское, №51



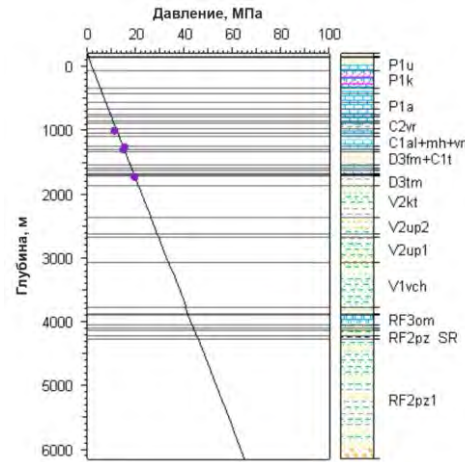
скв. Верх-Сыпанское, №52



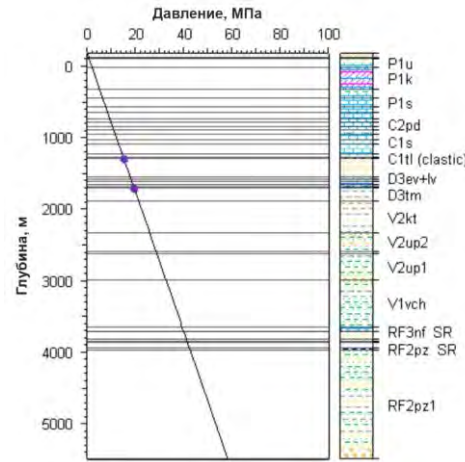
скв. Люльвинское, №94



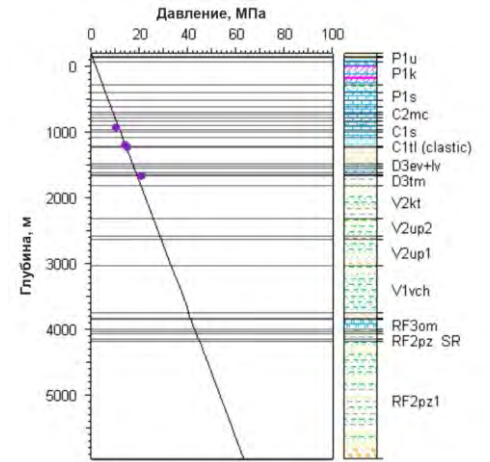
скв. Люльвинское, №98



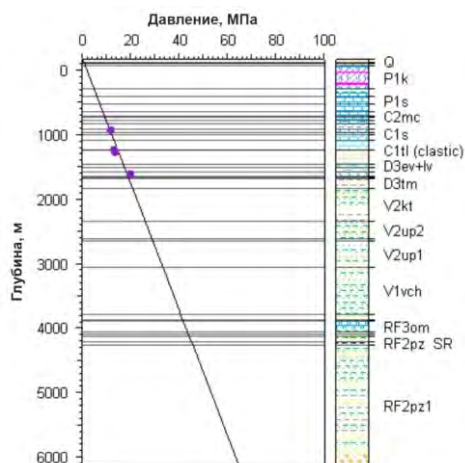
скв. Люльвинское, №99



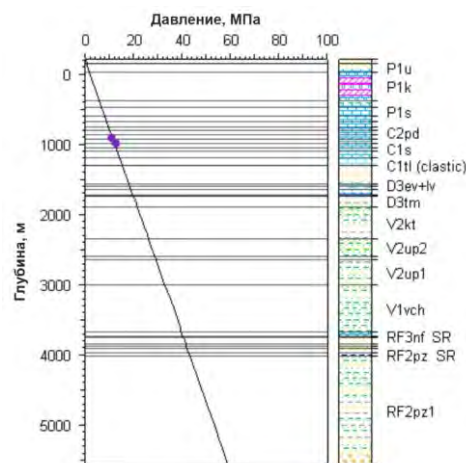
скв. Лесорубное, №102



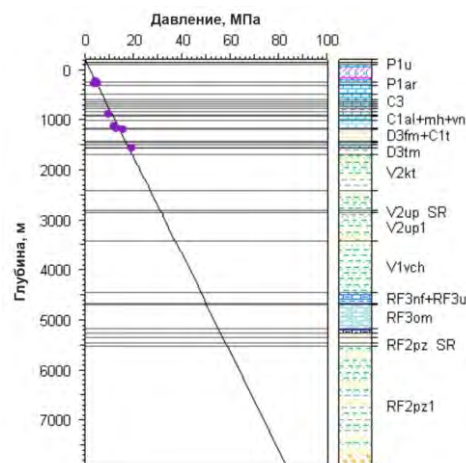
скв. Водораздельное, №105



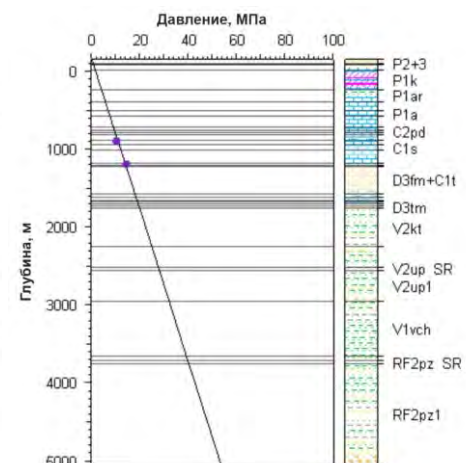
скв. Лызовская, №107



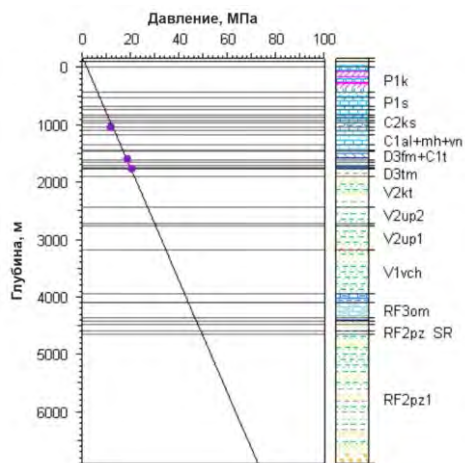
скв. Лызовская, №114



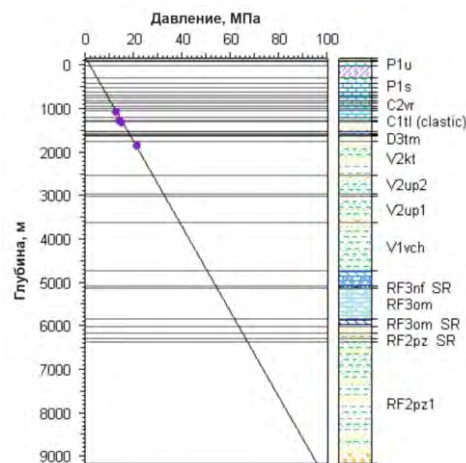
скв. Иважинская, №63



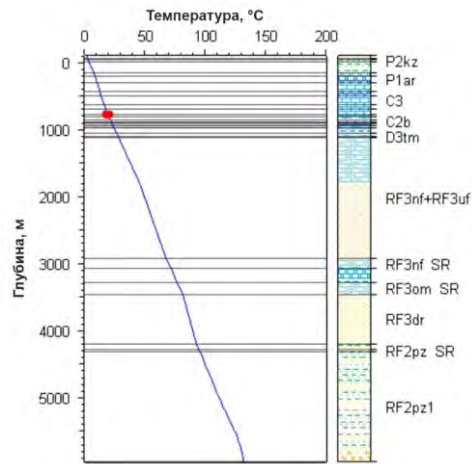
скв. Чердынский профиль, №510



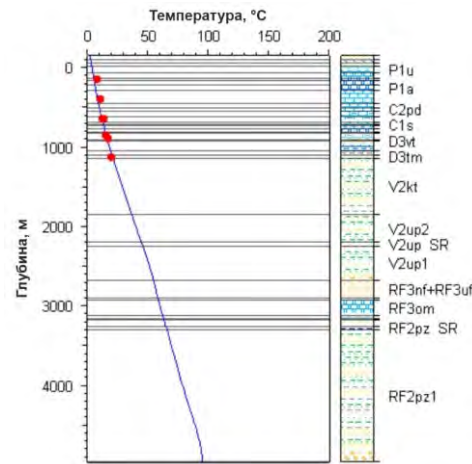
скв. Чердынский профиль, №511



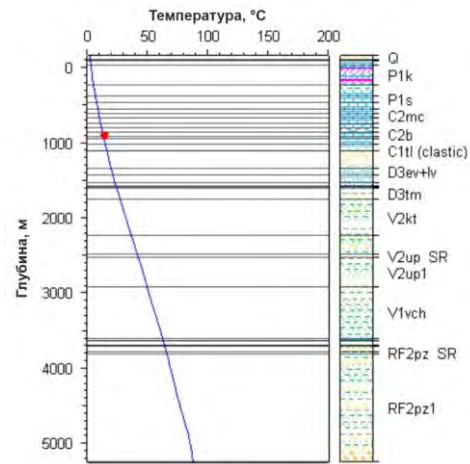
скв. Томиловское, №184



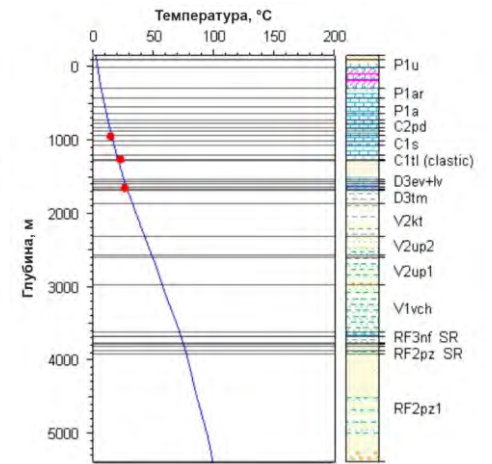
скв. Нившерская, №186



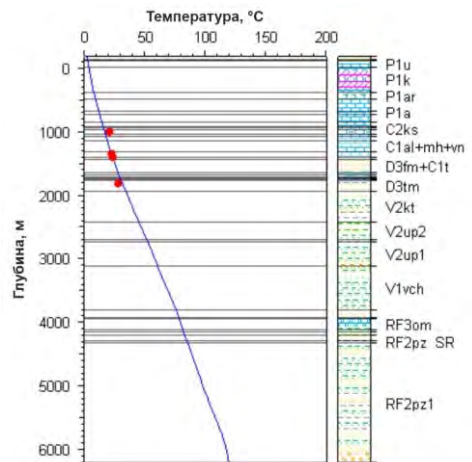
скв. Мулукская, №10



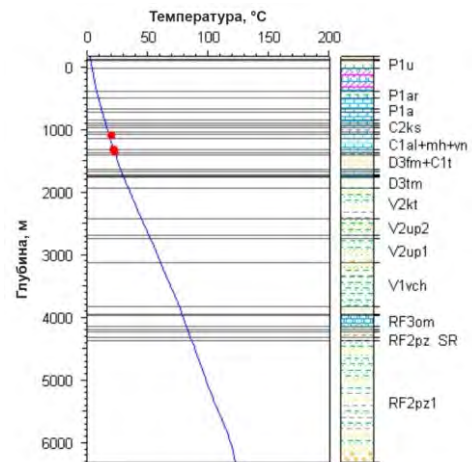
скв. Кольчугская, №140



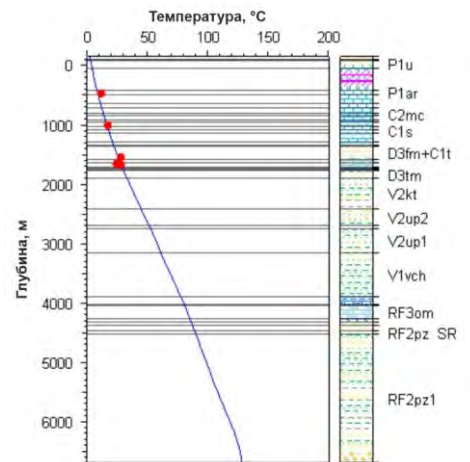
скв. Дружинское, №123



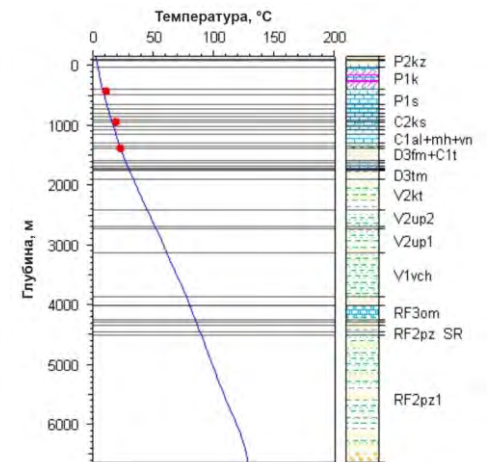
скв. Чердынское, №37



скв. Чердынское, №41

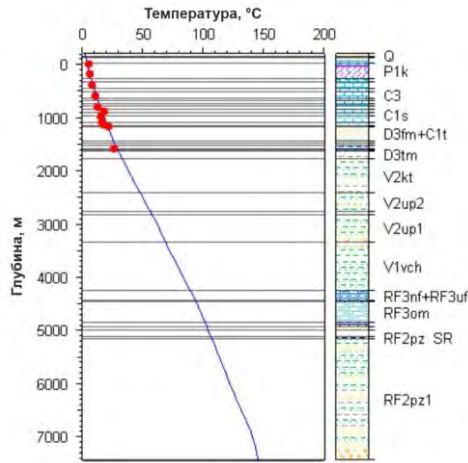


скв. Чердынское, №50

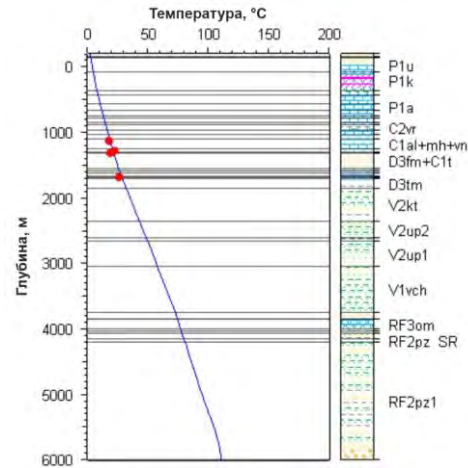


скв. Чердынское, №51

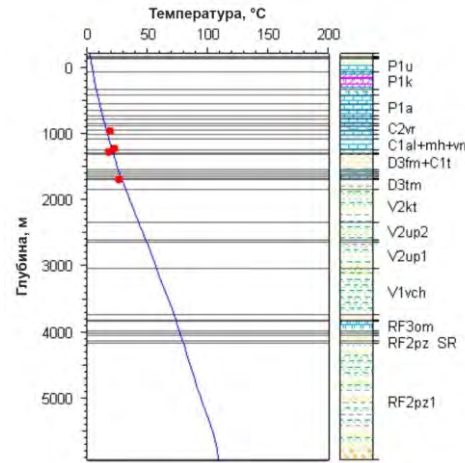
Рисунок 78 – Результаты сопоставления расчетных и фактических данных пластовых температур



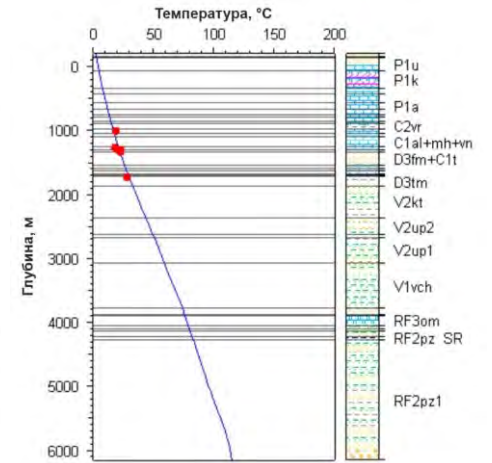
скв. Верх-Сыпанское, №52



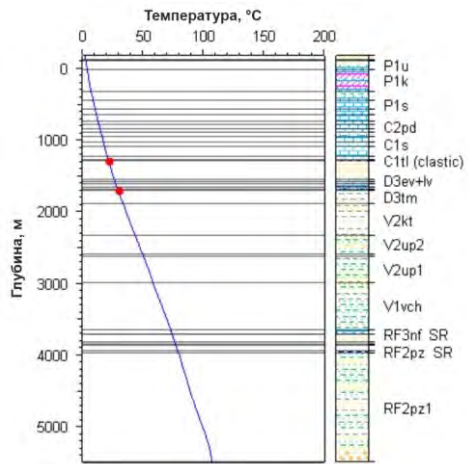
скв. Люльвинское, №94



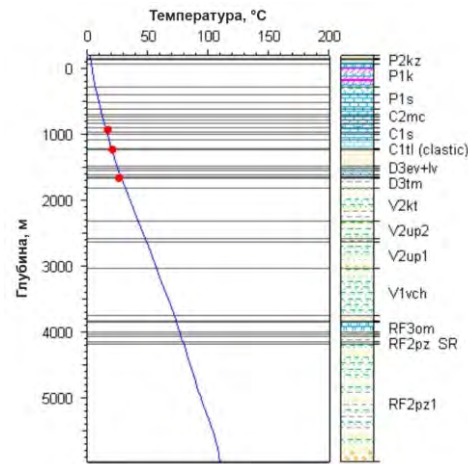
скв. Люльвинское, №98



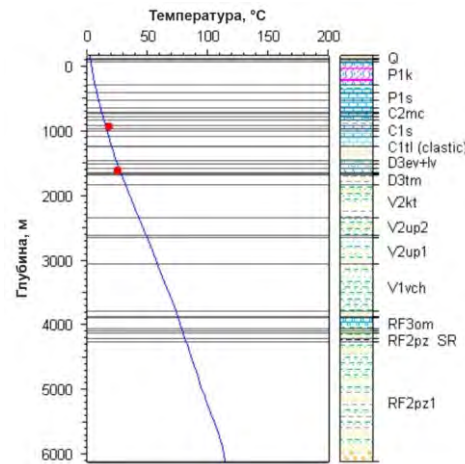
скв. Люльвинское, №99



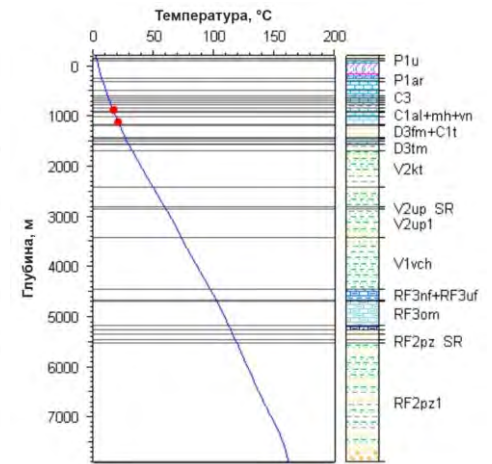
скв. Лесорубное, №102



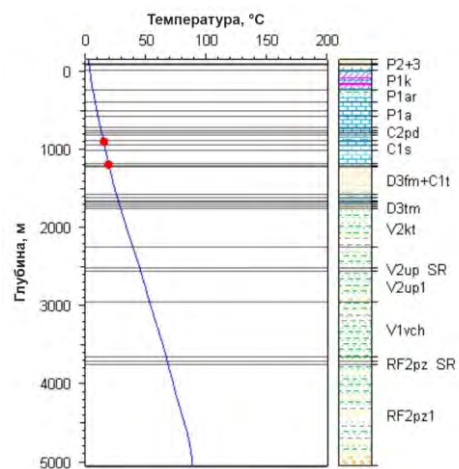
скв. Водораздельное, №105



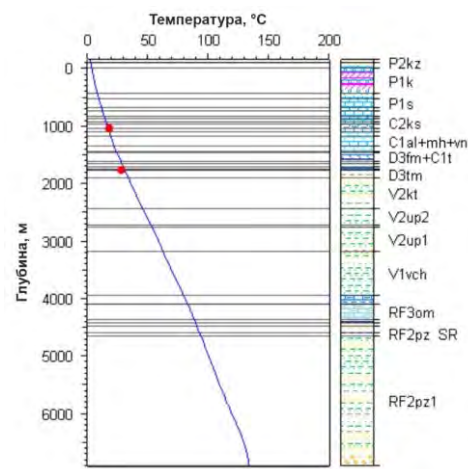
скв. Лызовская, №107



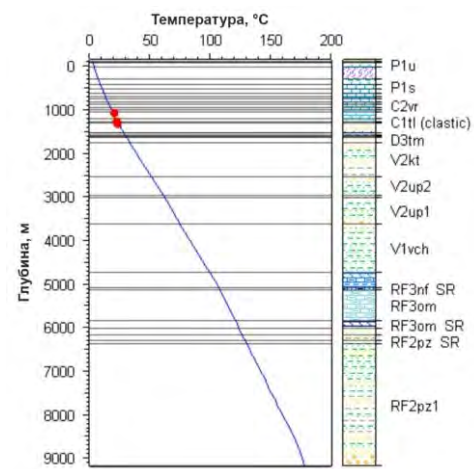
скв. Иважинская, №63



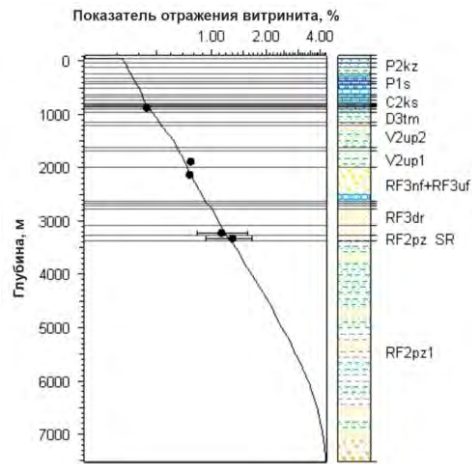
скв. Чердынский профиль, №510



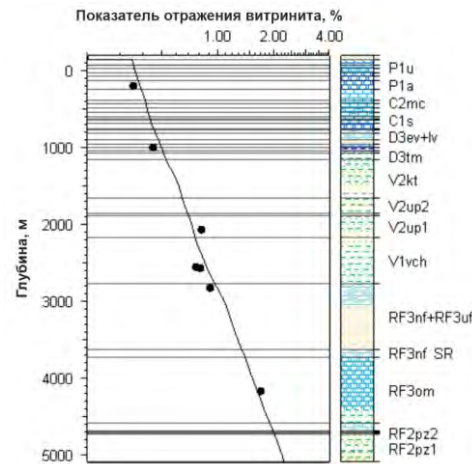
скв. Чердынский профиль, №511



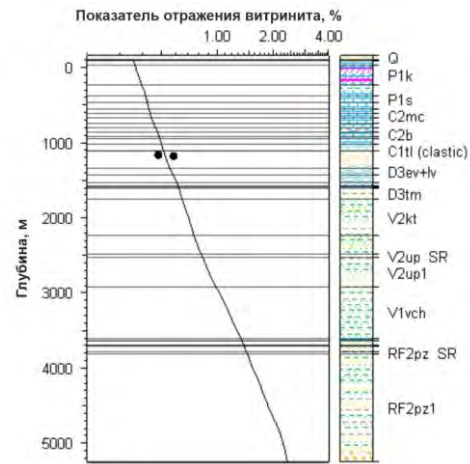
скв. Томиловское, №184



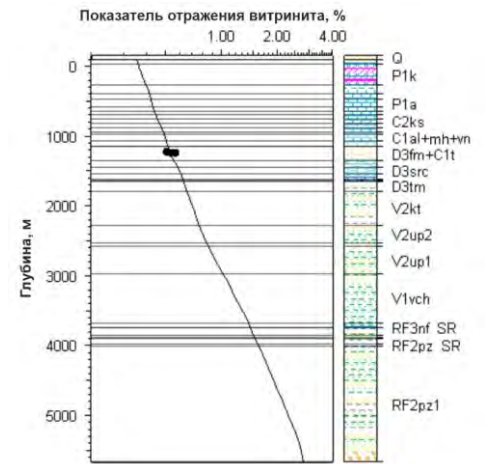
скв. Сторожевская, №1



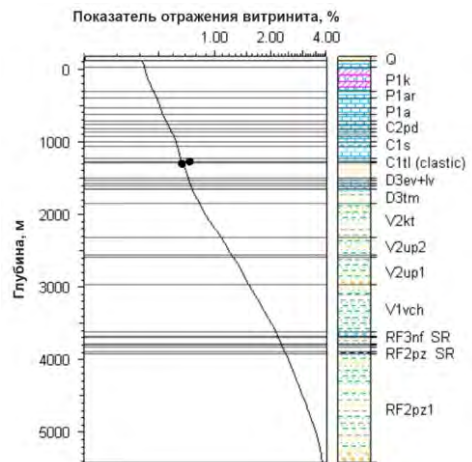
скв. Кельтменская, №1



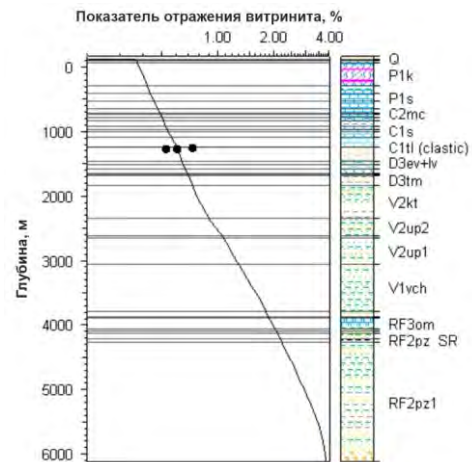
скв. Кольчугская, №140



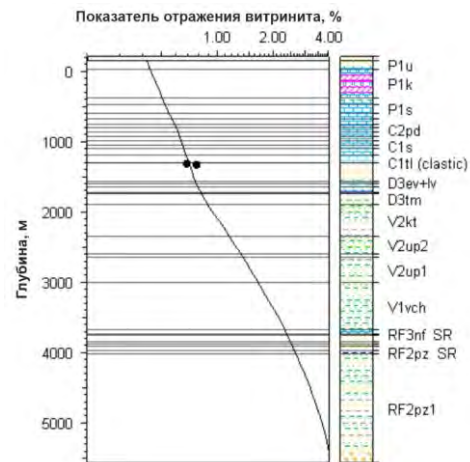
скв. Кольчугская, №139



скв. Кольчугская, №122



скв. Лызовская, №107



скв. Лызовская, №114

Рисунок 79 – Результаты сопоставления расчетных и фактических данных отражательной способности витринита

С целью подтверждения результатов калибровки модели, нами был использован метод статистического моделирования – метод Монте-Карло, который находит самое широкое применение при решении многих прикладных задач (Михайлов, 1978). Этот статистический метод использует множество случайных выборок из известных распределений (например, равномерного, треугольного, нормального, логнормального и др.) для оценки итогового значения исследуемого параметра. Данный подход позволяет оценивать широкий спектр неопределенностей и возможных сценариев при моделировании какого-либо процесса или объекта, особенно в условиях, когда информация о некоторых их анализируемых параметрах несет нечеткий или «расплывчатый» характер (Смолич, 2004).

Низкая изученность осадочных бассейнов создает множество проблем в процессе построения их региональных моделей. Это связано с неопределенностями, возникающими из-за малого количества и неоднозначности исходных геологических данных (Peters et al., 2012). В бассейновом моделировании имеются геологические характеристики (например, тепловой поток, свойства НГМП, эрозия отложений и др.), для которых часто нет точных данных или они представлены единичными замерами. Это затрудняет использование прямой статистической оценки диапазона изменения входных параметров.

В рамках настоящей работы для анализа возможных вариаций температур и катагенеза недр в условиях неопределенности исходных параметров бассейновой модели был использован метод Монте-Карло. Применение данного метода позволят прогнозировать множество сценариев изменения пластовых температур и стадий катагенеза. Полученные результаты дают возможность оценить диапазоны возможных значений и их вероятности путем определения доверительного интервала на основе граничных значений реализаций P90 и P10 для основных характеристик – температур и стадий катагенеза.

Для анализа неопределенностей в качестве входных параметров бассейновой модели приняты:

- палеотепловой поток;
- палеотемпература на поверхности осадочного чехла;
- мощность эрозии отложений.

В качестве выходных показателей рассматриваются – распределения по разрезу пластовых температур и стадий катагенеза.

Известно (Баженова, 2008; Бочкарев А.В., Бочкарев В.А., 2006), что основным фактором, контролирующим процессы катагенеза в осадочном бассейне, является температура недр, которая имеет прямую зависимость от глубинного теплового потока. В процессе моделирования термической эволюции осадочного бассейна тепловой поток представляет собой ключевой параметр, который характеризуется высокой степенью неопределенности и сложности для его

однозначного определения. Наряду с тепловым потоком, влияние на характер катагенеза могут оказывать температуры на поверхности осадочного бассейна и эрозионные события на его этапах геологического развития (Резников и др., 2013; Болдушевская, 2001; Голованов и др., 2022; Пронина и др., 2017).

В связи с этим, было проведено исследование влияния палеотеплового потока, палеотемператур и интенсивности эрозии отложений на формирование теплового режима осадочного чехла Вычегодского прогиба. Данные параметры характеризуются наибольшей степенью неопределенности и сложностью численных оценок.

Территория исследования характеризуется недостаточной геолого-геофизической изученностью и ограниченным объемом скважинных данных для анализа неопределенностей входных геологических параметров. В связи с этим для моделирования этих параметров применяется равномерное распределение, которое позволяет максимально охватить возможные вариации входных данных. Равномерное распределение задается двумя параметрами: минимальным и максимальным значениями.

Моделируемые неопределенности:

1. Неопределенность палеотеплового потока.

Тепловой поток – переменная величина, которую сложно оценить в прошлые геологические эпохи. Чтобы учесть его возможную вариативность, базовый вариант теплового потока (Таблица 12) моделируется в диапазоне ± 11 мВт/м². Этот диапазон отражает разброс значений современного теплового потока по территории Вычегодского прогиба. Изменение теплового потока моделируется для временного интервала от 1600 до 0 млн. лет;

2. Неопределенность палеотемператур на поверхности осадочного чехла.

Проверка чувствительности бассейновой модели к изменениям палеотемператур на поверхности осадочного чехла праведна моделированием базового тренда палеотемператур (Таблица 12) с условно заданным отклонением ± 5 °С. Изменение палеотемператур моделируется для временного интервала от 1600 до 0 млн. лет;

3. Неопределенность мощности эрозии.

В случае наличия в разрезе скважин стратиграфических или угловых несогласий возникает необходимость рассчитать первоначальное накопление осадочных толщ, а затем его последующую эрозию. Для моделирования данных процессов используются схемы мощности размытых отложений (см. Рисунок 74). Однако величина размытых отложений не может быть точно определена, поэтому следует учесть ее различные варианты. Для этого мощность размытых отложений моделируется изменением поверхности эрозионного среза с условно принятым отклонением ± 50 % относительно базового варианта (Таблица 12). Модель учитывает

влияние трех крупных этапов эрозии, имеющих следующие временные интервалы и мощность размыва:

- предвендский (RF₃-V) – 685-625 млн. лет, с мощностью размывных отложений в интервале от 500 до 1650 м в базовом варианте;
- раннепалеозойский (Є₂-D₃) – 509-382,7 млн. лет, с мощностью размывных отложений в интервале от 700 до 2400 м в базовом варианте;
- раннеюрский (J₁) – 201,3-174 млн. лет, с мощностью размывных отложений в интервале от 50 до 1550 м в базовом варианте.

Для каждой одномерной модели было рассчитано 25 возможных сценариев.

Таблица 12 – Заданные параметры для анализа геологических неопределенностей методом Монте-Карло

Неопределенность		Время, млн. лет	Вид распределения	Входные данные	Отклонение
Тепловой поток, мВт/м ²		от 1600 до 0	равномерное	базовые тренды (см. рисунок 75, б и в)	±11 мВт/м ²
Температур на поверхности осадочного чехла, °С		от 1600 до 0	равномерное		±5 °С
Мощность эрозии, м	J ₁	от 201,3 до 174	равномерное	базовые схемы эрозии (см. рисунок 74)	±50 %
	Є ₂ -D ₃	от 509 до 382,7	равномерное		±50 %
	RF ₃ -V ₁	от 685 до 625	равномерное		±50 %

Результаты моделирования, учитывающие заданные параметры неопределенности, демонстрируют, что значения показателя отражения витринита и пластовой температуры находятся в пределах, установленных для верификации параметров неопределенности (Рисунок 80, 81). Проверка на чувствительность модели показала положительный результат: графики изменения отражательной способности витринита и пластовых температур в зависимости от глубины, полученные в ходе моделирования, соответствуют фактическим данным. Это свидетельствует о корректности и адекватности модели в пределах заданных параметров.

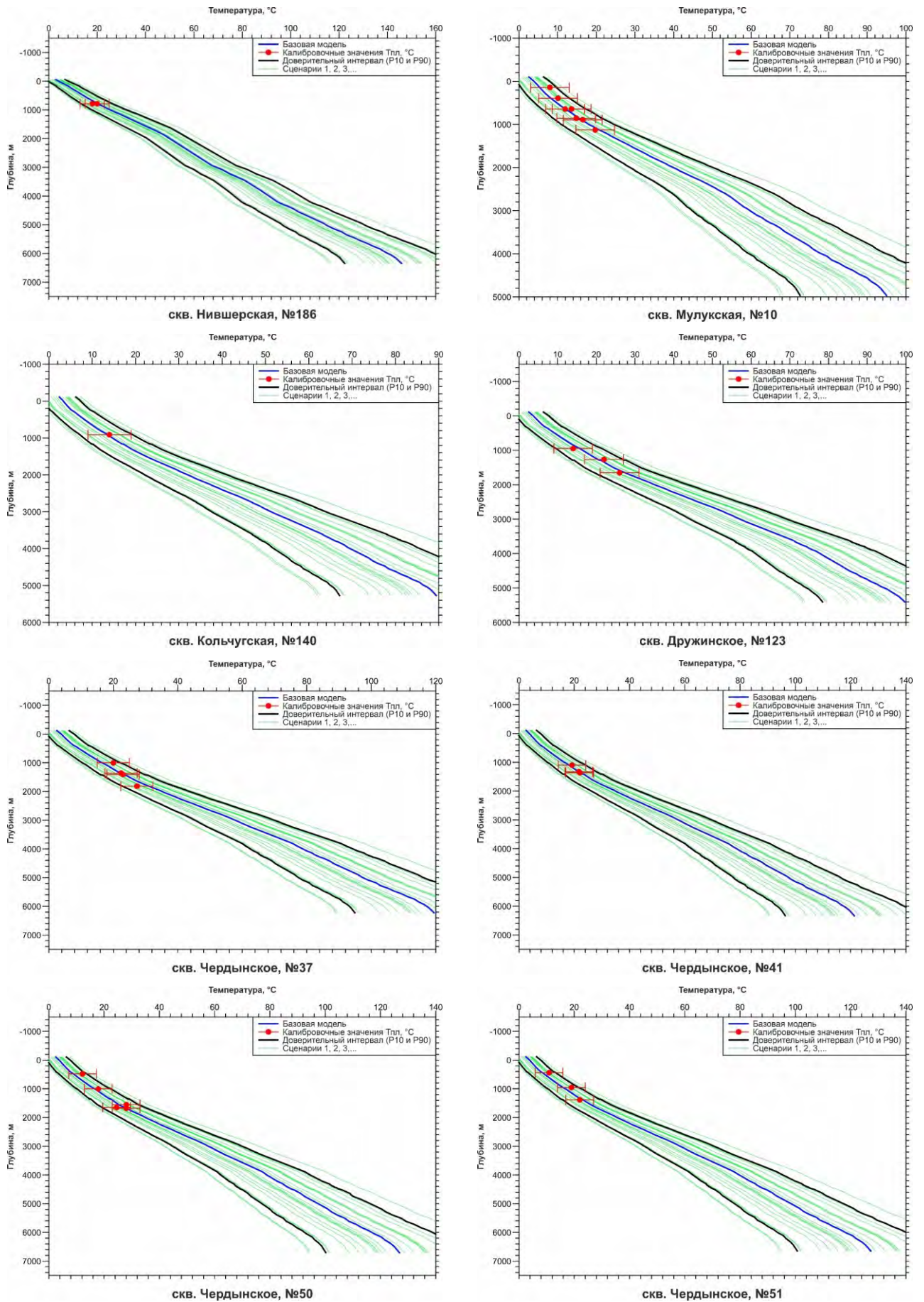
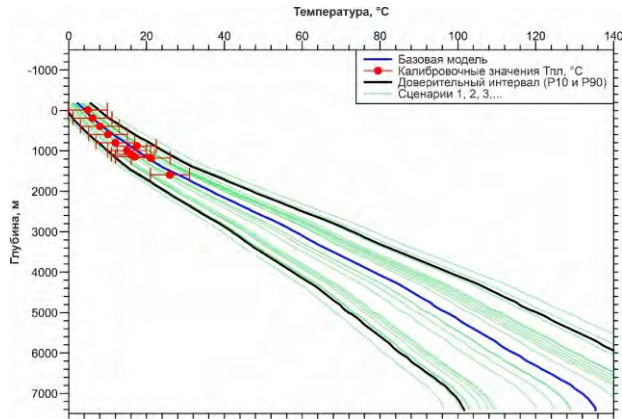
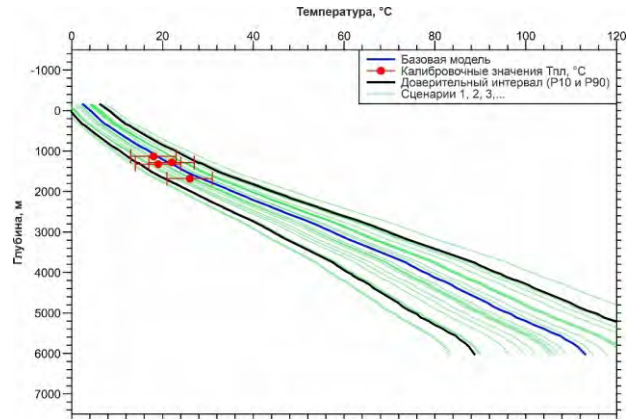


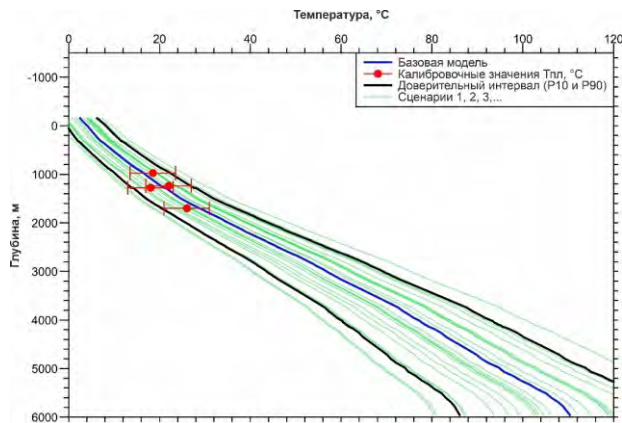
Рисунок 80 – Кривые изменения пластовых температур с глубиной, полученные в результате анализа неопределенностей входных геологических данных методом Монте-Карло



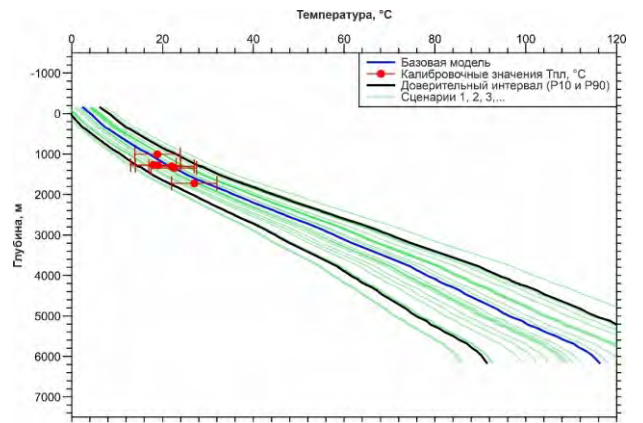
скв. Верх-Сыпанское, №52



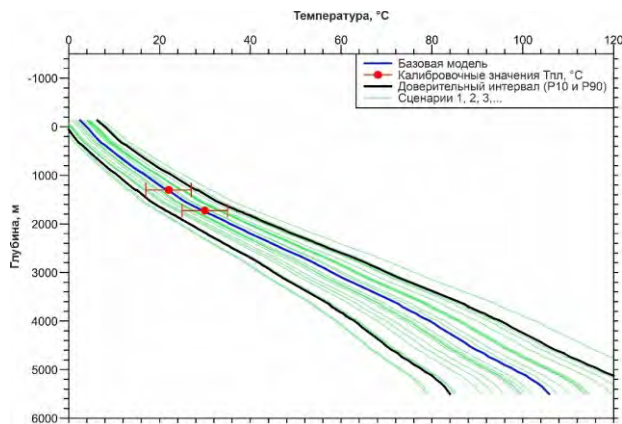
скв. Люльвинское, №94



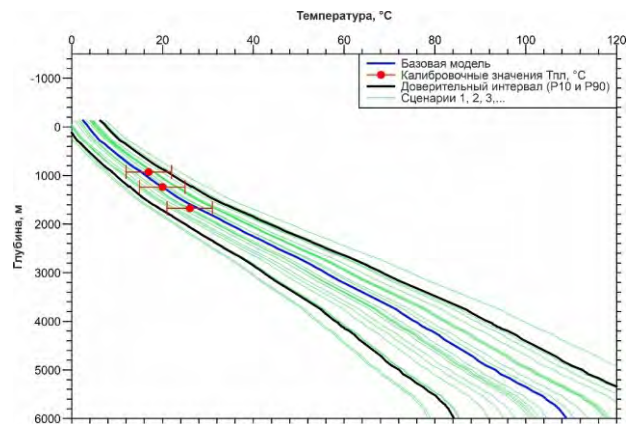
скв. Люльвинское, №98



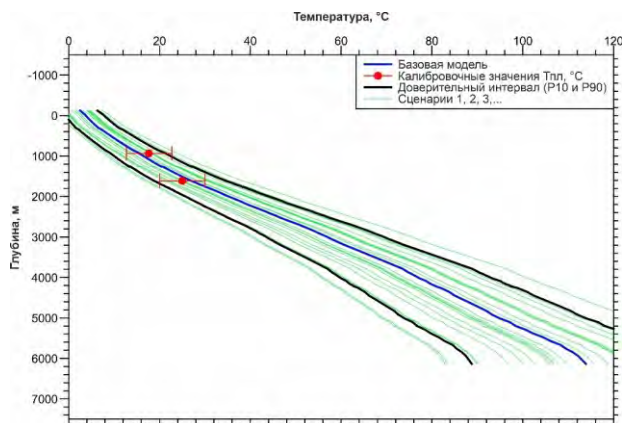
скв. Люльвинское, №99



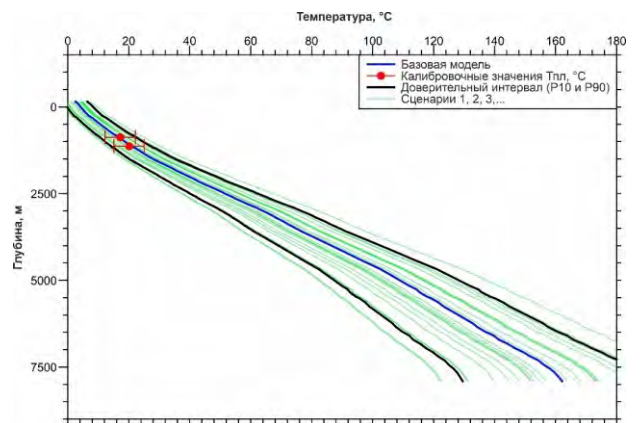
скв. Лесорубное, №102



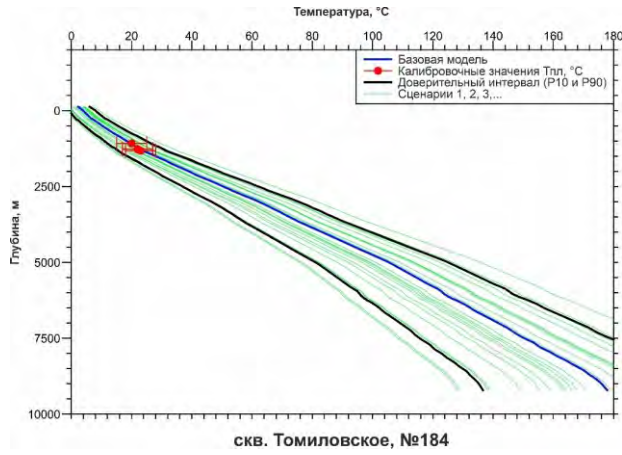
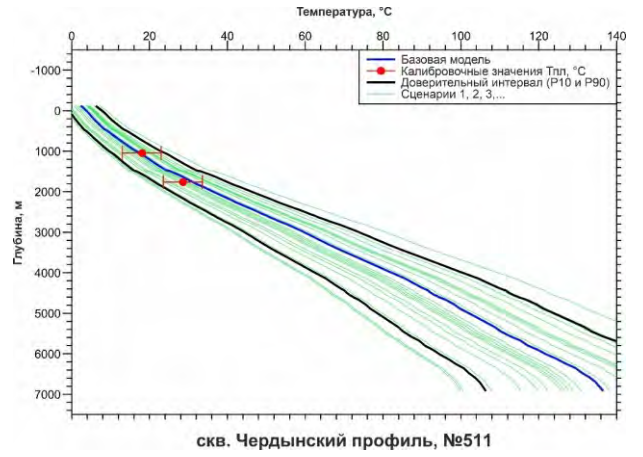
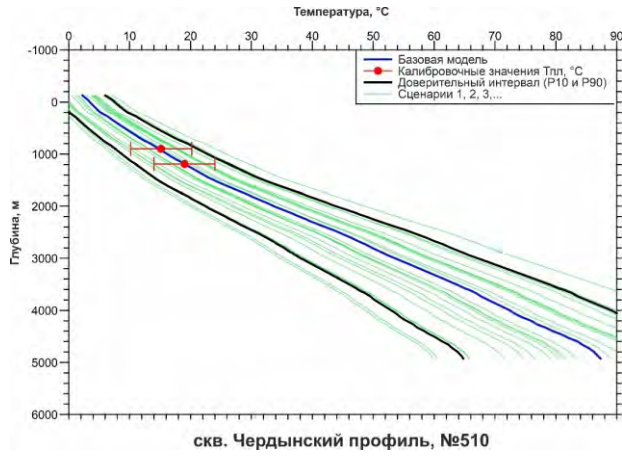
скв. Водораздельное, №105



скв. Лызовская, №107



скв. Иважинская, №63



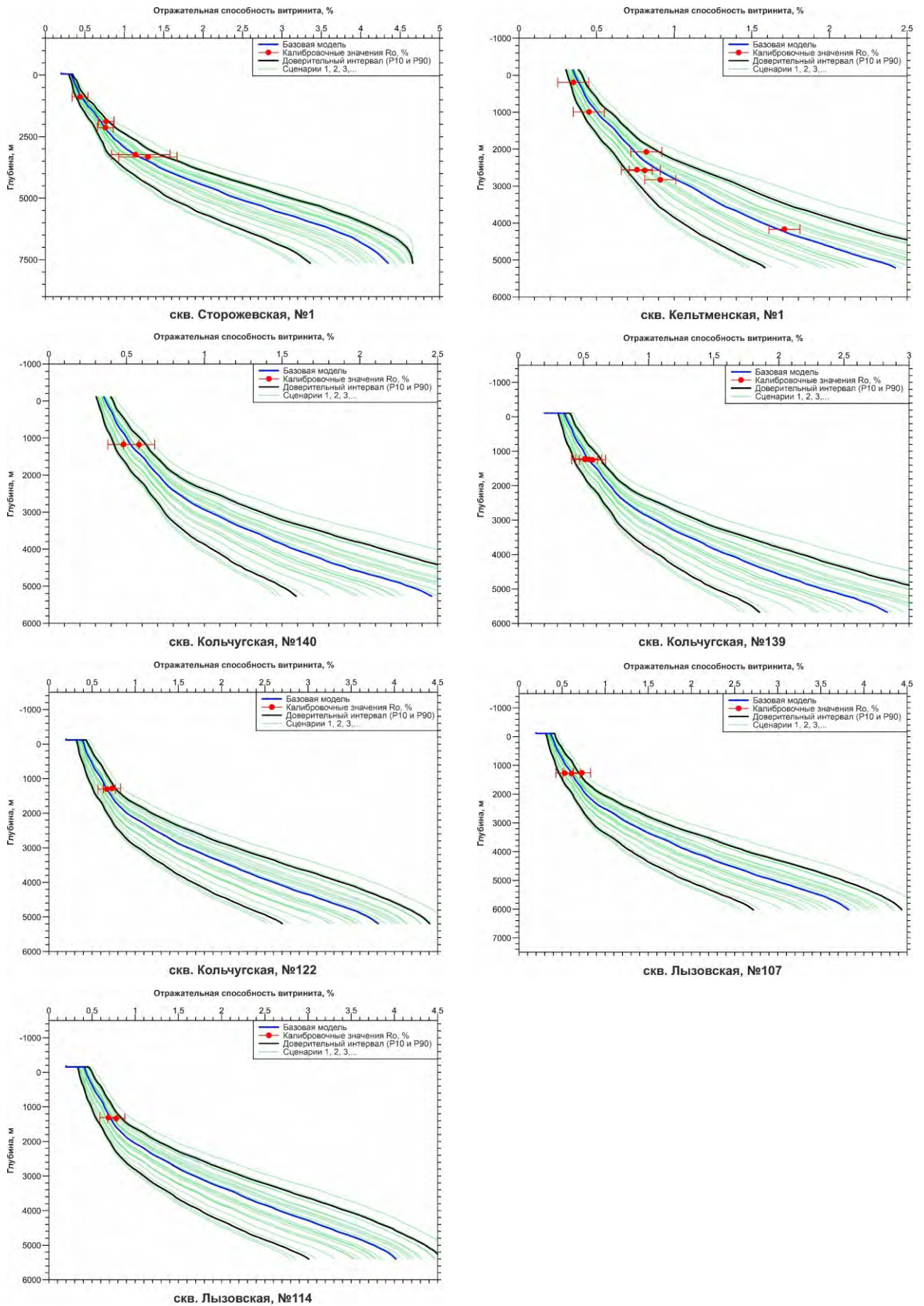


Рисунок 81 – Кривые изменения показателя отражения витринита с глубиной, полученные в результате анализа неопределенностей входных геологических данных методом Монте-Карло

4.3. Результаты моделирования формирования углеводородного потенциала

Анализ формирования углеводородного потенциала изучаемой территории начат с рассмотрения потенциальных УВ-систем.

УВ-система (или генерационно-аккумуляционная УВ-система) – комплекс активных НГМП, генетически связанных с ними проявлений и скоплений УВ, а также всех элементов и процессов, необходимых для формирования и существования нефтяных и газовых скоплений. Ключевыми элементами УВ-системы являются НГМП, породы-коллекторы и флюидоупоры. К процессам, происходящим в УВ-системе, относятся формирование ловушек, генерация, миграция и аккумуляция УВ (Magoon, Dow, 1994).

Согласно ранее опубликованным работам (Карасева и др., 2020; Жарков, 2009; Боталов, 2023; Krivoshechekov, Botalov, 2024), а также выше представленному анализу геологического строения Вычегодского прогиба, а именно, литолого-стратиграфической (см. раздел 1.2) и геохимической (см. главу 3) характеристик разреза и нефтегазоносности (см. главу 2), в осадочном чехле изучаемого объекта были выделены и уточнены ключевые элементы УВ-систем. Обобщенная схема с более подробными характеристиками элементов представлена на рисунке 82.

В осадочном чехле Вычегодского прогиба прогнозируются рифей-вендская и девонско-пермская потенциальные УВ-системы (Боталов, 2024).

Рифейский и вендский комплексы могут рассматриваться как единая потенциальная УВ-система в связи с отсутствием между ними надежного регионального флюидоупора. В ряде работ авторы (Белоконь и др., 1996; Кожанов, Большакова, 2024) отмечают возможность существования условий для перетока УВ из рифейских очагов генерации в вышележащие резервуары венда и палеозоя. В данной УВ-системе известны проявления УВ в отложениях верхнего рифея и верхнего венда в виде насыщения пород битумом, а также микроаккумуляций (повышенных концентраций битумоидов). Рифей-вендская потенциальная УВ-система имеет широкое площадное распространение и существенные мощности, оцениваемые в интервале от 600 до 8100 м.

В верхнепалеозойском комплексе, состоящем из отложений верхнего девона, карбона и перми, выделяется девонско-пермская потенциальная УВ-система. Мощность ее существенно меньше (до 2100 м), чем у предыдущей УВ-системы. Тем не менее в ее составе имеются высокочемкие породы-коллекторы, выдержанные флюидоупоры и НГМП с высоким генерационным потенциалом. Кроме того, во всем разрезе установлено обилие нефтегазопроявлений и выявлены верхнедевонские и каменноугольные залежи УВ на сопряженной территории Соликамской депрессии.

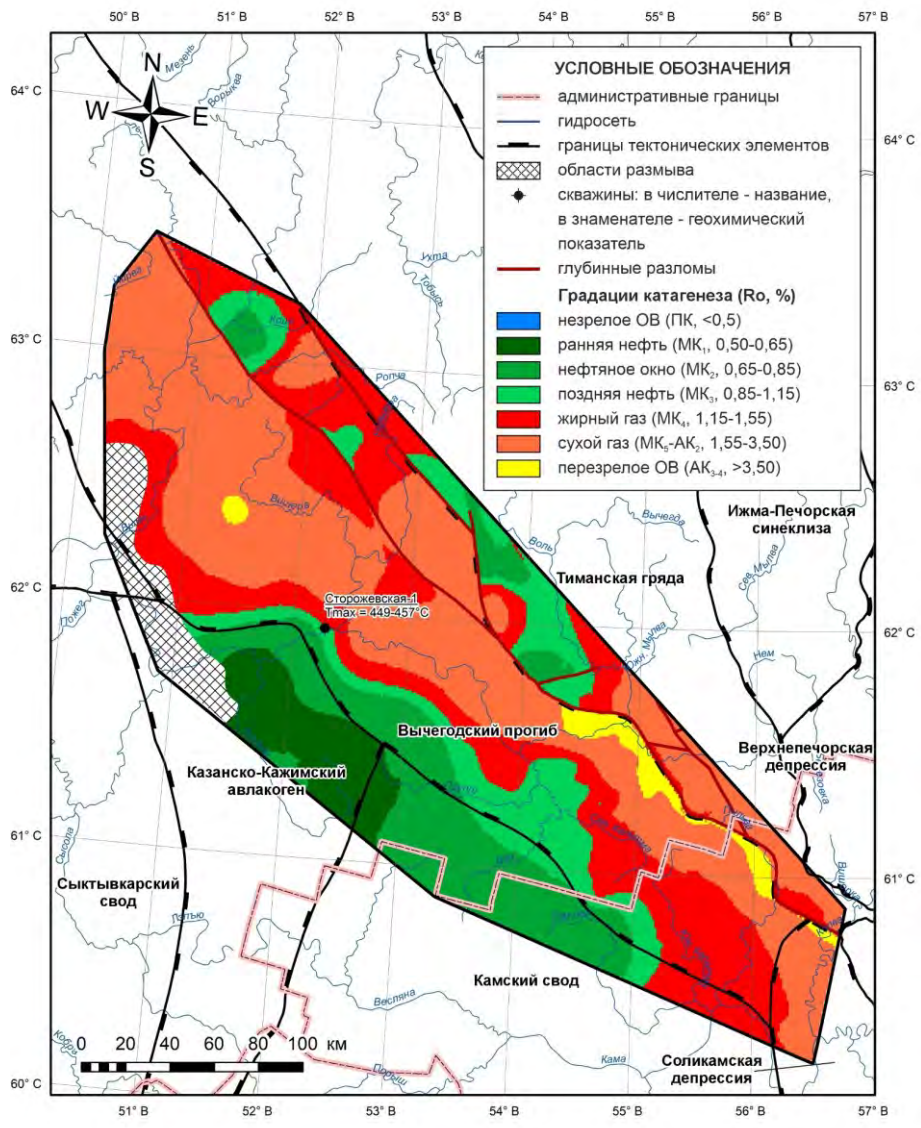
4.3.1. Катагенетическая преобразованность нефтегазоматеринских пород

Полученные результаты в целом подтверждают ранее полученные выводы о катагенетической зональности осадочного чехла Вычегодского прогиба по геохимическим данным (см. раздел 3.5) и дополняют работы ученых (Карасева и др., 2020; Башкова и др., 2018; Баженова и др., 2013) и автора (Боталов, 2021; Боталов, Алексеева, 2021; Krivoshechekov, Botalov, 2024).

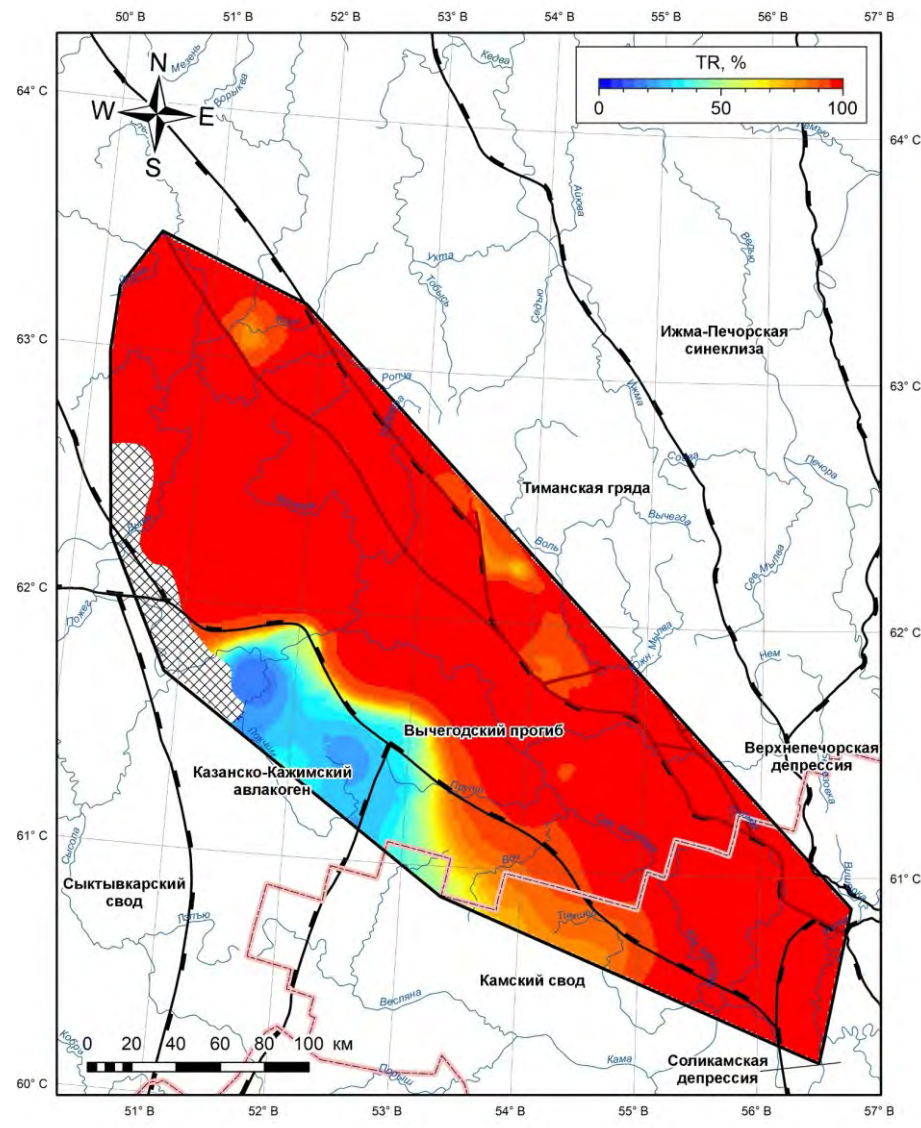
НГМП среднего и верхнего рифея на сегодняшний день катагенетически преобразованы в широком интервале градаций, которые возрастают от основной стадии нефтеобразования (МК₁-МК₃) в районе юго-западного борта Вычегодского прогиба и на выступах Тимана до глубинного катагенеза (МК₄-АК₄) – в пределах древних отрицательных структур (Вишерская мульда, Западно-Весьлянская, Нившерская, Немская и Соликамская депрессии) (Рисунок 83, а-85, а). В целом уровень катагенеза в отложениях рифейского комплекса контролируется структурным планом и увеличивается с погружением фундамента по направлению к Западно-Тиманским дислокациям. Нефтепроизводившие породы среднего и верхнего рифея практически по всей территории Вычегодского прогиба характеризуются существенной долей реализации генерационного потенциала ($TR = 16-100\%$), которая составляет в среднем для пезской свиты $TR = 89\%$, оменской свиты – $TR = 80\%$ и няфтинской свиты – $TR = 78\%$ (Рисунок 83, б-85, б). В районе юго-западного борта, который граничит со структурами Волго-Уральской антеклизы, ОВ рифейских НГМП менее катагенетически зрелое, и, соответственно, коэффициент трансформации менее низкий и варьирует в широком диапазоне ($TR = 16-70\%$).

НГМП верхнего венда в настоящее время расположены в ГЗН (МК₁-МК₃) (Рисунок 86, а). Катагенетическая преобразованность ОВ усть-пинезской свиты возрастает по мере погружения фундамента от ранней стадии генерации нефти (МК₁) в районе приподнятого юго-западного борта Вычегодского прогиба до МК₃ в отрицательных структурах, простирающиеся вдоль Западно-Тиманских дислокаций и раскрывающиеся в Предуральский прогиб. На юго-западном борту Вычегодского прогиба трансформация ОВ пород составляет 12-25 %, а в северо-западном, восточном и юго-восточном направлениях данный показатель возрастает от 25 до 96 % (рисунок 86, б). На территории исследования коэффициент TR ОВ в среднем равен 46 %.

Верхнепалеозойский этаж осадочного чехла залегает на небольших глубинах, что отражается в характере катагенетической зональности. В северо-западных и юго-западных районах Вычегодского прогиба отложениям соответствуют крайне низкие стадии катагенеза (ПК₁-ПК₃). Однако в палеозойских впадинах (Лопьюская, Помоздинская, Северо-Кельтменская), простирающиеся вдоль Южного Тимана, градации катагенеза повышаются до начальной стадии ГЗН (МК₁) (Рисунок 87, а). В юго-восточной части Вычегодского прогиба катагенетическая преобразованность ОВ возрастает до основной стадии ГЗН (МК₂).

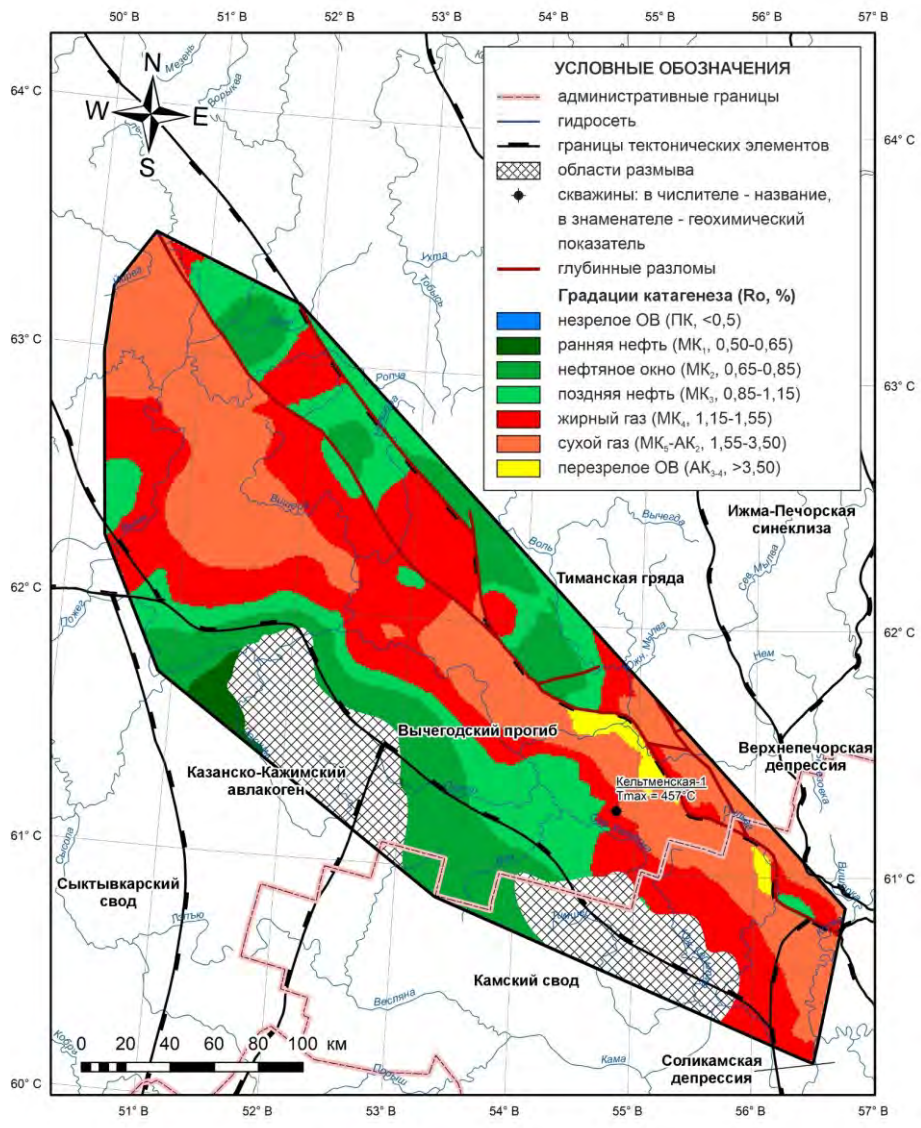


а

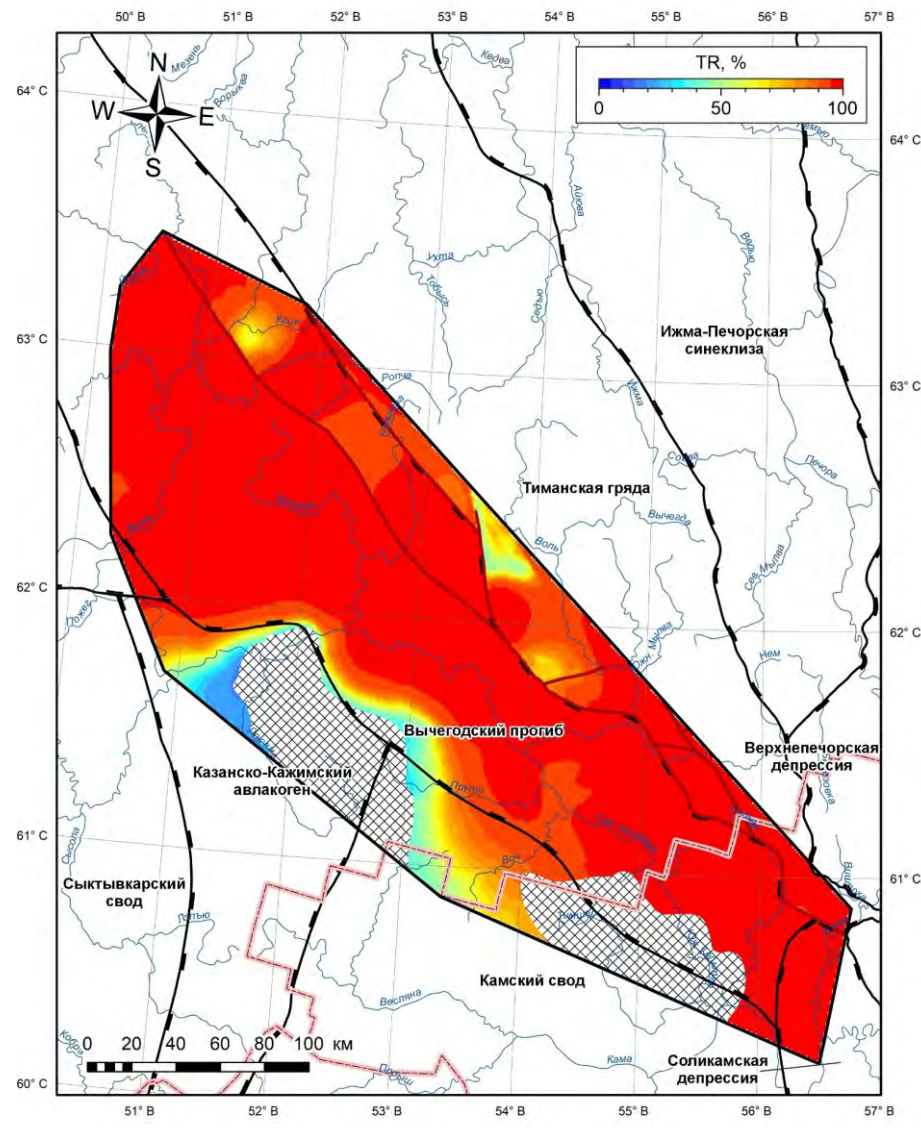


б

Рисунок 83 – Схемы: а) катагенетической преобразованности ОВ; б) степень трансформации ОВ НГМП пещской свиты

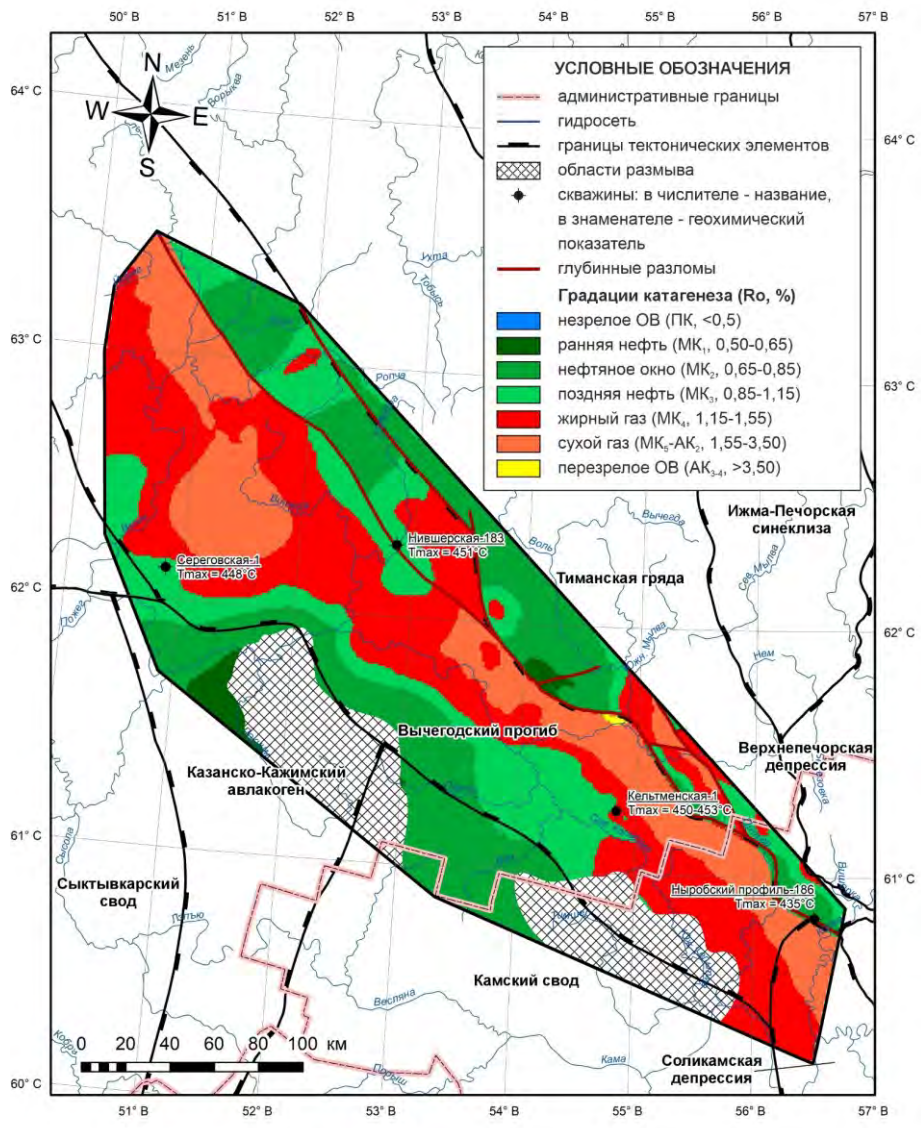


а

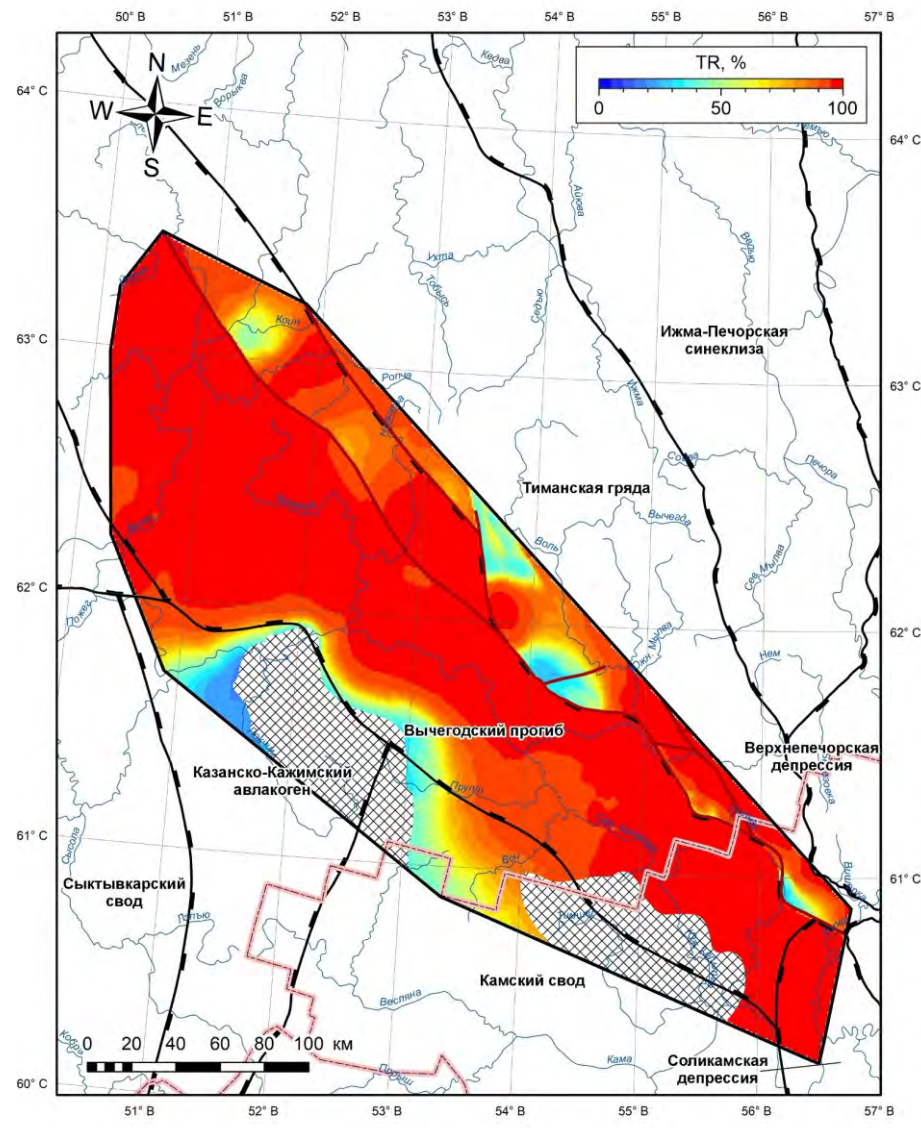


б

Рисунок 84 – Схемы: а) катагенетической преобразованности ОВ; б) степень трансформации ОВ НГМП оменской свиты

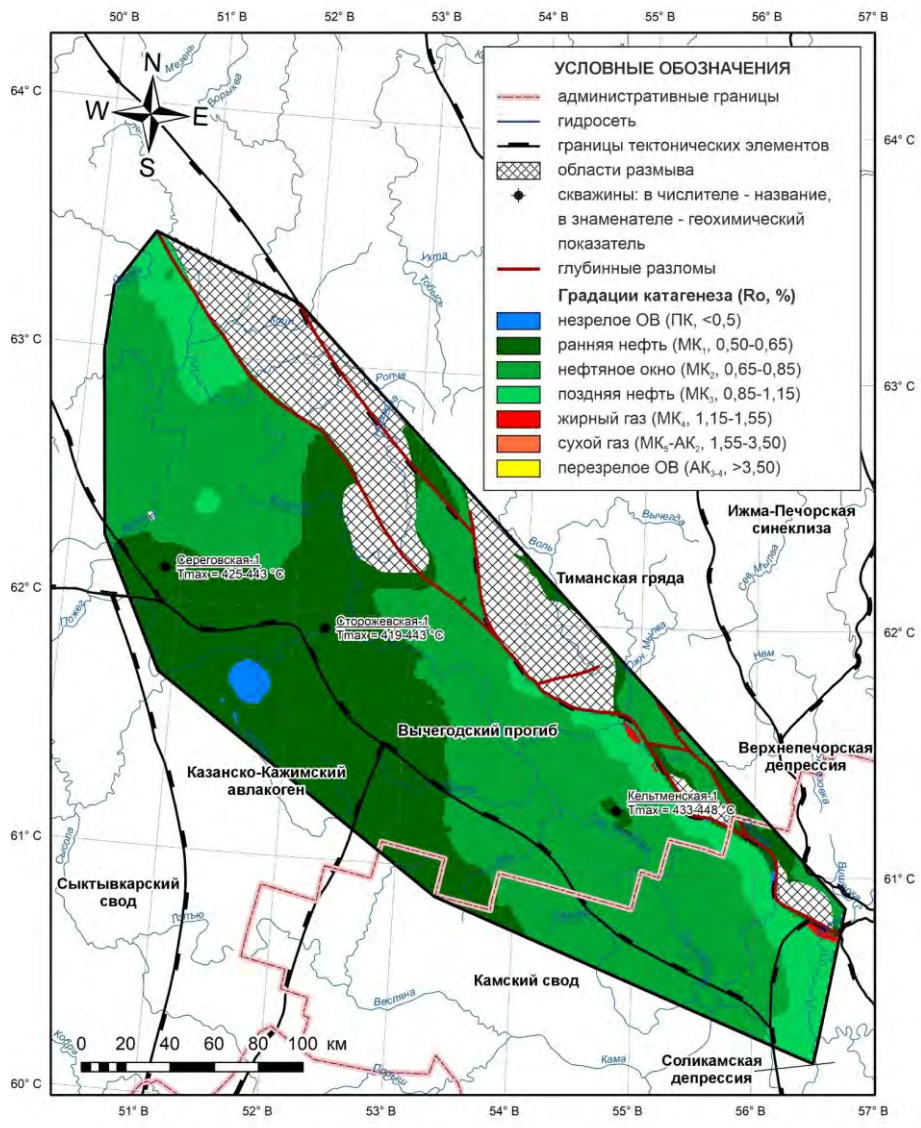


а

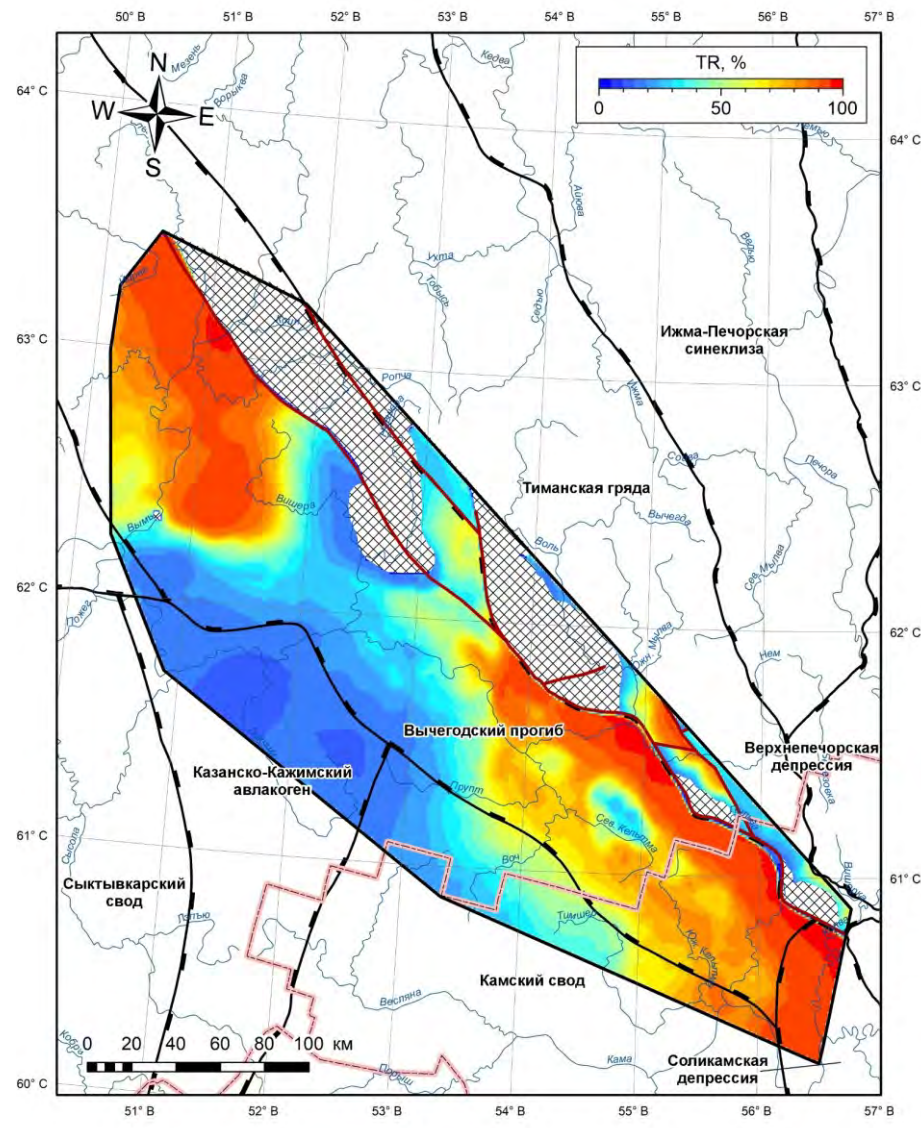


б

Рисунок 85 – Схемы: а) катагенетической преобразованности ОВ; б) степень трансформации ОВ НГМП нефтяной свиты

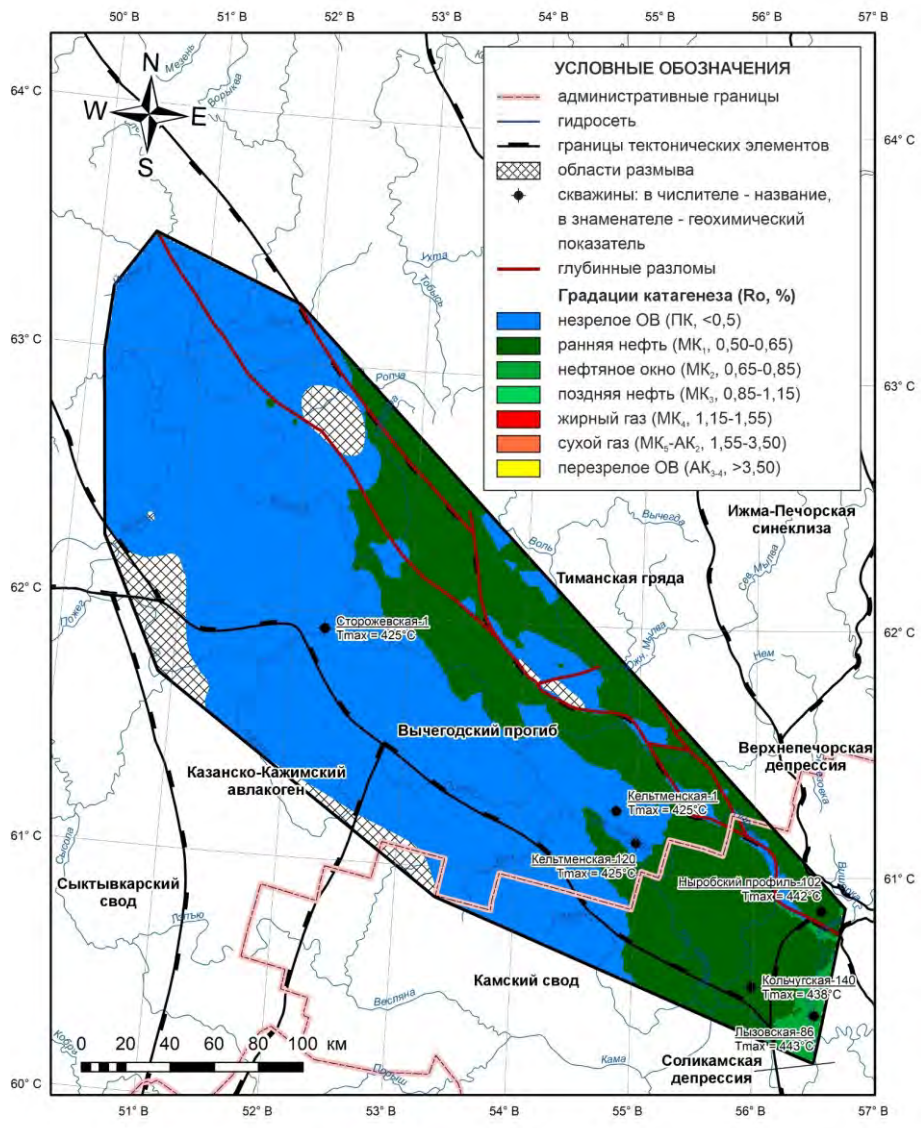


а

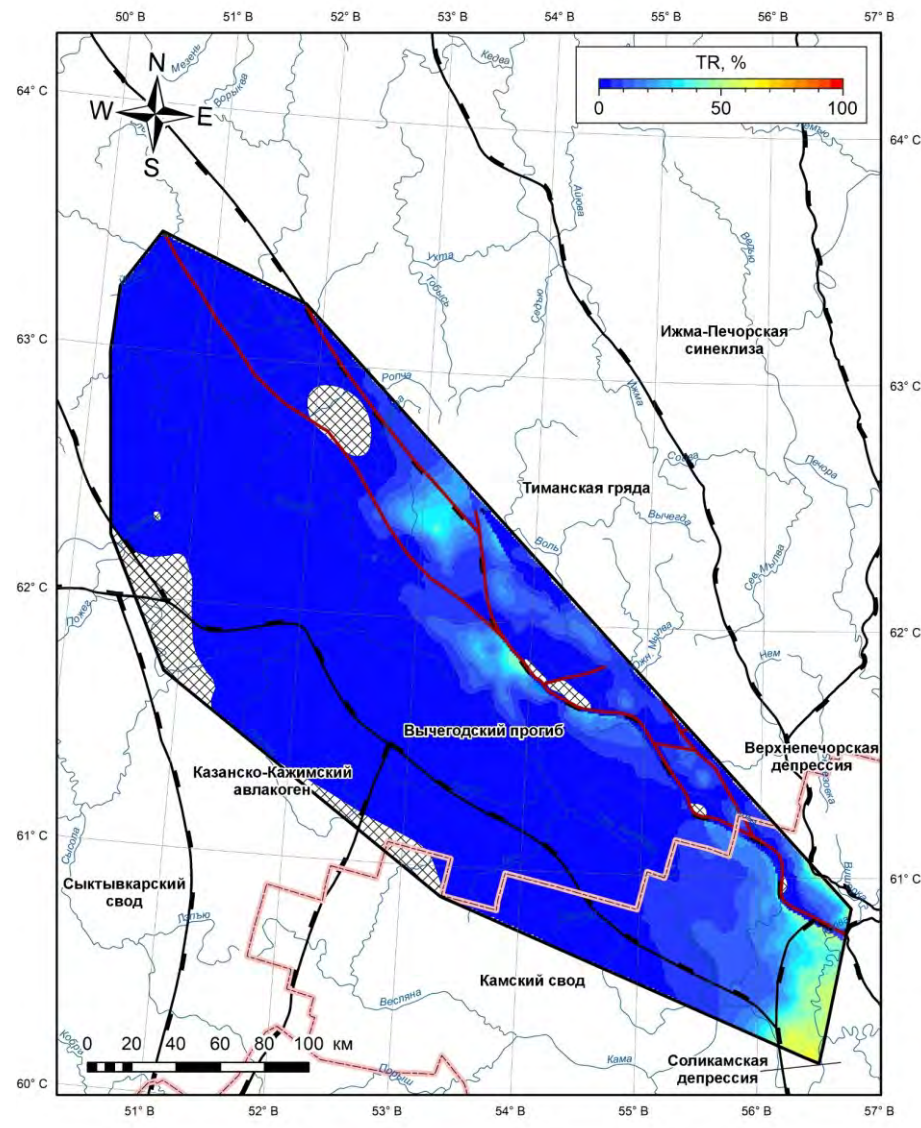


б

Рисунок 86 – Схемы: а) катагенетической преобразованности ОВ; б) степень трансформации ОВ НГМП усть-пинежской свиты



а



б

Рисунок 87 – Схемы: а) катагенетической преобразованности ОВ; б) степень трансформации ОВ НГМП доманиковского горизонта

Данным районам соответствуют и более высокие значения коэффициента трансформации ОВ пород. Степень трансформации ОВ НГМП тиманского горизонта низкая и колеблется от 0 до 5 %, увеличиваясь до 25 % в Северо-Кельтменской впадине и до 35 % в зоне сочленения Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии. Преобразованность ОВ НГМП саргаевского горизонта в целом аналогична тиманскому горизонту ($TR < 5 \%$) и возрастает до 16 % в Северо-Кельтменской впадине и до 32 % в сопряженных районах Соликамской депрессии. На большей территории Вычегодского прогиба коэффициент TR высокоуглеродистых пород доманиково-фаменского комплекса варьирует в диапазоне от 0 до 5 % и возрастая до 20 % в Помоздинской впадине, до 35 % в Лопьюской впадине и до 43 % в Северо-Кельтменской впадине. В Соликамской депрессии преобразованность ОВ НГМП достигает до 60 % (Рисунок 87, б). Это свидетельствует о том, что в данных отрицательных структурах находились основные верхнедевонские очаги нефтегенерации (Botalov et al, 2026). Потенциал ОВ углистых отложений тульского горизонта и глинистых – верейского горизонта практически не реализован ($TR < 4 \%$).

Таким образом, в настоящее время в ГЗН преимущественно залегают породы вендского возраста и участками – верхнедевонского и каменноугольного. В ГЗГ расположены отложения среднего и верхнего рифея. Современная ГЗН соответствуют глубинам от 850 до 4000 м. Интервал разреза от 4000 до 6500 м свойствен ГЗГ.

4.3.2. Эволюция процессов генерации углеводородов

Средне-позднерифейское время ознаменовалось интенсивным погружением бассейна осадконакопления и благоприятным температурным режимом недр Вычегодского прогиба, что способствовало активизации процессов генерации УВ.

Нефтематеринские породы пезской свиты вступили в ГЗН в середине позднего рифея и достигли стадии «нефтяного окна» ($R_o = 0,5-0,85 \%$) в основных очагах генерации УВ к концу позднего рифея (Рисунок 88, а). НГМП оменской и няфтинской свит в позднем рифее преимущественно располагались на стадии катагенеза, советующая ПКз (катагенетически незрелого ОВ, $R_o < 0,5 \%$). Тем не менее локально НГМП вступили в раннюю стадию нефтеобразования (MK_1 , $R_o = 0,5-0,65 \%$) (Рисунок 89, а и 90, а). Основные очаги генерации УВ распространялись в пределах крупных отрицательных структур – Вишерской мульде, Нившерской, Лопьюской, Немской и Соликамской депрессиях, а также примыкающих участков Западно-Тиманских дислокаций.

После этапа активной генерации УВ осадочный бассейн претерпел структурную перестройку, сопровождавшаяся предвендским региональным размывом верхнерифейских отложений. В результате данные события привели к охлаждению недр и прекращению нефтеобразования.

В вендском периоде осадочный бассейн за относительно короткое время испытал резкое погружение, что способствовало возобновлению генерации УВ и расширению площади не только среднерифейских очагов нефтеобразования, но и позднерифейских.

К концу редкинского времени позднего венда НГМП пезской, оменской и няфтинской свит находились в ГЗН ($R_o = 0,5-1,15 \%$) и локально (Вишерской мульде и Немской депрессии) вступили в начальную стадию ГЗГ – генерации жирного газа (МК₄, $R_o = 1,15-1,55 \%$) (Рисунок 88, б-90, б).

Стабильное и интенсивное погружение осадочного бассейна в позднем венде привело к тому, что на поздневендско-раннекембрийском этапе депоцентры генерации УВ охватили практически всю площадь территории Вычегодского прогиба. К этому моменту в ГЗН ($R_o = 0,5-1,15 \%$) вошли рифейские НГМП приподнятой юго-западной бортовой зоны Вычегодского прогиба (Рисунок 88, в-90, в), а в отрицательных структурах нефтегазопроизводившие породы продолжали находиться не только на ранней стадии ГЗГ (МК₄, $R_o = 1,15-1,55 \%$), но и были катагенетически преобразованы для вхождения в основную стадию ГЗГ – генерации сухого газа (МК₅-АК₂, $R_o = 1,55-3,5 \%$) (Рисунок 88, в-90, в).

К рубежу позднего венда и раннего кембрия активные процессы генерации УВ начались и в вендских НГМП. К данному времени НГМП усть-пинежской свиты достигли основной стадии ГЗН (МК₁-МК₂, $R_o = 0,5-0,85 \%$) в двух крупных очагах, располагавшихся на северо-западе и юго-востоке осадочного бассейна (Рисунок 91). Территориально они были приурочены к отрицательным структурам, расположенным вдоль северо-восточного борта Вычегодского прогиба – Западно-Веслянской, Ирвинской и Немской депрессиям, а также раскрывающимся в Соликамскую депрессию.

В целом интенсивные процессы нефтегазообразования в докембрийских НГМП протекали включительно до завершения байкальского тектонического цикла. После него процессы генерации УВ приобрели вялый характер в связи с тем, что осадочный бассейн вновь испытал структурную перестройку, а отложения вендско-кембрийского комплекса были размыты в преддевонское время.

К концу байкальского тектонического цикла общая доля преобразования ОВ рифейских НГМП в УВ достигла значительного уровня, составляя 85-90 %. В то же время, аналогичный показатель для вендских НГМП был значительно ниже, около 25 %.

С поздней эпохи девонского периода по триасовый период на территории Вычегодского прогиба формируется новый цикл осадконакопления. К данному временному интервалу приурочено не только частичное возобновление генерации УВ в докембрийских НГМП, но начало развития палеозойских очагов нефтеобразования. Их формирование во многом связано со сносом обломочного материала с Уральского орогена и седиментацией молассовых толщ.

К концу триасового периода значительная часть рифейского комплекса была дополнительно погружена в ГЗГ (МК₄-АК₂, R₀ = 1,15-3,5 %), что сопровождалось существенным расширением площади очагов генерации газообразных УВ в НГМП пезской, оменской и няфтинской свит (Рисунок 88, г-90, г). В то же время в НГМП усть-пинежской свиты верхнего венда к концу ранней перми (Рисунок 91, в) и триасового периода (Рисунок 91, г) значительно увеличилась площадь очагов генерации жидких УВ (МК₁-МК₃, R₀ = 0,5-1,15 %), которые охватили всю территорию, включая Камский свод и Казанско-Кажимский авлакоген.

НГМП верхнего палеозоя в пермско-триасовое время были погружены до благоприятных глубин для термического созревания ОВ и начала вступления в ГЗН. Однако необходимые термобарические условия были не одинаковы на территории исследования. Так, в раннем триасе НГМП высокоуглеродистых пород доманиковой формации достигали стадии раннего нефтеобразования (МК₁, R₀ = 0,5-0,65 %) в Северо-Кельтменской, Лопьюской и Помоздинской впадинах, а также в участках, которые граничат с Соликамской депрессией (Рисунок 92, б). К концу триаса НГМП доманиковых отложений вступали в «нефтяное окно» в сопряженных районах Соликамской депрессии (МК₂, R₀ = 0,65-0,85 %). В других отрицательных структурах Вычегодского прогиба произошло расширение площади НГМП, вступивших в раннюю стадию ГЗН (МК₁, R₀ = 0,5-0,65 %) (Рисунок 92, в). На остальной площади Вычегодского прогиба катагенез ОВ НГМП был низким и соответствовал грациям ПК₂-ПК₃ (R₀ < 0,5 %). Эпицентры нефтегенерации располагались в Северо-Кельтменской, Лопьюской и Помоздинской впадинах, а также в Соликамской депрессии.

Результаты двухмерного (см. раздел 3.5) и трехмерного бассейнового моделирования показывают, что конфигурация зональности катагенеза, сформировавшаяся к концу позднего триаса, практически не изменилась и сохранилась до наших дней (см. Рисунки 83-87). Это было связано с рядом факторов, в том числе с отсутствием интенсивного осадконакопления на мезокайнозойском этапе, влиянием молодых региональных эрозий, а также понижением температурного режима недр и формированием его современного характера.

К текущему этапу геологического развития Вычегодского прогиба степень преобразования ОВ в УВ достигла значительных показателей для рифейских НГМП – 93-95 % и вендских НГМП – 60 %. Аналогичный показатель для палеозойских НГМП, напротив, характеризуется низкими значениями (менее 10 % от начального генерационного потенциала).

Таким образом, можно сделать следующее заключение, что НГМП пезской свиты начали генерировать УВ к середине позднего рифея, НГМП оменской и няфтинской свиты – локально к концу позднего рифея и к концу редкинского времени позднего венда, НГМП усть-пинежской свиты – к рубежу вендского и кембрийского периодов, НГМП верхнего девона и карбона – к рубежу пермского и триасового периодов.

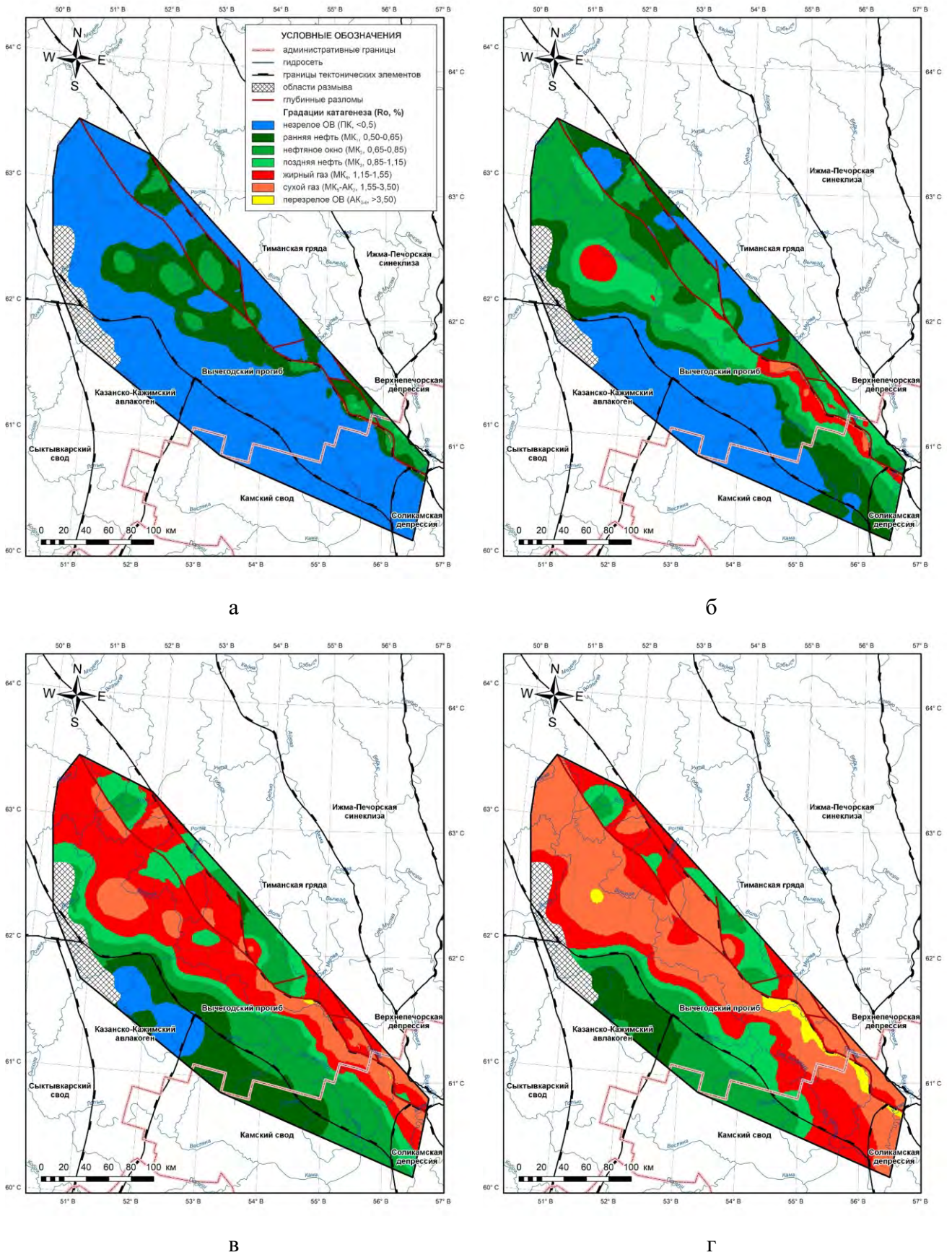


Рисунок 88 – Эволюция катагенетической зрелости ОВ НГМП пезской свиты: а) на конец позднего рифея (685 млн. лет); б) на конец редкинского времени венда (550 млн. лет); в) на рубеж венда-кембрия (509 млн. лет); г) на конец позднего триаса (201 млн. лет)

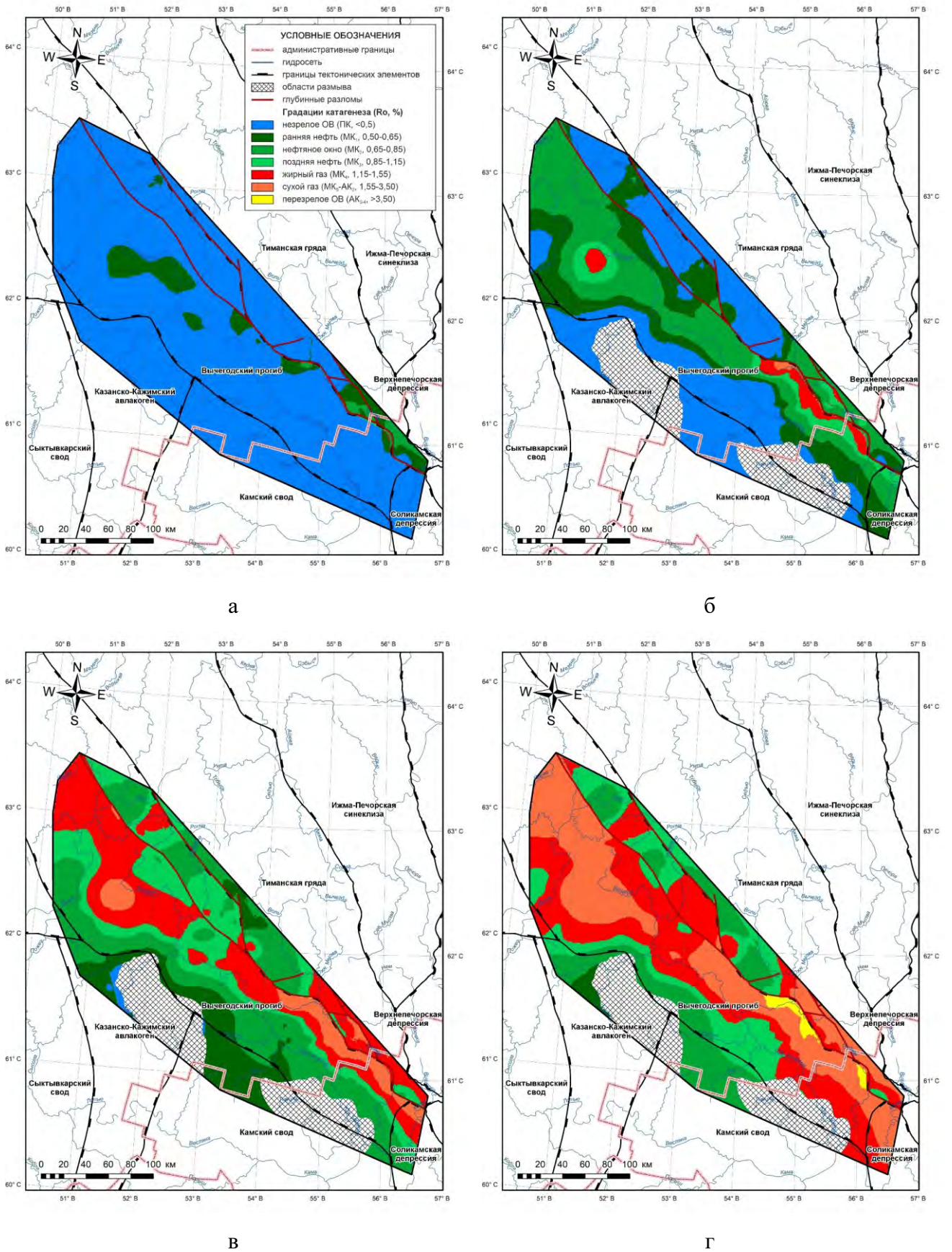
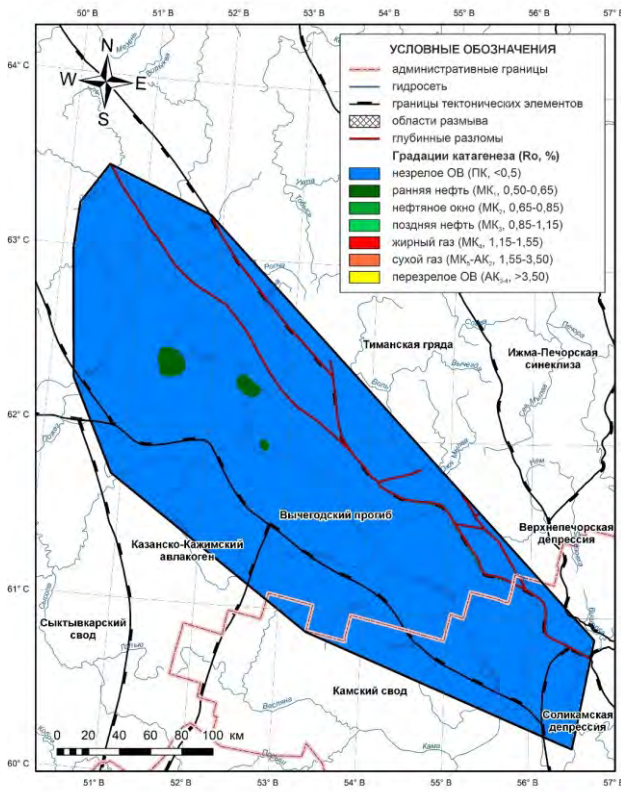
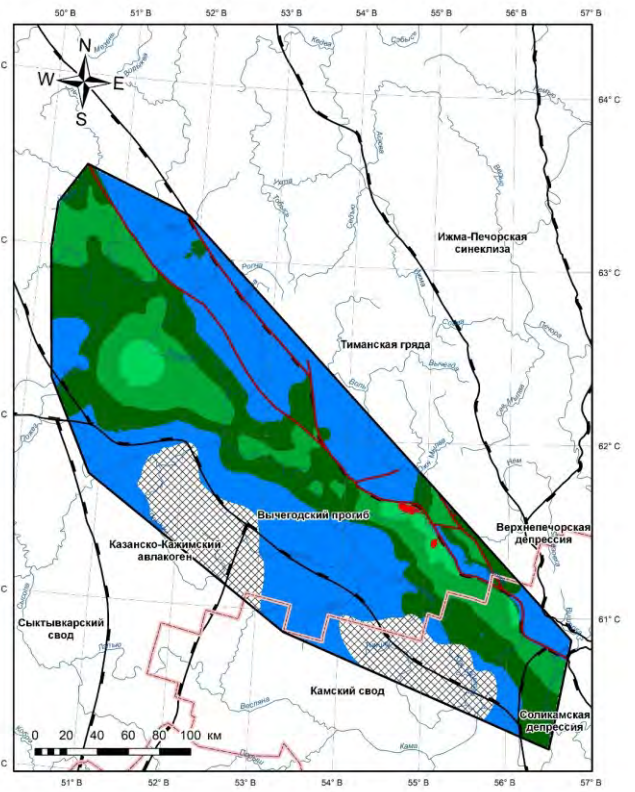


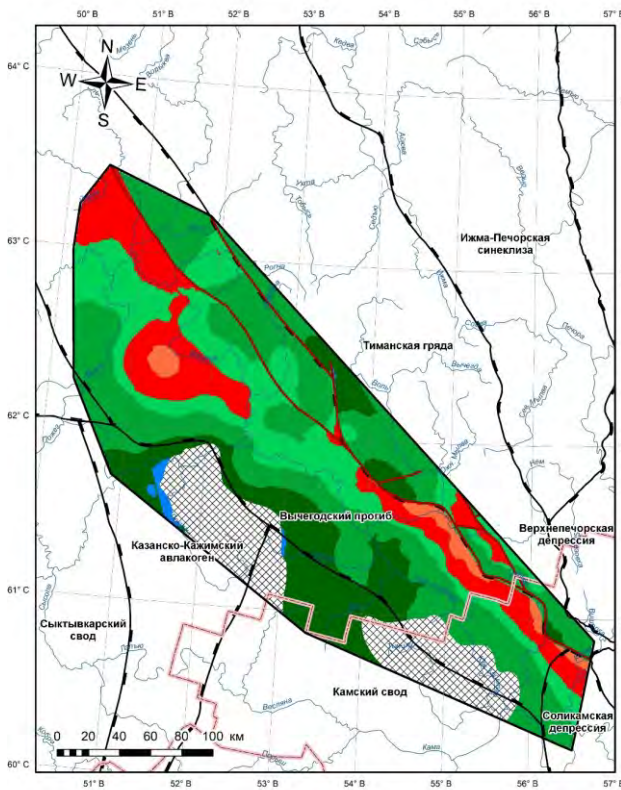
Рисунок 89 – Эволюция катагенетической зрелости ОВ НГМП оменской свиты: а) на конец позднего рифея (685 млн. лет); б) на конец редкинского времени венда (550 млн. лет); в) на рубеж венда-кембрия (509 млн. лет); г) на конец позднего триаса (201 млн. лет)



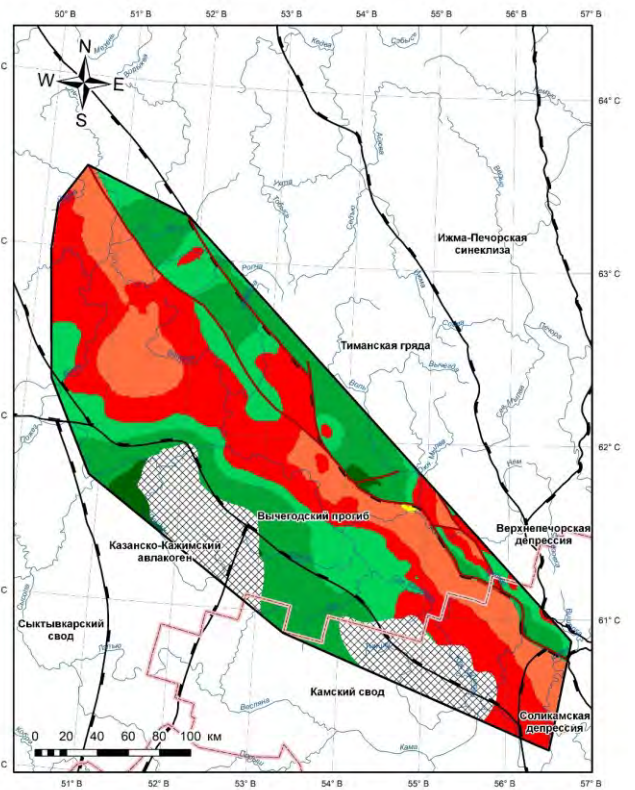
а



б

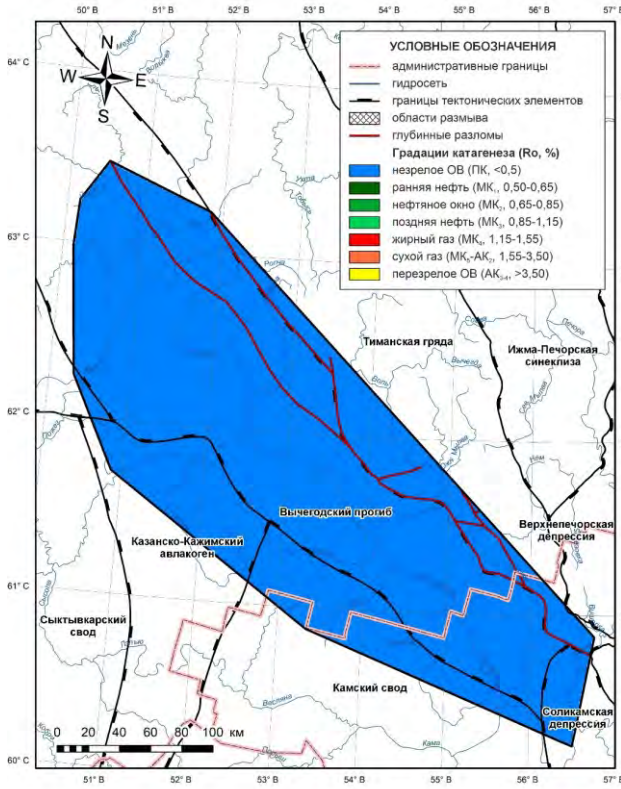


в

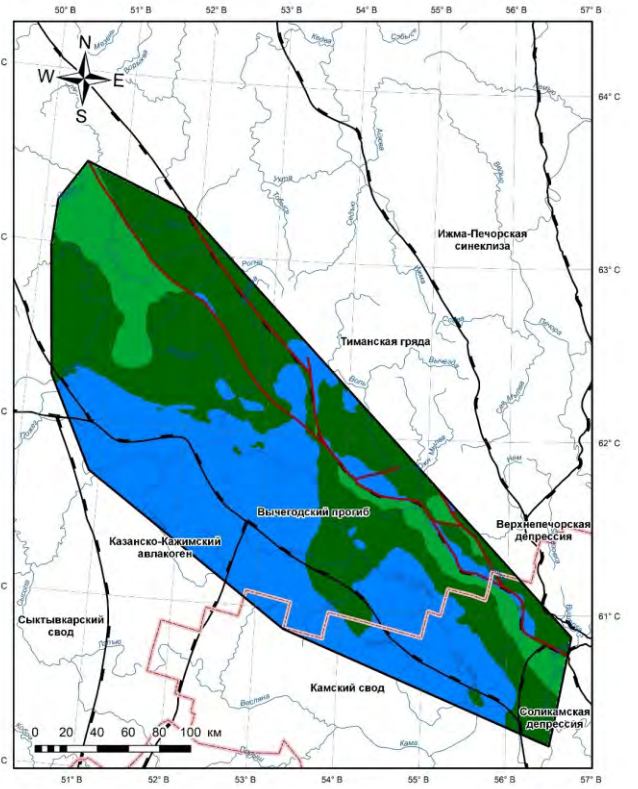


г

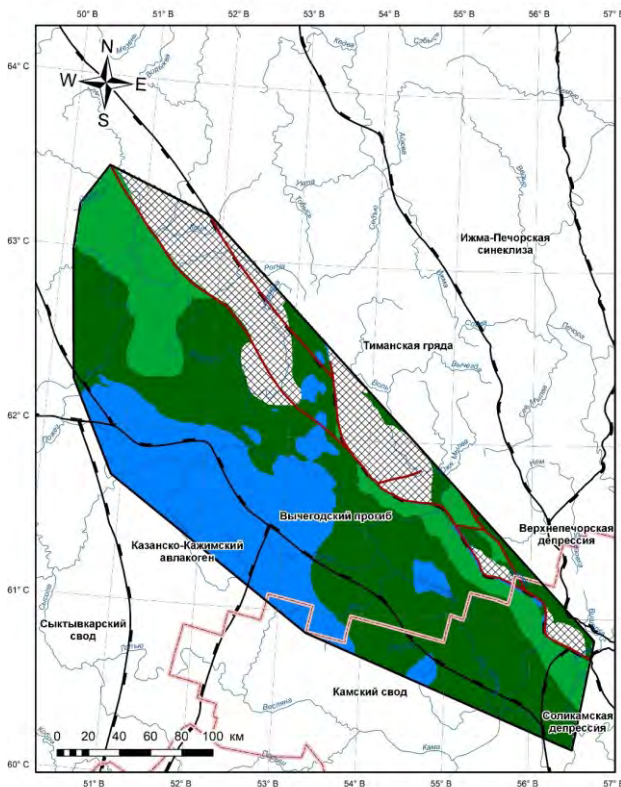
Рисунок 90 – Эволюция катагенетической зрелости ОВ НГМП нефтянской свиты: а) на конец позднего рифея (685 млн. лет); б) на конец редкинского времени венда (550 млн. лет); в) на рубеж венда-кембрия (509 млн. лет); г) на конец позднего триаса (201 млн. лет)



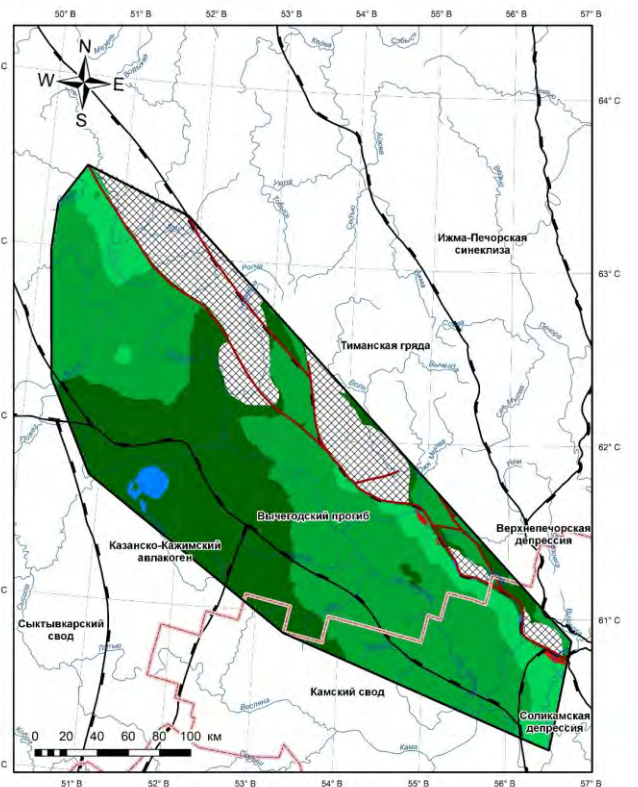
а



б



в



г

Рисунок 91 – Эволюция катагенетической зрелости ОВ НГМП усть-пинежской свиты: а) на конец редкинского времени венда (550 млн. лет); б) на рубеж венда-кембрия (509 млн. лет); в) на конец ранней перми (272 млн. лет); г) на конец позднего триаса (201 млн. лет)

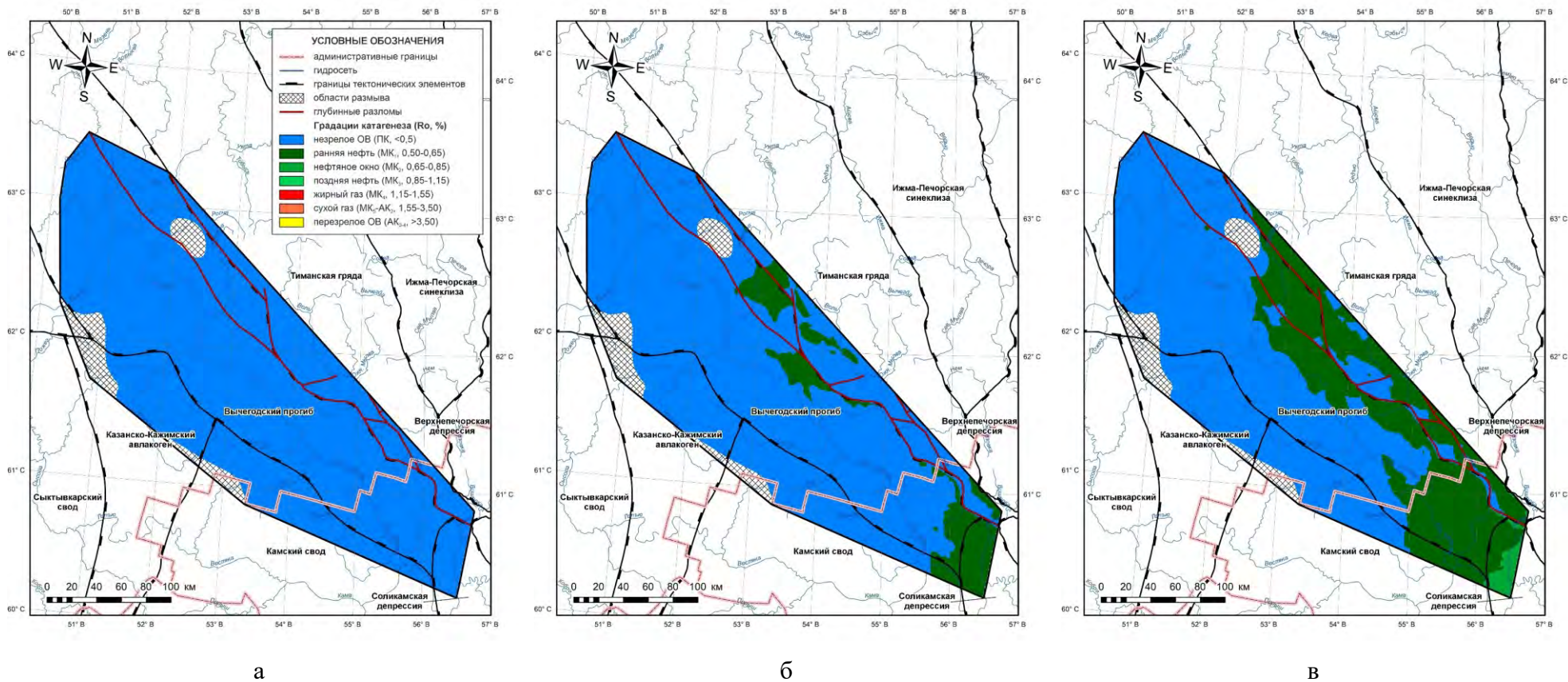


Рисунок 92 – Эволюция катагенетической зрелости ОВ НГМП доманикового горизонта: а) на конец ранней перми (272 млн. лет); б) на конец раннего триаса (245 млн. лет); в) на конец позднего триаса (201 млн. лет)

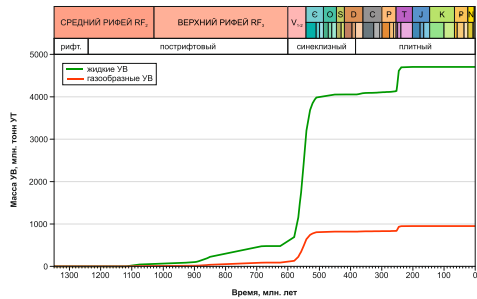
В рифейских отложениях основные очаги нефтегазообразования были развиты в пределах крупных отрицательных структур – Вишерской мульде, Нившерской, Лопьюской, Немской и Соликамской депрессиях, а также примыкающих участков Западно-Тиманских дислокаций. В вендских отложениях выделяется два главных эпицентра генерации УВ: северо-западный, расположенный преимущественно в пределах Западно-Вясянской и Ирвинской депрессий, и юго-восточный, распространенный в пределах Немской и Соликамской депрессий. В верхнедевонских и каменноугольных породах ключевые очаги генерации УВ были развиты в ряде палеозойских палеовпадин: Северо-Кельтменской, Лопьюской, Помоздинской и Соликамской.

Графики накопленной и событийной генерации УВ для нефтегазопроизводивших толщ УВ-систем осадочного выполнения Вычегодского прогиба приведены на рисунках 93 и 94.

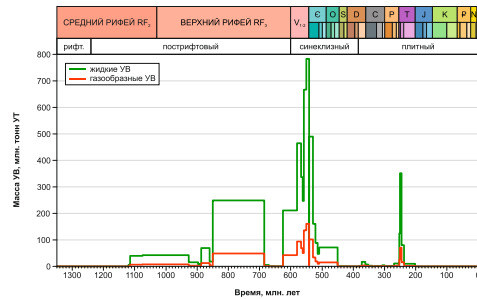
4.3.3. Эволюция процессов миграции и аккумуляции углеводородов

Первичная миграция (эмиграция) УВ в Вычегодском прогибе начала формироваться с середины позднего рифея. Основным поставщиком УВ в данное время являлись НГМП пезской свиты. Позднее, по мере погружения пород, увеличивался совокупный объем эмигрирующих УВ не только за счет очагов нефтегенерации в НГМП пезской свиты, но и локально в оменской и няфтинской свитах. В позднем рифее также активизировались процессы вторичной миграции УВ. В разрезе в основном преобладала латеральная миграция, направленная из эпицентров генерации УВ, расположенных в пределах крупных рифейских впадин и депрессий (Вишерская мульда, Западно-Вясянская, Нившерская, Немская и Соликамская депрессии, Лопьюская впадина), в бортовые части Вычегодского прогиба (Рисунок 95, а). Кроме этого, присутствовала вертикальная миграция по тектоническим нарушениям. К концу позднего рифея в отложениях пезской, дорогорской и оменской свит образовывались скопления жидких УВ, приуроченные к бортовым зонам и положительным структурам. Таким образом, к концу позднего рифея завершился первый этап развития углеводородного потенциала осадочного чехла Вычегодского прогиба. Кульминацией этому являлся предвендский региональный подъем территории и размыв отложений верхнего рифея, которые привели к перетоку УВ в вышележащие горизонты разреза, где происходило их разрушение и перераспределение.

Вендский период характеризовался существенным увеличением объема эмигрирующих УВ в силу расширения площади рифейских очагов генерации УВ, которые охватили всю территорию Вычегодского прогиба. Кроме того, дополнительным поставщиком УВ являлись вендские эпицентры нефтеобразования, вступившие к рубежу венда и кембрия в активную фазу развития. Миграция УВ происходила как в латеральном направлении, так и вертикальном по тектоническим нарушениям.

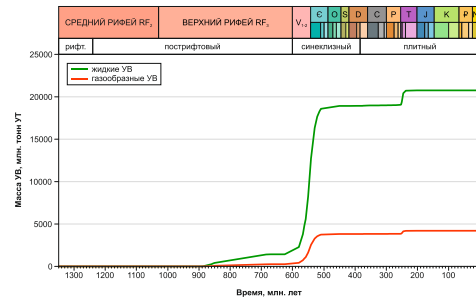


а

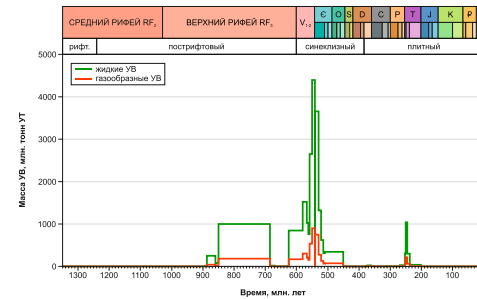


б

печская свита RF_{2pz}

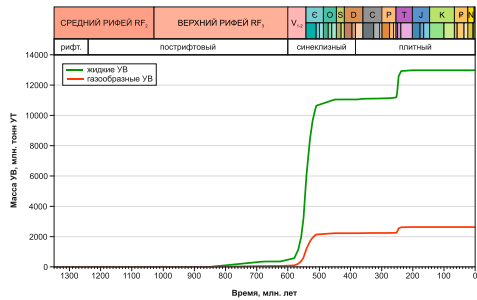


а

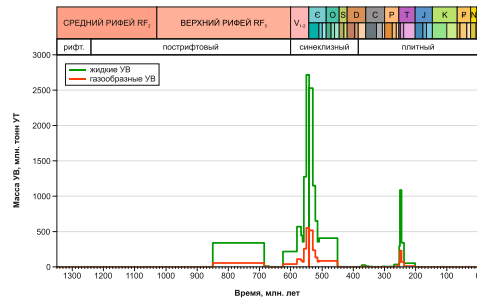


б

оменная свита RF_{3om}

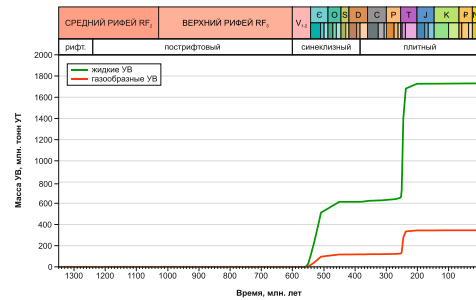


а

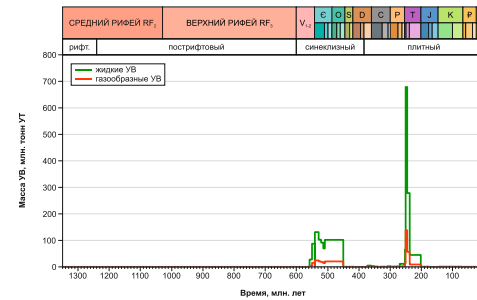


б

нефтинская свита RF_{3nf}



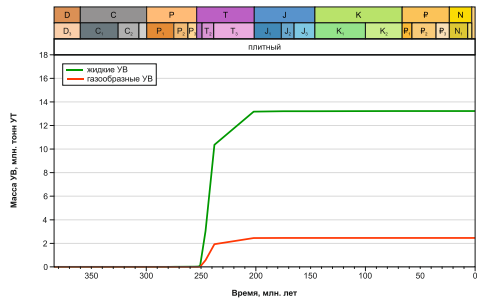
а



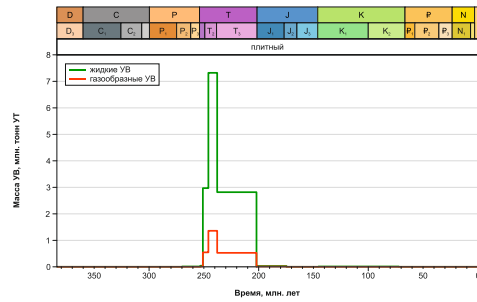
б

усть-пинежская свита V_{2up}

Рисунок 93 – Графики генерации УВ нефтегазопродуктивных толщ потенциальной рифей-вендской УВ-системы: а) накопленной; б) событийной

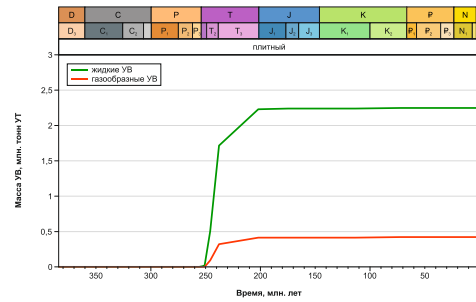


а

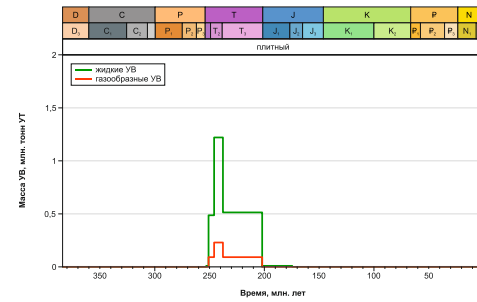


б

тиманский горизонт D_{3tm}

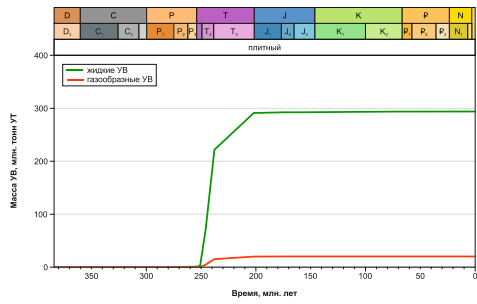


а

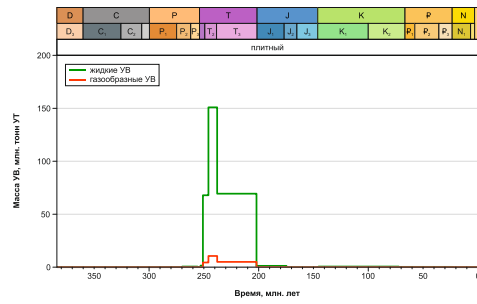


б

саргевский горизонт D_{3sr}

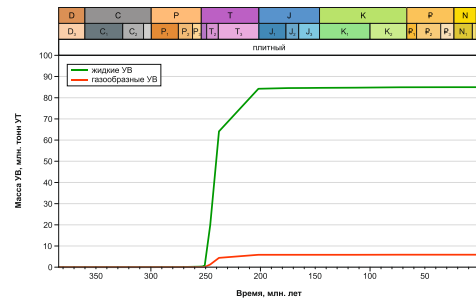


а

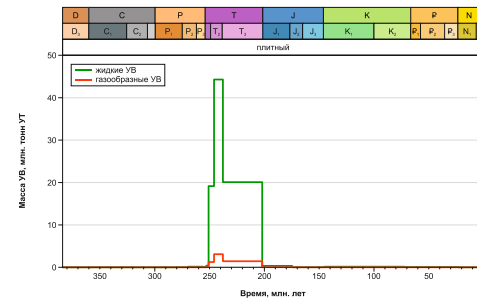


б

доманиковский горизонт D_{3dm}



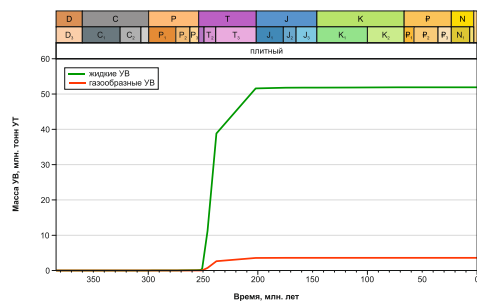
а



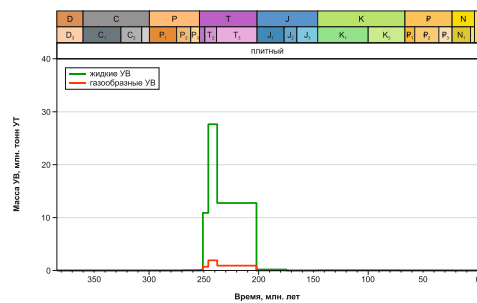
б

ветласянский+сирачойский горизонты D_{3vt}+src

Рисунок 94 – Графики генерации УВ нефтегазопроизводящих толщ потенциальной девонско-пермской УВ-системы: а) накопленной; б) событийной

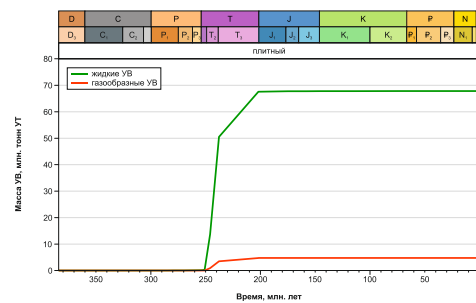


а

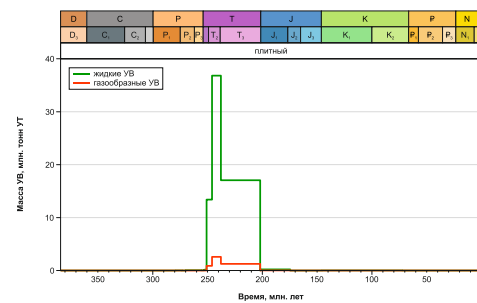


б

евлановский+ливенский горизонты D_{3ev+lv}

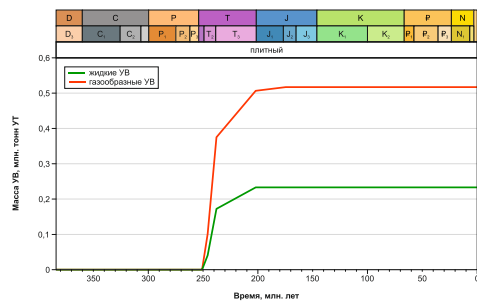


а

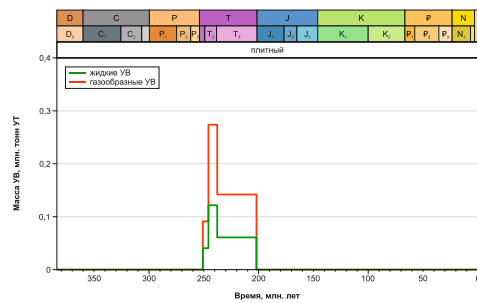


б

фаменский ярус D_{3fm}

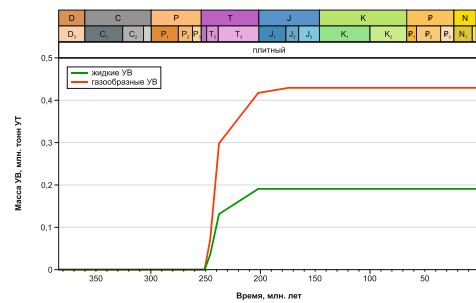


а

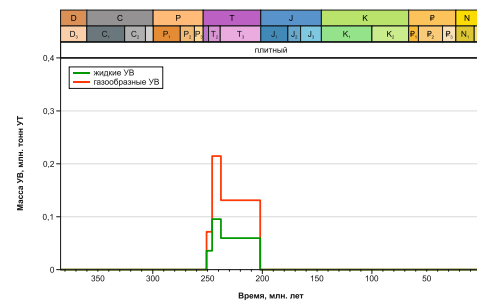


б

тульский горизонт C_{1tl}



а



б

верейский горизонт C_{2vr}

К середине позднего венда происходило заполнение жидкими и газообразными УВ не только резервуаров пезской, дорогорской и оменской свит, но нефтинской и уфтыгской. Основными типами ловушек выступали сводовые ловушки положительных структур, тектонические экранированные ловушки и ограниченные ловушки, связанные с зонами выклинивания пластов верхнего и среднего рифея юго-западного борта Вычегодского прогиба.

Также за счет миграции УВ из рифейского комплекса в позднем венде формировались скопления жидких УВ в сводовых ловушках базальной части усть-пинежской свиты.

Быстрое погружение осадочного бассейна в вендском периоде обеспечило вступление НГМП рифейского возраста в ГЗГ, в связи с чем в фазовом составе скоплений УВ постепенно увеличивалась доля газовой составляющей.

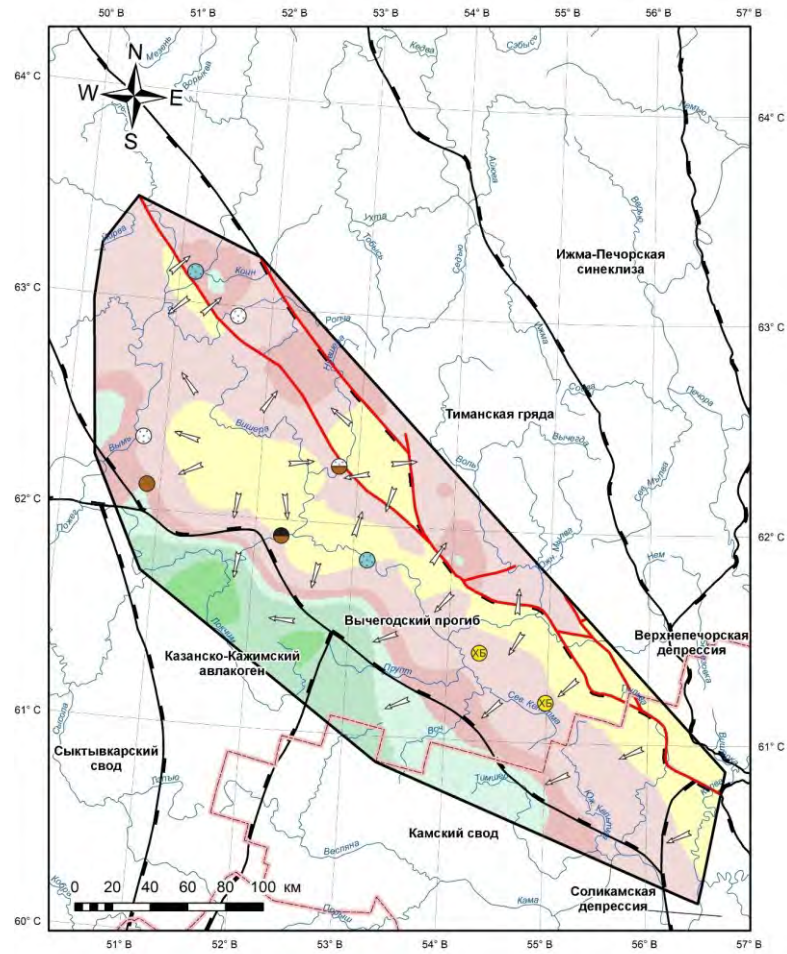
Активная миграция существенного объема УВ из докембрийских эпицентров нефтегазообразования, их последующая аккумуляция в рифейских и вендских резервуарах в период с позднего венда по ранний кембрий включительно характеризовали второй этап формирования углеводородного потенциала Вычегодского прогиба.

В раннем палеозое (со среднего кембрия по начало позднего девона) территория представляла собой платформенное поднятие, подверженное размыву. Вследствие чего значительный объем флюидов мигрировало в верхние горизонты осадочного чехла, где в результате эрозионных процессов происходило их разрушение и перераспределение.

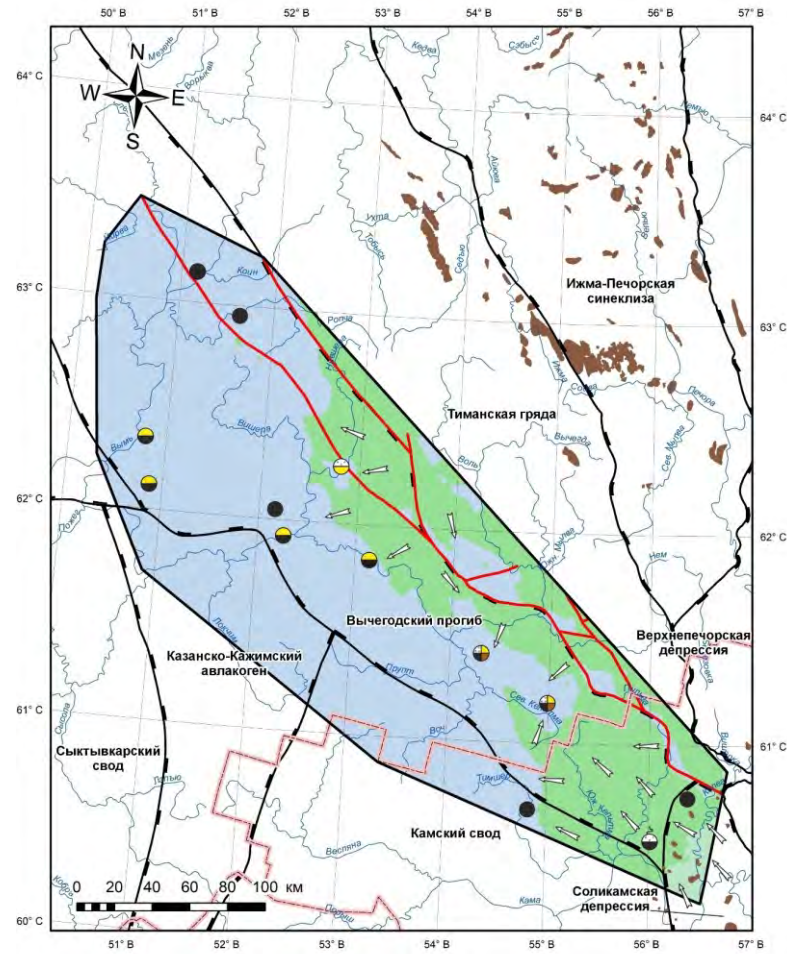
В процессе формирования верхнедевонских отложений наблюдались вертикальные перетоки УВ из рифей-вендского комплекса. Это обеспечило заполнение УВ сводовых ловушек, приуроченных к основанию верхнедевонских отложений. В течение каменноугольного периода и ранней эпохи пермского периода в результате вертикальной миграции происходило образование скоплений УВ в карбонатных резервуарах верхнего девона и карбона.

В период со средней перми по триас включительно, когда накопленный верхнедевонско-триасовый комплекс компенсировал объем размывтых вендско-раннекембрийских пород, в Вычегодском прогибе вновь возобновлялись процессы генерации УВ в докембрийских очагах. Кроме того, формировались верхнедевонские очаги нефтеобразования в Лопьюской, Помоздинской, Северо-Кельтменской впадинах и Соликамской депрессии, в которых первичная миграция УВ началась на рубеже раннего и среднего триаса. Ключевыми источниками УВ в это время являлись НГМП усть-пинежской свиты и кремнисто-глинисто-карбонатные НГМП доманиковой формации. Это обеспечило формирование дополнительного объема УВ, которые мигрировали и аккумуляровались в вендском и верхнепалеозойском комплексах (Рисунок 95, б).

В триасе заполнялись УВ сводовые ловушки в верхневендских отложениях, массивные ловушки, приуроченные к франско-фаменским рифогенным постройкам, и сводовые ловушки в карбонатных отложениях каменноугольного возраста.



а



б

- | | | | | |
|-----------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| — административные границы | Градации катагенеза (R_0 , %) | поздняя нефть (MK_{31} , 0,85-1,15) | месторождения УВ | ⊙ приток УВ-газа |
| — гидросеть | незрелое ОВ (PK , <0,5) | жирный газ (MK_2 , 1,15-1,55) | ● нефтенасыщение по керну | ⊙ газопроявления |
| — границы тектонических элементов | ранняя нефть (MK_1 , 0,50-0,65) | сухой газ (MK_3 - AK_2 , 1,55-3,50) | ● битумонасыщение по керну | ⊙ растворенный газ |
| — глубинные разломы | нефтяное окно (MK_{31} , 0,65-0,85) | перезрелое ОВ (AK_{34} , >3,50) | ⊙ повышенные показания ХБ | → направления миграции УВ |

Схема 95 – Схемы направления миграции УВ с фактической нефтегазоносностью УВ-систем: а) рифей-вендской (с катагенетической зональностью по подошве рифея); б) девонско-пермской (с катагенетической зональностью по подошве доманикового горизонта)

Активная тектоническая деятельность в мезо-кайнозойское время вызвала перераспределение залежей УВ в палеозойском комплексе. Так, к концу раннеюрского размыва за счет перетока УВ из верхнедевонских и каменноугольных отложений образуются скопления УВ в карбонатных резервуарах нижней перми и карбонатно-терригенных – средней перми.

В результате мезо-кайнозойского размыва пермско-триасовых и юрско-меловых отложений часть сформированного углеводородного потенциала палеозойского комплекса была утеряна вследствие процессов выветривания. Подтверждением тому являются тяжелые высоковязкие нефти в отложениях карбона и перми, обнаруженные в скважинах на ряде площадей Вычегодского прогиба (Мулуksкая, Елмач-Парминская и др.).

Интервал времени с позднего девона по кайнозойское время включительно являлся третьим этапом развития углеводородного потенциала Вычегодского прогиба.

Итак, формирование нефтегазоносности Вычегодского прогиба состоит из ряда крупных этапов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Они разделены друг от друга эпохами структурных перестроек, сопровождавшиеся поднятием и эрозией, и, как следствие, торможением процессов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ (Рисунок 93-94, 96-99).

4.4.4. Обобщение геологических событий углеводородных систем и их вклад в нефтегазоносность

Полученные результаты восстановления эволюции нефтегазообразования и нефтегазонакопления методом бассейнового моделирования, позволяют обобщить временную взаимосвязь основных элементов и процессов потенциальных УВ-систем Вычегодского прогиба. Это имеет важное значение для дальнейшего прогнозирования нефтегазоносности и разработки стратегии выбора первоочередных районов для постановки ГРП.

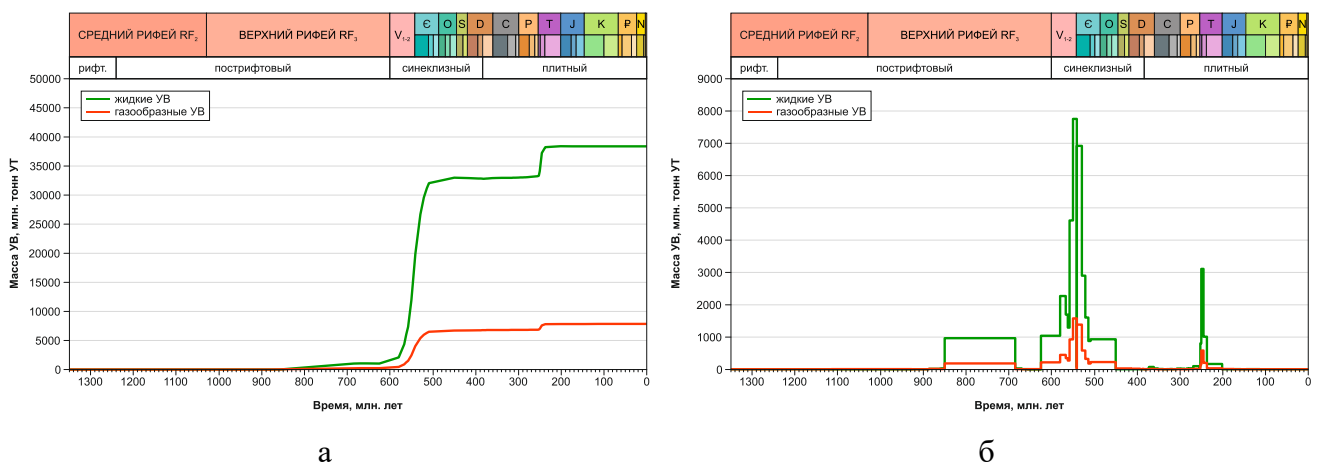


Рисунок 96 – Графики эмиграции УВ потенциальной рифей-вендской УВ-системы: а) накопленной; б) событийной

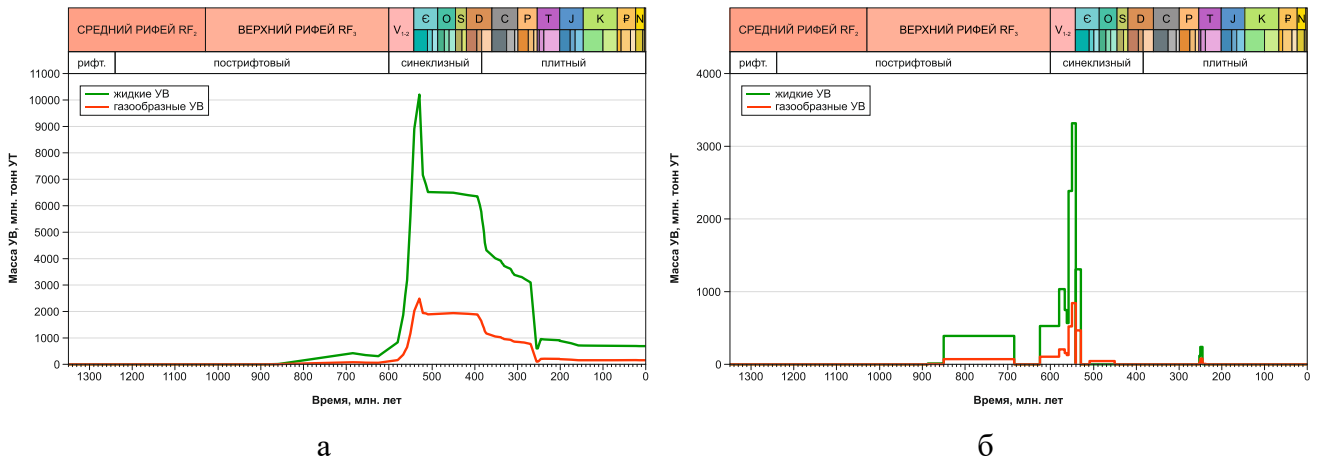


Рисунок 97 – Графики аккумуляции УВ потенциальной рифей-вендской УВ-системы: а) накопленной; б) событийной

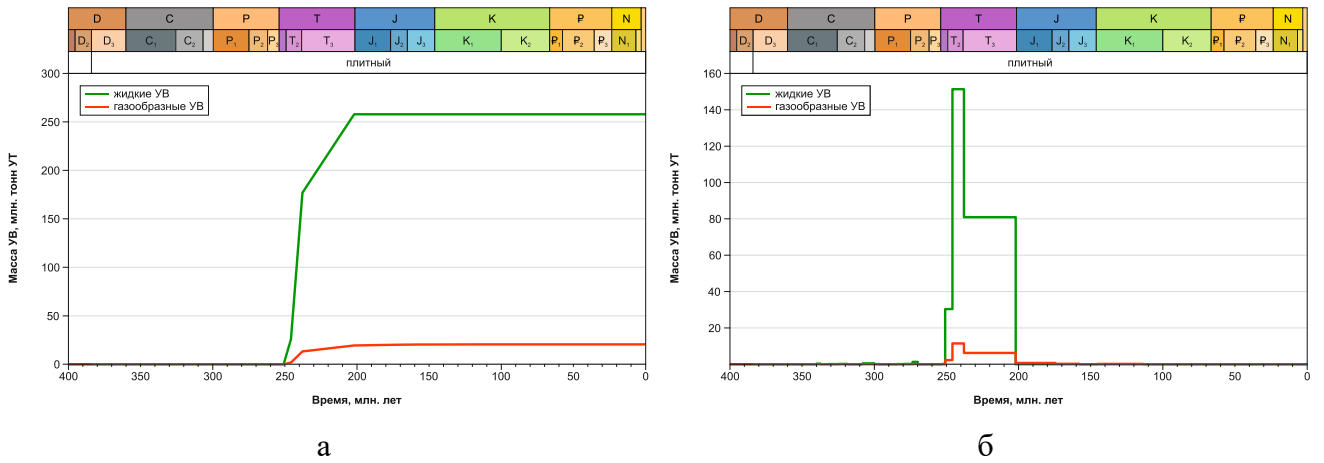


Рисунок 98 – Графики эмиграции УВ потенциальной девонско-пермской УВ-системы: а) накопленной; б) событийной

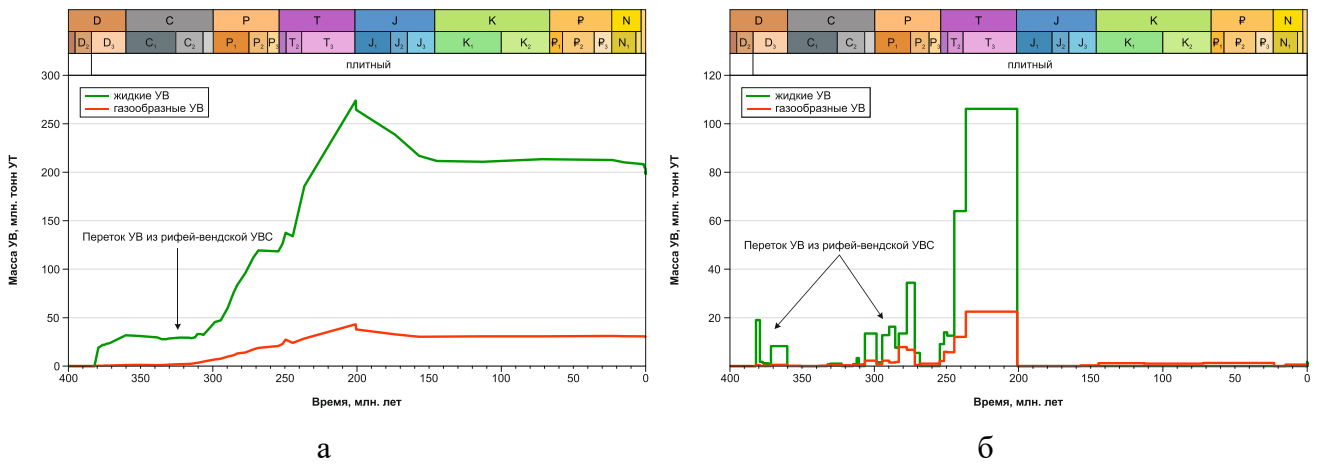


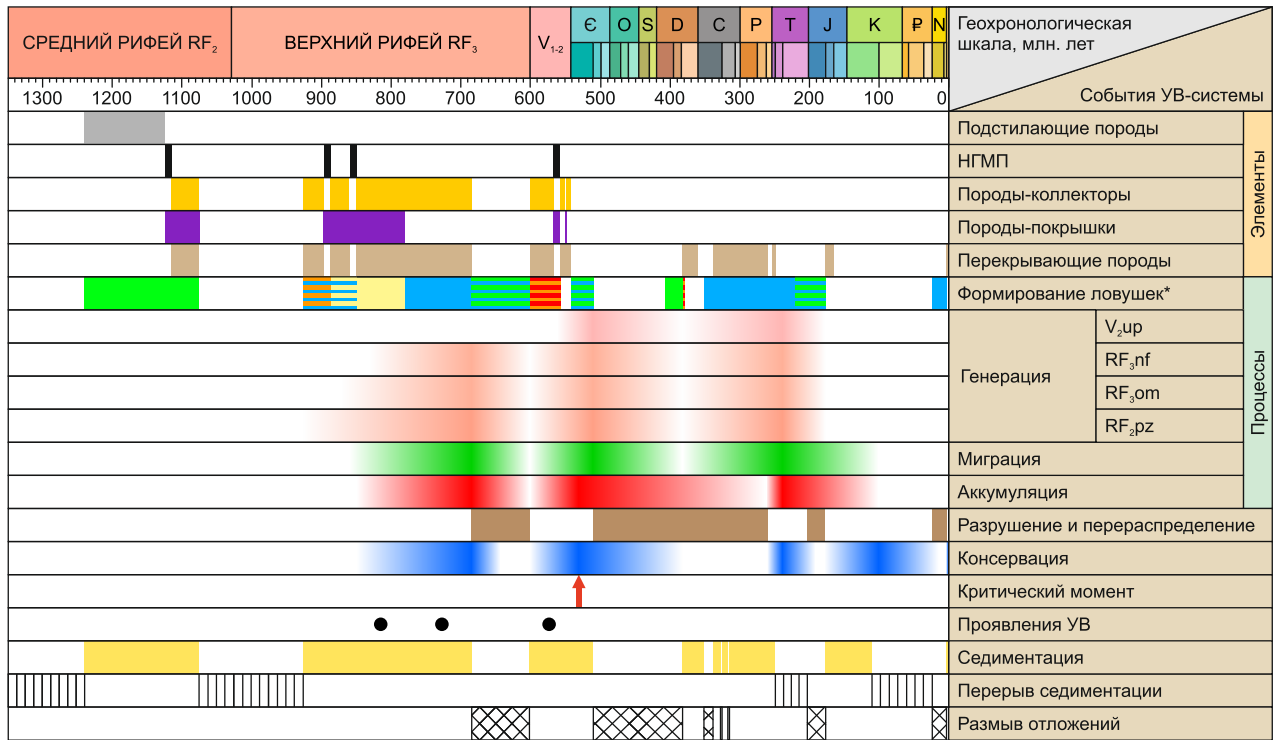
Рисунок 99 – Графики аккумуляции УВ потенциальной девонско-пермской УВ-системы: а) накопленной; б) событийной

На рисунке 100 представлены результаты обобщения эволюции углеводородного потенциала объекта исследования в виде диаграмм геологических событий рассматриваемых потенциальных УВ-систем, показывающие временную взаимосвязь НГМП, пород-коллекторов, пород-покрышек и формирования ловушек, генерации, миграции, аккумуляции УВ. На диаграммах событий выделяется три наиболее благоприятных этапа нефтегазообразования и нефтегазонакопления, отвечающие позднему рифею, позднему венду-раннему кембрию и позднему девону-триасу. Между этими ключевыми этапами отмечены периоды разрушения и перераспределения скоплений УВ, связанных с эпохами структурных перестроек на рубеже рифея и венда, в раннем палеозое и мезо-кайнозое.

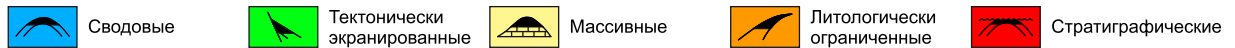
Кроме того, определено время критического момента – особого этапа, который наилучшим образом отображает процесс генерации-миграции-аккумуляции большинства нефти и газа в УВ-системе (Magoon, Dow, 1994). Критическим моментом для рифей-вендской УВ-системы можно считать рубеж позднего венда и раннего кембрия. В данное время докембрийские НГМП находились на пике реализации генерационного потенциала, при этом в разрезе существовали благоприятные условия для активной миграции и аккумуляции УВ. В триасовом периоде фиксируется критический момент девонско-пермской УВ-системы в районе юго-восточного борта Вычегодского прогиба и сопряженных территорий Соликамской депрессии.

Согласно полученным результатам трехмерного бассейнового моделирования удалось доказать ранее высказанную в работе Т.В. Карасевой и соавторов (2020) гипотезу о возможном наложении древней (рифей-вендской) УВ-системы на более молодую (девонско-пермскую) УВ-систему. Эта наглядно продемонстрировано на графиках аккумуляции УВ (см. Рисунок 97 и 99), показывающие возможность перетока УВ из рифей-вендских очагов генерации в резервуары палеозойских отложений. Наложение одной потенциальной УВ-системы на другую фиксируется преимущественно в тех районах, где ОБ НГМП достигло высокой катагенетической зрелости как в рифей-вендских, так и в палеозойских отложениях.

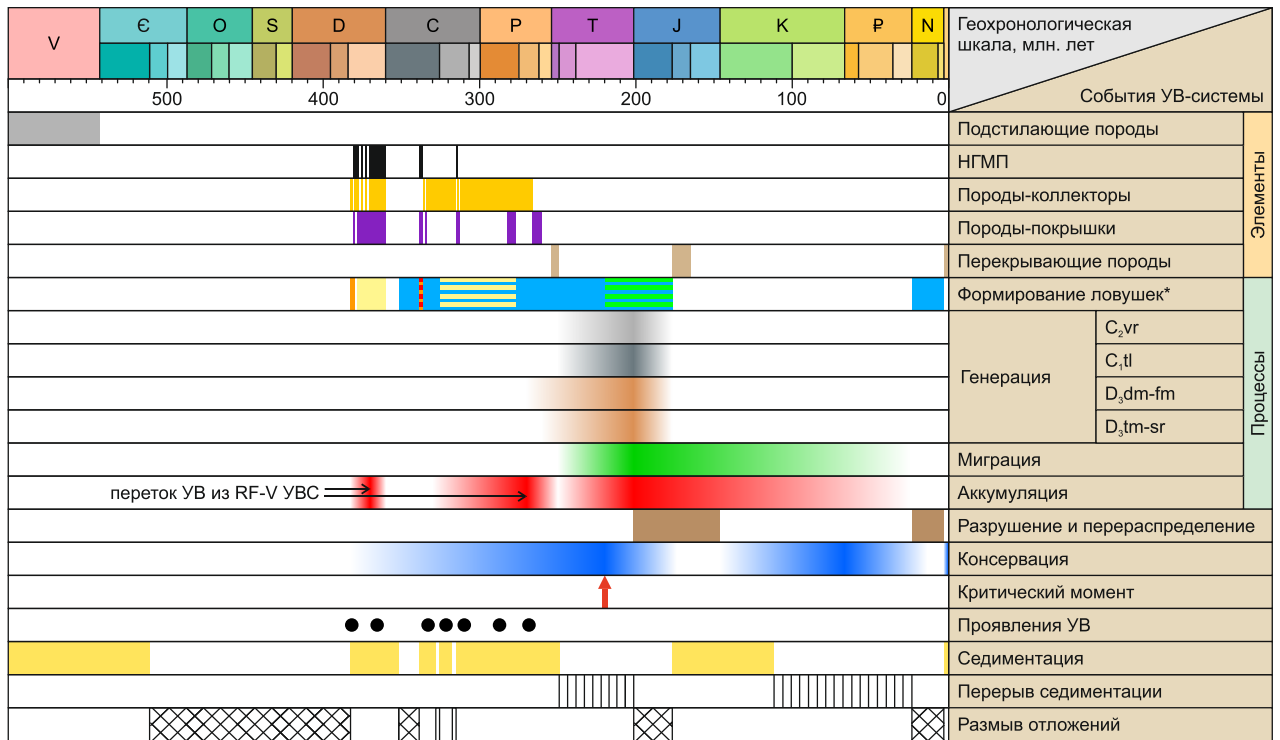
Совместное развитие двух УВ-систем обусловлено тектоническим фактором. Активная тектоническая деятельность Вычегодского прогиба и сопряженных территорий в каледонское и герцинско-киммерийское время способствовала формированию благоприятных условий для вертикальных перетоков углеводородных флюидов по глубинным разломам. Вторичную возгону углеводородных флюидов в зонах разломов подтверждают и косвенные признаки в виде наличия аномальных концентраций хлороформенных битумоидов в породах обнажений рифея (до 0,3-1,8 %) в районе дислоцированного Тиманского сооружения (Гецен, 1981; Эволюция и глубинное строение..., 2000 (ф)). Это позволяет прогнозировать существование единой УВ-системы на территории Вычегодского прогиба, время развития которой соответствует интервалу от среднего рифея до мезозоя включительно.



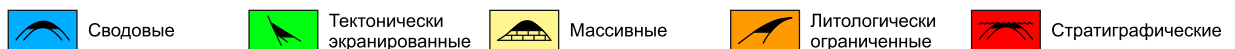
Типы ловушек УВ*



а



Типы ловушек УВ*



б

Рисунок 100 – Диаграммы событий потенциальных УВ-систем осадочного выполнения Вычегодского прогиба: а) рифей-вендской; б) девонско-пермской

Анализ углеводородного баланса, основанный на данных бассейнового моделирования, позволил оценить вклад каждой УВ-системы в общую нефтегазоносность осадочного чехла исследуемого объекта.

Согласно графику на рисунке 101, свыше 90 % всех УВ было сгенерировано и эмигрировано нефтегазопроизводившими породами рифей-вендской УВ-системы, в то время как на долю НГМП девонско-пермской УВ-системы приходится лишь около 1-2 %. Эти выводы подкрепляются суммарным остаточным генерационным потенциалом, из которого около 80 % приходится на слабо катагенетически преобразованные НГМП верхнедевонско-каменноугольного возраста, а оставшиеся 20 % – на высоко катагенетически зрелые НГМП рифей-вендского возраста.

От общего объема аккумулированных ресурсов УВ осадочного бассейна около 80 % сосредоточено в резервуарах рифей-вендской УВ-системы и примерно 20 % – в резервуарах девонско-пермской УВ-системы. В обеих УВ-системах фазовый состав УВ характеризуется преобладанием жидких над газообразными.

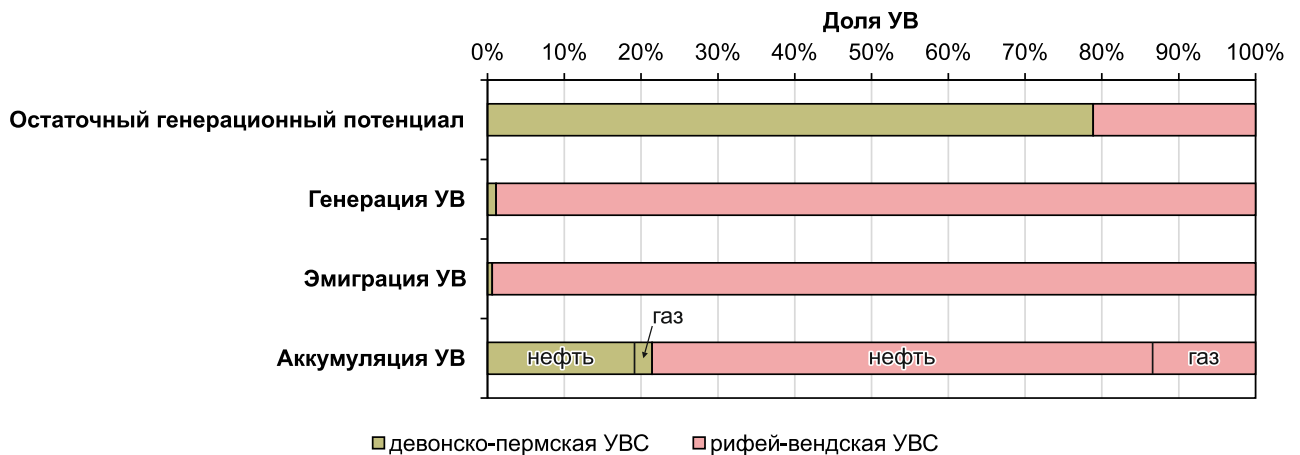


Рисунок 101 – Вклад УВ-систем в общий углеводородный потенциал

Вывод по главе

Проведенное трехмерное бассейновое моделирование позволило ответить на ключевые проблемные вопросы, связанные с формированием углеводородного потенциала Вычегодского прогиба.

НГМП рифей-вендского возраста характеризуются на сегодняшний день высокой катагенетической преобразованностью и долей выработанности генерационного потенциала. Очаги генерации УВ, как правило, были связаны с крупными позднепротерозойскими отрицательными структурами: Вишерская мульда, Лопьюнская впадина, Ирвинская, Западно-Веслянская, Нившерская, Немская и Соликамская депрессии. Наиболее интенсивные процессы генерации в рифей-вендских НГМП протекли в позднем рифее, позднем венде-раннем кембрие, а

наименее интенсивные – в перми-триасе. НГМП палеозоя на настоящий момент характеризуются в большей мере слабой катагенетической зрелостью ОВ, кроме ряда палеозойских впадин (Лопьюская, Помоздинская, Северо-Кельтменская и сопряженная территория Соликамской депрессии). В пермско-триасовый период эти впадины были основными участками с оптимальными термобарическими условиями для формирования верхнедевонских очагов нефтеобразования.

Для изучаемой территории характерна полиэтапность формирования углеводородного потенциала. Всего установлено три наиболее благоприятных отрезка геологического времени для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, соответствующие позднему рифею, позднему венду-раннему кембрию и позднему девону-триасу. После них следовали периоды структурных перестроек на рубеже рифея и венда, в раннем палеозое и мезо-кайнозое, сопровождавшиеся уменьшением скоростей генерации и эмиграции, разрушением и перераспределением скоплений УВ.

В разрезе выявлены две потенциальные УВ-системы: рифей-вендская и девонско-пермская, которые в процессе формирования углеводородного потенциала Вычегодского прогиба в палеозойской и мезозойской эрах могли развиваться едино.

Отмечен существенный вклад НГМП более древней УВ-системы в углеводородный потенциал Вычегодского прогиба. На долю протерозойских НГМП приходится более 90 % всех сгенерированных УВ. Оставшуюся часть (1-2 %) занимают НГМП девонско-пермской УВ-системы. При этом больше всего УВ (около 80 %) было аккумуляровано в резервуарах рифей-вендской УВ-системы и около 20 % – в резервуарах девонско-пермской УВ-системы.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

5.1. Оценка начальных геологических ресурсов углеводородов

Изучением углеводородного потенциала Вычегодского прогиба ранее занимались ряд ученых и организаций, которые положительно оценивали его перспективы и связывали основной объем потенциальных ресурсов УВ преимущественно с рифей-вендским комплексом и меньший – с палеозойским.

Полученные ранее результаты прогнозирования углеводородного потенциала Вычегодского прогиба представлены в работах: С.В. Аплонова, Д.Л. Федорова (Аплонов, Федоров, 2006), В.А. Дедеева и соавторов (Дедеев и др., 1989), Б.А. Пименова, Н.А. Малышева (Пименов, Малышев, 1995), О.И. Меркулова и соавторов (Оценка перспектив..., 2015 (ф)), Н.К. Фортунатовой и соавторов (Оценка перспектив..., 2012 (ф)), В.Н. Макаревича и соавторов (Прогнозная оценка..., 2001 (ф)). Данные работы выполнялись в таких известных организациях, как ВНИГРИ, ВНИГНИ, Коми НЦ УрО РАН, НВНИИГГ и др.

В настоящей научной работе проведен анализ перспектив поиска УВ и оценка ресурсного потенциала осадочного чехла Вычегодского на основе современной технологии – бассейнового моделирования. Учитывая недостаточность изученности территории исследования и, как следствие, неопределенности исходных геологических данных, оценка ресурсного потенциала исследуемого объекта была также выполнена с помощью методов вероятностной оценки. Эти методы широко используются в геологической практике (Петрова, 2020; Соболева, 2022; Мелкишев, Кривошеков 2012; Мелкишев, 2016 и др.) и позволяют оценить степень неопределенности прогноза нефтегазоносности, его точность и надежность, а также риски, связанные с проведением ГРП. Каждый из исходных геологических входных данных, используемых в бассейновом моделировании, вносит свой вклад в неопределенность оценок ресурсов УВ. Это, в свою очередь, приводит к расширению диапазона возможных значений этих оценок.

В данной работе для анализа вариаций начальных геологических ресурсов УВ и их плотности по территории исследования в условиях неопределенности исходных параметров бассейновой модели был применен метод Монте-Карло. Результаты моделирования данным методом дают возможность определить диапазоны возможных величин ресурсов УВ и соответствующие им вероятности путем выделения значений P90, P50 и P10, где P90 – минимально возможная величина ресурсов УВ с вероятностью риска 10 %, P50 – оптимальная (базовая) величина ресурсов УВ с вероятностью риска 50 % и P10 – максимально возможная величина ресурсов УВ с вероятностью риска 90 %.

Для оценки начальных геологических ресурсов УВ и их плотности в качестве исходных геологических данных бассейновой модели, которые характеризуются неопределенностью, были выбраны следующие параметры: палеотепловой поток (НФ, мВт/м²), палеотемпература на поверхности осадочного чехла (Т, °С), мощность эрозии отложений (h, м), значение исходного содержания органического углерода (ТОС⁰, %) и водородного индекса (НГ⁰, мг УВ/г ТОС⁰) нефтегазоматеринских толщ.

Обоснование возможного интервала изменения значений палеотеплового потока, палеотемпературы на поверхности осадочного чехла и мощности эрозии отложений подробно изложено автором в разделе 4.2. Возможные интервалы изменения значений исходного содержания ОВ и водородного индекса НГМП были определены экспертно с отклонением ±25 % относительно медианных значений данных параметров, приведенных в таблице 3.

Моделирование проводилось с применением равномерного распределения. Для начала выполнялась случайная выборка значений из заданного вероятностного распределения каждого параметра неопределенности, которая затем использовалась для расчета 50 сценариев бассейновой модели. В результате было получено вероятностное распределение начальных геологических ресурсов УВ и схемы их плотности.

Результаты вероятностной оценки начальных геологических ресурсов УВ Вычегодского прогиба по 50 сценариям приведены на рисунке 102 и в таблице 13.

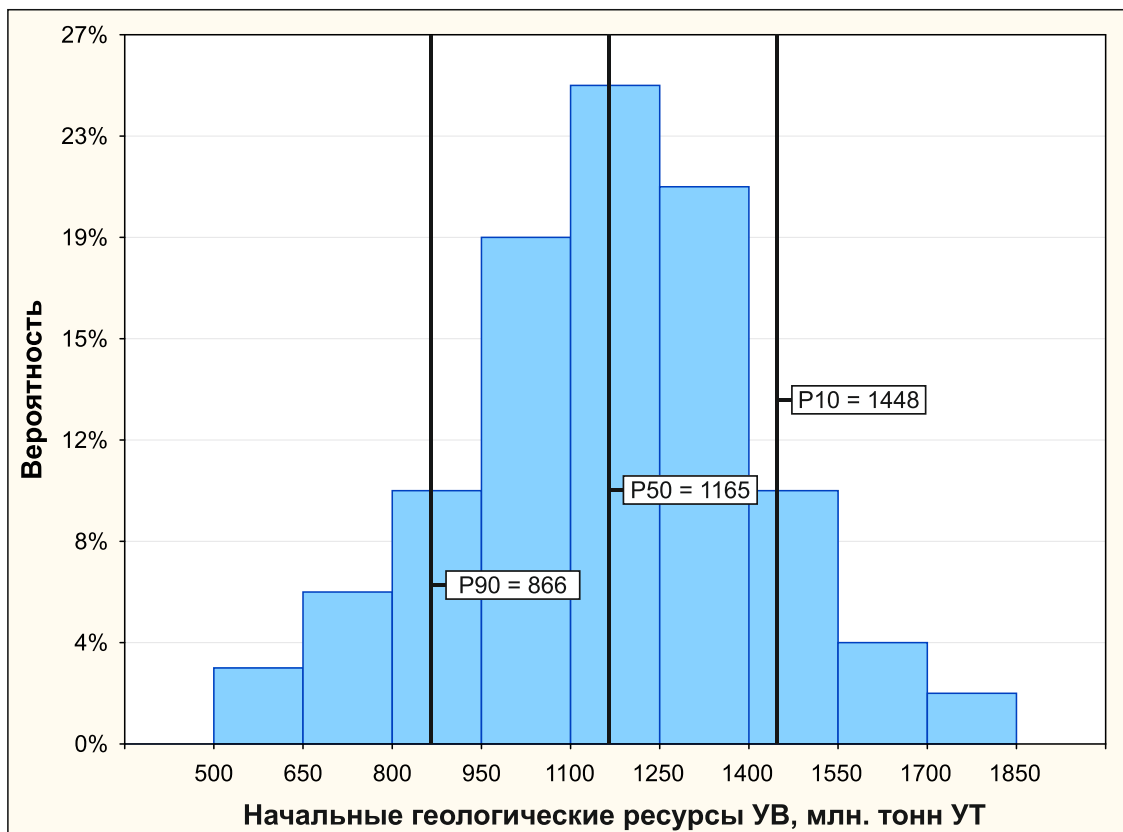


Рисунок 102 – Вероятностное распределение начальных геологических ресурсов УВ

Таблица 13 – Результаты вероятностной оценки начальных геологических ресурсов УВ

Комплекс	Площадь, тыс. км ²	Начальные геологические ресурсы УВ, млн. тонн УТ			Плотность начальных геологических ресурсов УВ, тыс. тонн/км ²		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10
PZ	55	176	248	474	3,2	4,5	8,6
RF+V		535	857	1237	9,7	15,6	22,5
Осадочный чехол		866	1165	1448	15,8	21,2	26,3

Начальные геологические ресурсы УВ Вычегодского прогиба, определенные вероятностным методом, были сопоставлены с оценками, полученными с помощью других методов, таких как объемно-статистический и объемно-балансовый (Конторович и др., 1979; Методические указания..., 1983). Также они сравнивались с оценками, выполненными учеными в разные годы (Пименов, Малышев, 1995; Прогнозная оценка..., 2001 (ф); Аплонов и др., 2006). Результаты сопоставления представлены на рисунке 103.

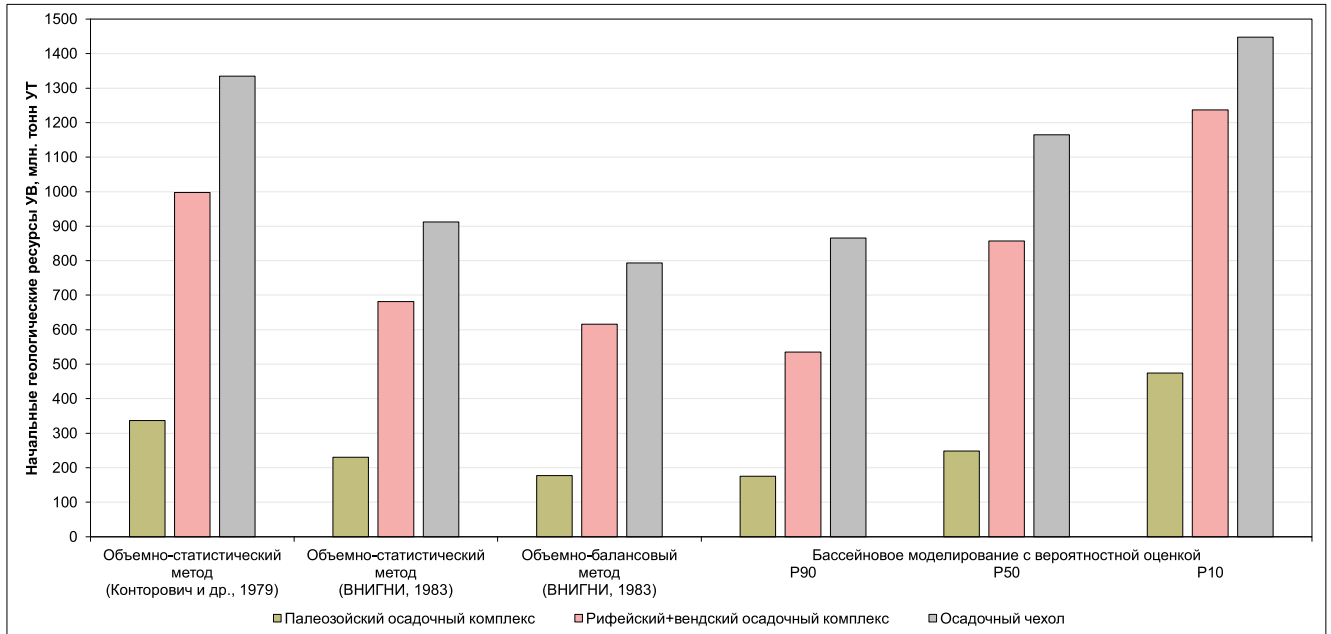
Из приведенной гистограммы (Рисунок 103, а) видно, что оценки начальных геологических ресурсов УВ статистическим и объемно-балансовым методами в целом сопоставимы с минимальными (P90) и оптимальными (P50) величинами ресурсов УВ, полученных по результатам бассейнового моделирования с вероятностной оценкой. Однако стоит отметить, что начальные геологические ресурсы УВ, оцененные учеными в разные годы, даже меньше минимальной возможной величины ресурсов УВ (P10) при вероятностной оценке (Рисунок 103, б). Это можно обосновать рядом причин:

- во-первых, в отличие от других методов современные технологии прогнозирования нефтегазоносности (бассейновое моделирование) дают возможность количественно оценивать углеводородный потенциал осадочных бассейнов с учетом более широкого набора геолого-геофизических и геохимических данных, даже при их недостаточной определенности. Это позволяет получать более точные и достоверные величины ресурсов УВ;

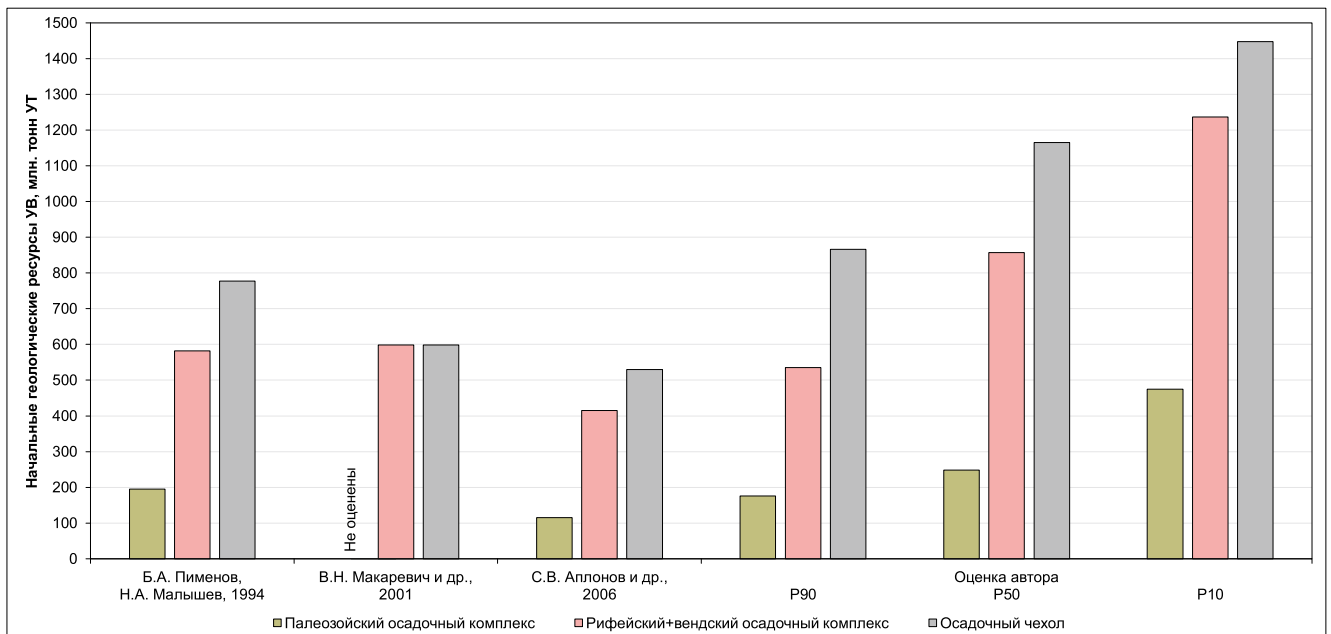
- во-вторых, предыдущие оценки начальных геологических ресурсов УВ изучаемого объекта проводились в пределах только его границ, однако автором выполнена оценка углеводородного потенциала как изучаемого объекта, так и его сопряженных структур, что способствовало выявлению дополнительных ресурсов УВ и увеличению общего углеводородного потенциала;

- в-третьих, в настоящей работе проведена реконструкция исходных генерационных характеристик НГМП и восстановлены этапы нефтегазообразования и нефтегазонакопления с учетом результатов уточнения катагенетической зональности осадочного чехла как по площади, так и по разрезу, что дало возможность более достоверно оценить ресурсный потенциал территории.

Таким образом, вероятностная оценка ресурсного потенциала, выполненная для Вычегодского прогиба и сопряженных структур, позволила в целом определить интервал варьирования прогнозных геологических ресурсов УВ и доказать перспективность изучаемого объекта с точки зрения продолжения дальнейших региональных нефтегазопроисловых исследований.



а



б

Рисунок 104 – Сравнение оценок начальных геологических ресурсов УВ Вычегодского прогиба, выполненных: а) автором с помощью разных методов; б) учеными в разные годы и автором исследования

5.2. Перспективы нефтегазоносности

Согласно нефтегазогеологическому районированию РФ (Карта..., 2010), Вычегодский прогиб является одноименной ПНГО, входящей в Волго-Уральскую НГП. По структурным признакам и распределению проявлений УВ в составе Вычегодской ПНГО прогнозируется ряд ПНГР: Кельтменский, Сереговско-Сторожевский, Большепорожско-Нившерский и Вишерский.

Интеграция результатов бассейнового моделирования и анализа неопределенностей входных геологических параметров вероятностным методом Монте-Карло позволила в целом определить не только общее количество ресурсов УВ Вычегодской ПНГО, но и предоставила возможность оценить ресурсный потенциал каждого ПНГР. Результаты представлены в соответствии с таблицей 14.

Используя метод вероятностной оценки, удалось построить схемы распределения плотности начальных геологических ресурсов УВ, включая их минимальные (P90), оптимальные (P50) и максимальные (P10) оценки. Данные схемы получены как для всего осадочного чехла, так и отдельно для рифей-вендского и палеозойского осадочных комплексов (Рисунок 105-107).

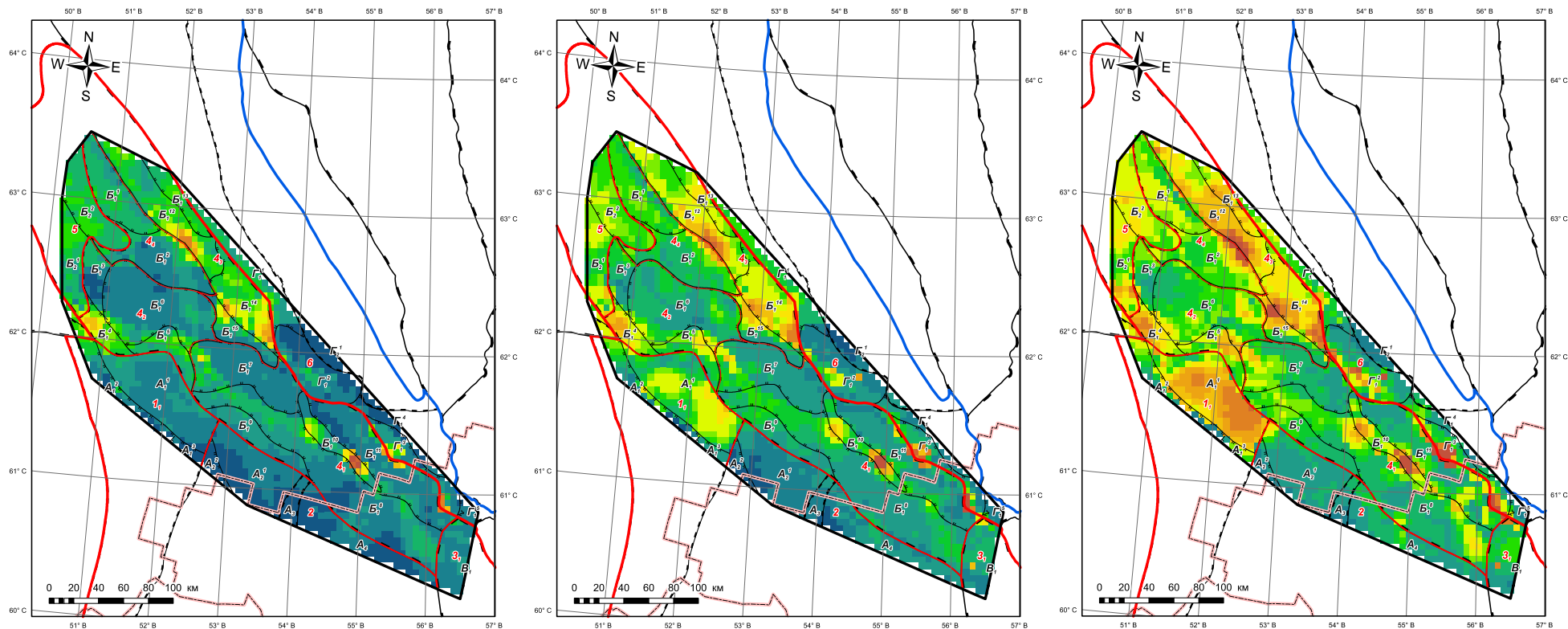
Кельтменский ПНГР занимает центральную и юго-восточную части Вычегодской ПНГО и включает в себя такие структуры, как Кельтменский и Прупский валы, Пивью-Кельтменская ступень, Нившерская и Немская дизъюнктивные депрессии. Суммарные начальные геологические ресурсы УВ ПНГР составляют при минимальной оценке (P90) 206 млн. тонн УТ (Таблица 14), а их плотность при той же вероятности риска изменяется в диапазоне от 0,01 до 231 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). При оптимальной оценке (P50) суммарные начальные геологические ресурсы УВ ПНГР равны 253 млн. тонн УТ (Таблица 14) и их плотность варьирует от 1,9 до 326 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). Вероятностная оценка ресурсов УВ с учетом максимальных рисков (P10) показала следующие показатели общего ресурсного потенциала ПНГР: 316 млн. тонн УТ (Таблица 14), плотность от 2,7 до 955 тыс. тонн/км² (Рисунок 105).

Вероятностные величины начальных геологических ресурсов УВ для рифей-вендского и палеозойского осадочных комплексов ПНГР приведены в таблице 14. Согласно этим данным, наиболее высокие количественные и плотностные характеристики ресурсов УВ соответствуют рифей-вендскому комплексу. Тем не менее палеозойский комплекс также обладает достаточным ресурсным потенциалом, что позволяет отнести его к категории перспективных. Во многом это обеспечено благодаря верхнедевонским очагам нефтегенерации (см. разделы 3.5 и 4.3.1-4.3.2).

Первоочередным направлением для поисков скоплений УВ являются Пивью-Кельтменская ступень и Кельтменский вал, на которых прогнозируются наиболее высокие показатели общего ресурсного углеводородного потенциала ПНГР (Рисунок 105-107). Это закономерно, учитывая многочисленные битумо- и нефтепроявления, обнаруженные на этих участках в палеозойском комплексе.

Таблица 14 – Ресурсный потенциал изучаемой территории

НГР/ПНГР	Площадь, тыс. км ²	Комплекс	Начальные геологические ресурсы УВ, млн. тонн УТ			Плотность начальных геологических ресурсов УВ, тыс. тонн УТ/км ²		
			P90	P50	P10	P90	P50	P10
Вытегодская ПНГО								
Кельтменский	15,3	PZ	24	41	159	1,6	2,7	10,4
		RF+V	143	204	251	9,3	13,3	16,4
		Осадочный чехол	206	253	316	13,5	16,5	20,7
Сереговско-Сторожевский	6,6	PZ	29	38	46	4,3	5,7	7
		RF+V	71	93	114	10,8	14,1	17,3
		Осадочный чехол	101	126	158	15,4	19,1	23,9
Большепорожско-Нившерский	6,5	PZ	65	77	99	10	11,9	15,2
		RF+V	93	196	288	14,3	30,2	44,4
		Осадочный чехол	176	273	360	27,1	41,9	55,4
Вишерский	4,4	PZ	9	13	22	2	3,1	4,9
		RF+V	58	82	101	13,2	18,7	22,9
		Осадочный чехол	69	96	125	15,7	21,8	28,4
Средне-Предуральская НГО								
Соликамский	1,4	PZ	0	10	17	0	7	11,9
		RF+V	5	6	12	3,4	4,4	8,3
		Осадочный чехол	9	15	22	6,5	10,9	15,8
Камская НГО								
–	5,9	PZ	1	2	11	0,1	0,3	1,9
		RF+V	8	21	36	1,3	3,6	6,2
		Осадочный чехол	16	23	47	2,7	3,9	7,9
Казанско-Кажимская НГО								
Лопыдинский	4,9	PZ	14	17	24	2,8	3,5	4,9
		RF+V	19	93	265	3,8	18,9	54
		Осадочный чехол	35	109	281	7,1	22,3	57,3
Мезенско-Вашкинская ПНГО								
–	3,4	PZ	4	14	18	1,2	4,2	5,2
		RF+V	59	84	102	17,2	24,7	30,1
		Осадочный чехол	73	93	116	21,5	27,3	34,2
Западно-Тиманская ПНГО								
–	6,5	PZ	7	29	99	1,1	4,5	15,3
		RF+V	26	60	145	4,1	9,2	22,4
		Осадочный чехол	78	113	163	12	17,3	25,1



а

б

в

- административные границы
- границы надпорядковых тектонических элементов
- границы элементов I порядка
- границы элементов II порядка

- границы Волго-Уральской НГП
- границы Тимано-Печорской НГП
- границы НГО и ПНГО
- границы НГР и ПНГР

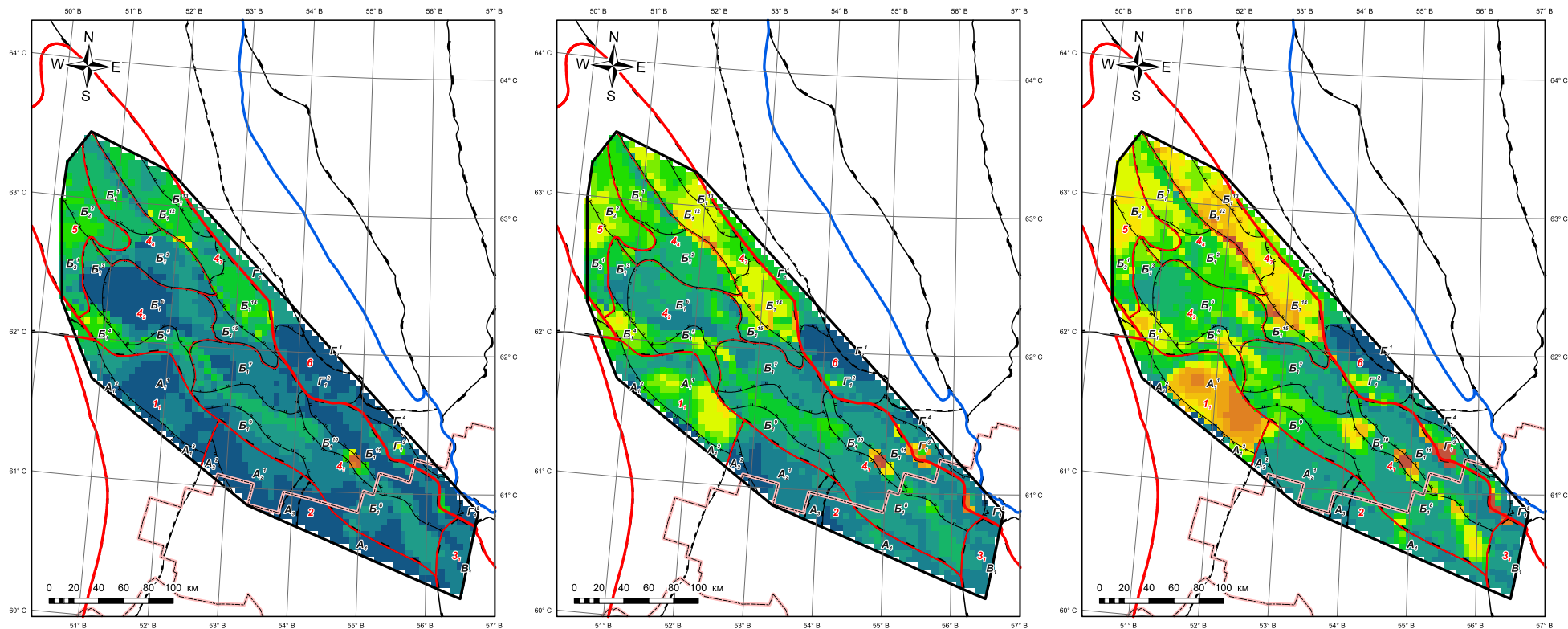
Плотность начальных геологических ресурсов УВ, тыс. тонн/км²

- | | | | |
|------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| ■ <1 | ■ 15-20 | ■ 40-50 | ■ 150-200 |
| ■ 1-5 | ■ 20-25 | ■ 50-75 | ■ >200 |
| ■ 5-10 | ■ 25-30 | ■ 75-100 | |
| ■ 10-15 | ■ 30-40 | ■ 100-150 | |

Рисунок 105 – Схемы нефтегазгеологического районирования Вычегодского прогиба и сопряженных структур с вероятностной оценкой плотности начальных геологических ресурсов УВ осадочного чехла, тыс. тонн/км²: а) P90; б) P50; в) P10

Тектоническое районирование: **А – Волго-Уральская антеклиза:** А₁ – Казанско-Кажимский авлакоген, А₁¹ – Сторожевская ступень, А₁² – Гривинская ступень, А₁³ – Сольвожская впадина, А₂ – Коми-Пермяцкий свод, А₂¹ – Локчимская ступень, А₂² – Веслянский выступ, А₃ – Верхнекамский прогиб, А₄ – Камский свод; **Б – Предтиманский краевой прогиб:** Б₁ – Вычегодский прогиб, Б₁¹ – Западно-Веслянская депрессия, Б₁² – Емвинская перемычка, Б₁³ – Сереговская ступень, Б₁⁴ – Юромская ступень, Б₁⁵ – Сторожевское поднятие, Б₁⁶ – Вишерская мульда, Б₁⁷ – Нившерская депрессия, Б₁⁸ – Пивью-Кельтменская ступень, Б₁⁹ – Прупутский вал, Б₁¹⁰ – Кельтменский вал, Б₁¹¹ – Немская депрессия, Б₁¹² – Синдорско-Большепорожский вал, Б₁¹³ – Ельвинская ступень, Б₁¹⁴ – Лопьюская впадина, Б₁¹⁵ – Нившерский вал, Б₂ – Сафоново-Вычегодская седловина, Б₂¹ – Усть-Вымский вал, Б₂² – Ирвинская депрессия; **В – Предуральский краевой прогиб:** В₁ – Соликамская депрессия; **Г – Тиманский кряж:** Г₁ – Западно-Тиманская структурная зона, Г₁¹ – Верхневолимская ступень, Г₁² – Джежим-Парминский вал, Г₁³ – Ксенофонтово-Вадья-Вожская пластина, Г₁⁴ – Немский вал, Г₁⁵ – Колвинская перемычка, Г₂ – Восточно-Тиманская структурная зона, Г₂¹ – Помоздинская впадина.

Нефтегазогеологическое районирование: 1 – Казанско-Кажимская НГО: 1₁ – Лопыдинский ПНГР; 2 – Камская НГО; 3 – Средне-Предуральская НГО: 3₁ – Соликамский НГР; 4 – Вычегодская ПНГО: 4₁ – Кельтменский ПНГР, 4₂ – Сереговско-Сторожевский ПНГР, 4₃ – Большепорожско-Нившерский ПНГР, 4₄ – Вишерский ПНГР; 5 – Мезенско-Вашкинская ПНГО; 6 – Западно-Тиманская ПНГО.



а

б

в

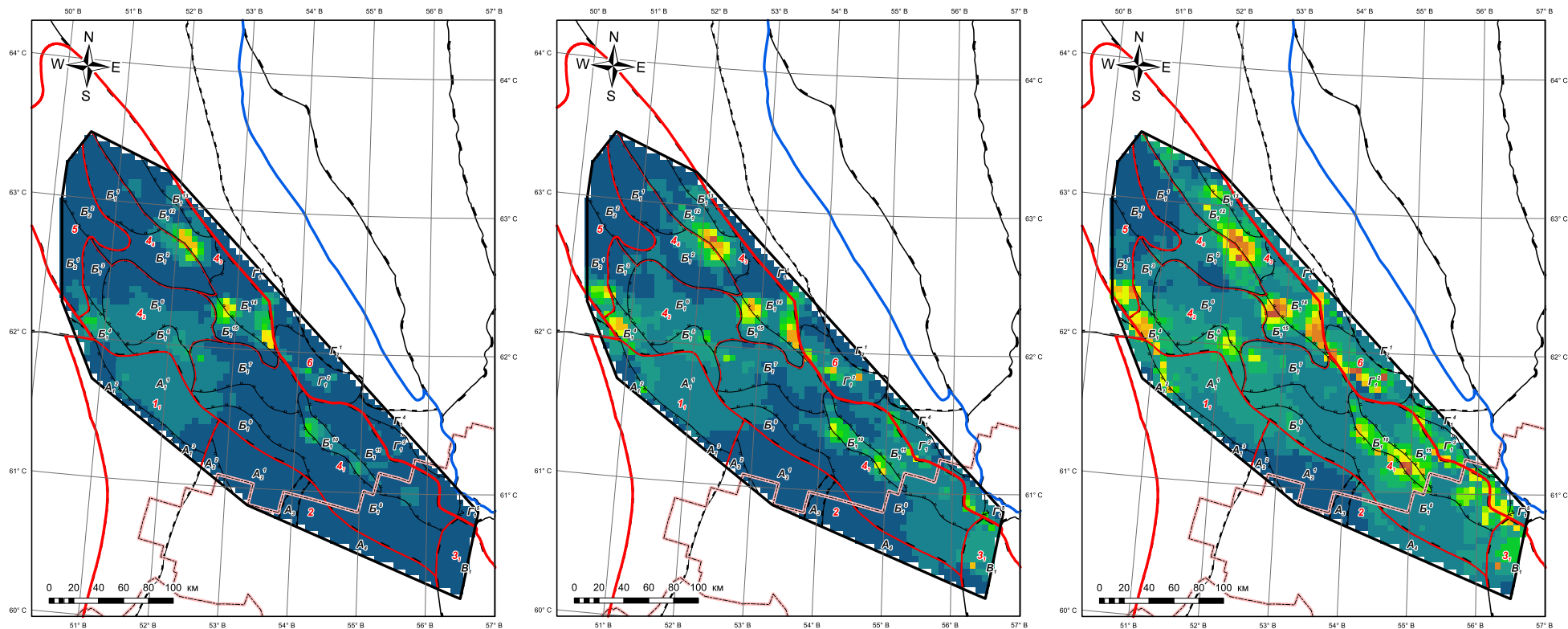
- административные границы
- границы надпорядковых тектонических элементов
- границы элементов I порядка
- границы элементов II порядка

- границы Волго-Уральской НГП
- границы Тимано-Печорской НГП
- границы НГО и ПНГО
- границы НГР и ПНГР

Плотность начальных геологических ресурсов УВ, тыс. тонн/км²

- | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <1 1-5 5-10 10-15 | <ul style="list-style-type: none"> 15-20 20-25 25-30 30-40 40-50 50-75 75-100 100-150 150-200 >200 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Рисунок 106 – Схемы нефтегазгеологического районирования Вычегодского прогиба и сопряженных структур с вероятностной оценкой плотности начальных геологических ресурсов УВ рифей-вендского осадочного комплекса, тыс. тонн/км²: а) P90; б) P50; в) P10



а

б

в

- административные границы
- границы надпорядковых тектонических элементов
- границы элементов I порядка
- границы элементов II порядка

- границы Волго-Уральской НГП
- границы Тимано-Печорской НГП
- границы НГО и ПНГО
- границы НГР и ПНГР

Плотность начальных геологических ресурсов УВ, тыс. тонн/км²

- | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <1 | 15-20 | 40-50 | 150-200 |
| 1-5 | 20-25 | 50-75 | >200 |
| 5-10 | 25-30 | 75-100 | |
| 10-15 | 30-40 | 100-150 | |

Рисунок 107 – Схемы нефтегазгеологического районирования Вычегодского прогиба и сопряженных структур с вероятностной оценкой плотности начальных геологических ресурсов УВ палеозойского осадочного комплекса, тыс. тонн/км²: а) P90; б) P50; в) P10

Сереговско-Сторожевский ПНГР расположен на северо-западе изучаемой территории и включает в себя Вишерскую мульду, Сторожевское поднятие, а также Юромскую и Сереговскую ступени. При минимальной оценке (P90) суммарные начальные геологические ресурсы УВ ПНГР составляют 101 млн. тонн УТ (Таблица 14). Их плотность при данной вероятности риска варьируется от 0,4 до 66 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). При оптимальной оценке (P50) суммарные начальные геологические ресурсы УВ ПНГР достигают 126 млн. тонн УТ (Таблица 14). Плотность ресурсов колеблется от 3,4 до 95 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). Вероятностная оценка начальных геологических ресурсов УВ с учетом максимальных рисков (P10) показывает, что суммарный ресурсный потенциал ПНГР составляет 158 млн. тонн УТ (Таблица 14). Плотность в этом случае варьируется от 7,9 до 137 тыс. тонн/км² (Рисунок 105).

Вероятностная оценка ресурсов УВ показала, что в данном ПНГР рифей-вендский комплекс относительно палеозойского является более перспективным для дальнейших нефтегазопроисловых исследований (Таблица 14). Отсутствие на территории ПНГР палеозойских НГМП с катагенетически зрелым ОВ (см. разделы 3.5 и 4.3.1-4.3.2) позволяет судить о том, что ресурсный потенциал палеозойских отложений сформирован за счет объема УВ, поступившего из рифей-вендского комплекса.

В целом высокие перспективы нефтегазоносности в данном районе прогнозируются на Сторожевском поднятии и Юромской ступени (Рисунок 105-107), где с конца прошлого века уже известны признаки возможного открытия залежей УВ в виде битумо- и нефтепроявлений, выявленных в рифейских и каменноугольных отложениях.

Большепорожско-Нившерский ПНГР осложняет северо-западный борт Вычегодской ПНГО и состоит из Лопьюской впадины, Ельвинской ступени, Нившерского и Синдорско-Большепорожского валов. Суммарные начальные геологические ресурсы УВ ПНГР при минимальной оценке (P90) равны 176 млн. тонн УТ (Таблица 14). Их плотность варьируется от 0 до 119 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). При оптимальной оценке (P50) суммарные начальные геологические ресурсы УВ составляют 273 млн. тонн УТ (Таблица 14), а их плотность колеблется от 0 до 195 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). С учетом максимальных рисков (P10) суммарный ресурсный потенциал ПНГР – 360 млн. тонн УТ (Таблица 14), плотность изменяется от 0 до 571 тыс. тонн/км² (Рисунок 105).

Как выше представленных, так и в рассматриваемом ПНГР наибольшим ресурсным потенциалом обладает рифей-вендский комплекс (Таблица 14). Отсутствие в данном районе палеозойских НГМП, содержащих катагенетически зрелое ОВ, дает право считать, что ресурсный потенциал палеозойской части осадочного чехла образован за счет перетоков УВ из рифей-вендского комплекса.

Перспективным направлением для нефтегазопоисковых исследований являются Лопьская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы (Рисунок 105-107). С конца прошлого столетия на двух последних структурах выявлены признаки нефтегазоносности, включая битумо- и нефтепроявления в рифейских и каменноугольно-пермских отложениях.

Вишерский ПНГР расположен между Сереговско-Сторожевским и Большепорожско-Нившерским ПНГР и сложен Западно-Веслянской дизъюнктивной депрессией и Емвинской перемычкой. С учетом минимального риска (P90) суммарные начальные геологические ресурсы УВ ПНГР равны 69 млн. тонн УТ (Таблица 14), а их плотность варьируется от 0 до 119 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). При оптимальной оценке (P50) суммарные начальные геологические ресурсы УВ – 96 млн. тонн УТ (Таблица 14). Плотность ресурсов УВ изменяется от 0 до 195 тыс. тонн/км² (Рисунок 105). Величина суммарных начальных геологических ресурсов УВ, учитывая максимальные риски (P10), достигает 125 млн. тонн УТ (Таблица 14), а плотность колеблется от 0 до 318 тыс. тонн/км² (Рисунок 105).

Ограниченность геолого-геофизических материалов, отсутствие скважинной информации и, в том числе, сведений о признаках нефтегазоносности свидетельствуют о том, что данный ПНГР характеризуется высокой неопределенностью и, соответственно, высокими геологическими рисками.

Оценка величин начальных геологических ресурсов УВ сопряженных территорий Вычегодской ПНГО приведена в таблице (Таблица 14) и продемонстрирована на рисунках (Рисунок 105-107).

Таким образом, согласно полученным результатам и их анализу была выполнена оценка ресурсного углеводородного потенциала Вычегодского прогиба с учетом геологических неопределенностей, которая позволила доказать перспективность изучаемого объекта с точки зрения проведения дальнейших региональных нефтегазопоисковых исследований, а также уточнить более и менее перспективные районы для поисков скоплений УВ: Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский. В пределах каждого изучаемого ПНГР отмечены структуры с наиболее высокими количественными и плотностными характеристиками ресурсов УВ. Основная часть углеводородного потенциала сосредоточена на структурах в том числе, Пивью-Кельтменская ступень, Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Юромская ступень, Лопьская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы, которые осложняют бортовые зоны Вычегодского прогиба. Данные структуры рекомендованы в качестве первоочередных направлений для проведения дальнейших региональных нефтегазопоисковых работ на территории объекта исследования (Рисунок 108).

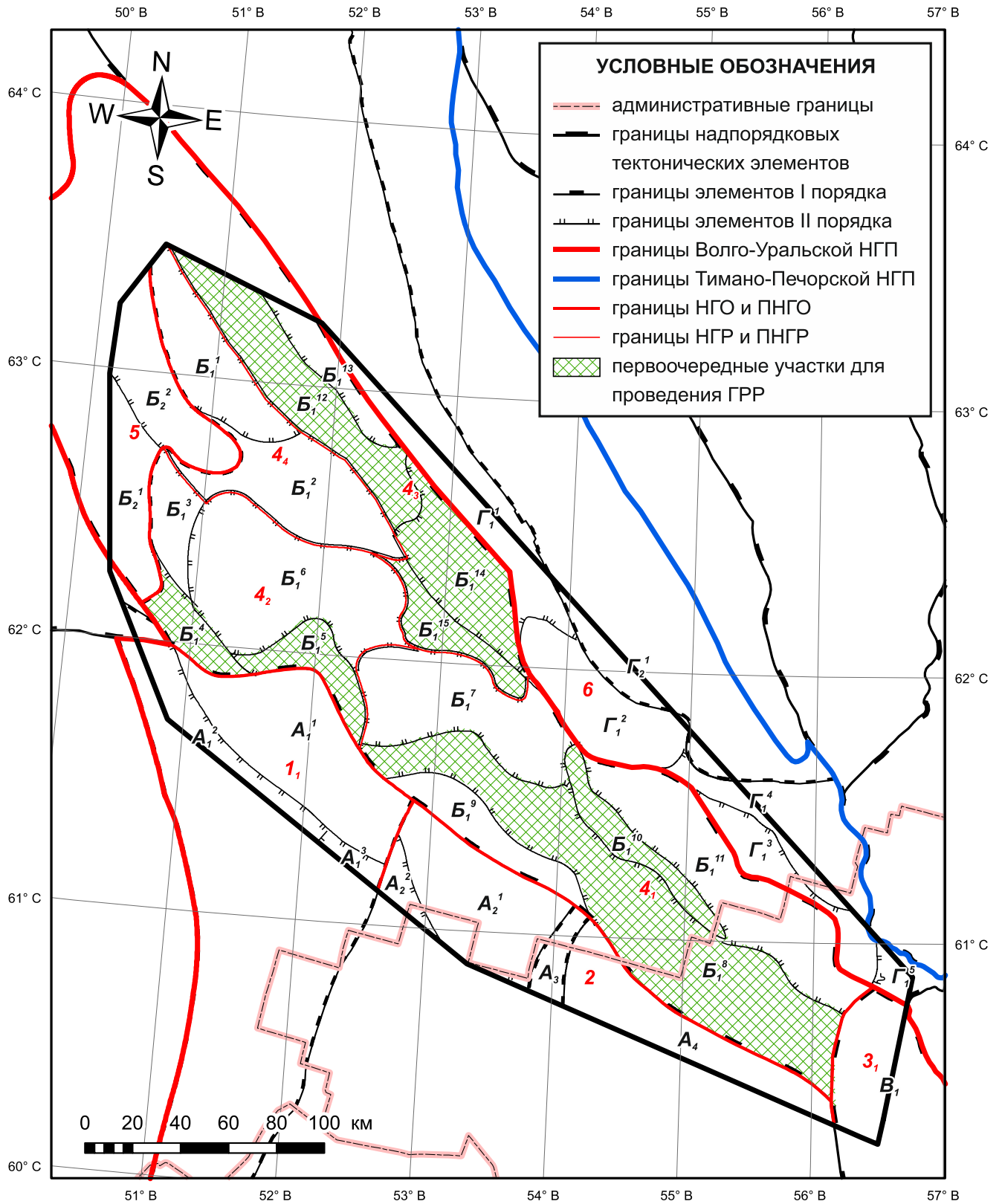


Рисунок 108 – Схема расположения первоочередных участков для проведения дальнейших региональных нефтегазопоисковых работ на территории Вычегодского прогиба: элементы тектонического и нефтегазогеологического районирования см. на рисунке 105

Вывод по главе

В результате проведенного исследования выявлено, что территория Вычегодского прогиба и сопряженных структур характеризуется значительным ресурсным углеводородным потенциалом, оценки которого по различным уровням вероятности составляют: P90 – 866 млн. тонн УТ, P50 – 1165 млн. тонн УТ, P10 – 1448 млн. тонн УТ.

В рифей-вендской части разреза сосредоточено наибольшее количество начальных геологических ресурсов УВ, составляющие при P90 – 535 млн. тонн УТ, при P50 – 857 млн. тонн УТ и при P10 – 1237 млн. тонн УТ. В палеозойском комплексе при P90 прогнозируются ресурсы УВ в количестве 176 млн. тонн УТ, при P50 – 248 млн. тонн УТ и при P10 – 474 млн. тонн УТ. В целом полученные автором вероятностные оценки ресурсов УВ не противоречат результатам оценок, полученным другими учеными, и дополняют их.

По итогам исследования в составе Вычегодской ПНГО отмечены три ПНГР, считающиеся перспективными для поисков скоплений УВ: Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский. В составе каждого изучаемого ПНГР выделены структуры с наиболее высоким углеводородным потенциалом, которые рекомендованы в качестве первоочередных направлений для проведения дальнейших ГРР на территории Вычегодского прогиба.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе проведено изучение особенностей формирования углеводородного потенциала и оценка перспектив нефтегазоносности осадочного выполнения Вычегодского прогиба в связи с обоснованием первоочередных направлений ГРП на основе комплексного анализа геолого-геофизических и геохимических материалов исследований, а также результатов бассейнового моделирования и вероятностной оценки ресурсов УВ.

Наиболее важные результаты исследования заключаются в следующем:

– Вычегодский прогиб характеризуется сложным геологическим строением, что связано с его уникальной историей формирования, состоящей из ряда крупных этапов погружения осадочных комплексов: средне-позднерифейского, поздневендско-раннекембрийского и позднедевонско-триасового, разделенных, в свою очередь, этапами структурных перестроек;

– на территории объекта исследования зафиксированы положительные признаки нефтегазоносности в виде битумо- и нефтенасыщения пород и микроаккумуляций УВ в широком интервале разреза от рифейских до пермских отложений включительно, а также наличия обильных нефтепроявлений и небольших залежей нефти и газа в девонских и каменноугольных резервуарах на границе с Предуральским краевым прогибом, что многократно повышает перспективы поиска скоплений УВ;

– уточнены нефтегазопроизводившие и потенциальные нефтегазоматеринские породы осадочного выполнения Вычегодского прогиба на основе реконструкции их исходных генерационных характеристик по данным геохимических исследований ОВ пород; рифей-вендские отложения являются нефтегазопроизводившими породами, характеризующиеся удовлетворительным начальным генерационным потенциалом, а палеозойские отложения, в зависимости от их местоположения, являются как нефтегазопроизводившими, так и потенциальными нефтегазоматеринскими толщами, которые обладали на момент начала нефтеобразования генерационным потенциалом от удовлетворительного до превосходного;

– выявлено, что ОВ со сходной степенью катагенетической зрелости на ряде структур Вычегодского прогиба характеризуется разной глубиной залегания, что связано с дифференцированным региональным подъемом и последующим размывом верхнепалеозойских и мезозойских отложений в периоды активных тектонических движений в мезо-кайнозой; в результате выполненных оценок и структурных построений получена схема суммарной мощности размывтых палеозойских и мезозойских отложений, а также построены уточненные карты современной зональности катагенеза ОВ по подошве пезской свиты, сафоновской серии, усть-пинежской свиты и доманиковского горизонта;

– в результате уточнения катагенетической зональности разреза установлено, что в ГЗН преимущественно залегают породы вендского возраста и участками – верхнедевонского и каменноугольного, а в ГЗГ расположены отложения среднего и верхнего рифея; современная ГЗН соответствуют глубинам от 850 до 4000 м, интервал разреза от 4000 до 6500 м свойствен ГЗГ;

– очаги генерации УВ были связаны с крупными докембрийскими отрицательными структурами: Вишерская мульда, Лопьюская впадина, Ирвинская, Западно-Веслянская, Нившерская, Немская и Соликамская депрессии; ряд позднепалеозойских впадин: Лопьюская, Помоздинская, Северо-Кельтменская и сопряженная территория Соликамской депрессии являлись основными участками формирования палеозойских очагов нефтеобразования;

– для изучаемого региона характерна полиэтапность формирования углеводородного потенциала: установлены наиболее благоприятные отрезки геологического времени для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, соответствующие позднему рифею, позднему венду-раннему кембрию и позднему девону-триасу, после которых следовали периоды структурных перестроек на рубеже рифея и венда, в раннем палеозое и мезо-кайнозое, сопровождавшиеся уменьшением скоростей генерации и эмиграции, разрушением и перераспределением скоплений УВ;

– в осадочном чехле Вычегодского прогиба прогнозируются две УВ-системы: рифей-вендская и девонско-пермская, которые обуславливают его нефтегазоносность;

– существенный вклад в углеводородный потенциал территории вносят НГМП рифей-вендской УВ-системы, на долю которых приходится более 90 % всех сгенерированных и эмигрированных УВ, остальную часть (1-2 %) занимают НГМП девонско-пермской УВ-системы;

– территория Вычегодского прогиба и сопряженных структур характеризуется существенным углеводородным потенциалом, оценки которого по уровням вероятности равны: Р90 – 866 млн. тонн УТ, Р50 – 1165 млн. тонн УТ, Р10 – 1448 млн. тонн УТ;

– в рифей-вендской части разреза сосредоточено наибольшее количество начальных геологических ресурсов УВ, составляющие при Р90 – 535 млн. тонн УТ, при Р50 – 857 млн. тонн УТ и при Р10 – 1237 млн. тонн УТ; в палеозойском комплексе при Р90 прогнозируются ресурсы УВ в количестве 176 млн. тонн УТ, при Р50 – 248 млн. тонн УТ и при Р10 – 474 млн. тонн УТ;

– в составе Вычегодского прогиба отмечены ПНГР, считающиеся перспективными для поиска УВ: Кельтменский, Сереговско-Сторожевский и Большепорожско-Нившерский; в пределах каждого ПНГР выделены структуры с высокой плотностью ресурсов УВ, рекомендованные в качестве приоритетных направлений для проведения нефтегазопроисловых работ: Пивью-Кельтменская ступень, Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Юромская ступень, Лопьюская впадина, Нившерский и Синдорско-Большепорожский валы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агроминеральное и горно-химическое сырье Европейского северо-востока СССР / Юшкин Н.П. [и др.]. – Сыктывкар: Коми филиал АН СССР, 1987 г. – 133 с.
2. Александрова Т.В. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности малоизученных северных земель Волго-Урала / Т.В. Александрова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 7. – С. 55-60.
3. Амурский Г.И. Геологические условия газоносности востока Восточно-Европейской платформы / Г.И. Амурский, Я.А. Берето // Сборник статей «Древние платформы и их нефтегазоносность». – М., 1981. – С. 68-74.
4. Анализ кайнозойской эрозии осадочных отложений Восточно-Баренцевского мегабассейна с учетом трехмерного моделирования углеводородных систем / Д.Ю. Голованов [и др.] // Арктика: экология и экономика. – 2022. – Т. 12, № 3. – С. 320-333.
5. Антоновская Т.В. Доманиковский горизонт – основной нефтегазоматеринский комплекс Тимано-Печорской провинции / Т. В. Антоновская // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 62-69.
6. Антошкина А.И. Особенности строения и формирования верхнерифейских рифогенных доломитов поднятия Жежимпарма / А.И. Антошкина, П.В. Ульныров Д.Н. Шеболкин // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 39-40.
7. Анфилогов В.Н. Геологическое строение и природа алмазоносности Колчимского поднятия (Северный Урал) / В.Н. Анфилогов, Ю.Д. Крайнев, Г.Г. Кораблев // Литосфера. – 2007. – № 5. – С. 151-163.
8. Аплонов С.В. Геодинамика и возможная нефтегазоносность Мезенского осадочного бассейна / С.В. Аплонов, Д.Л. Федоров. – СПб.: «Наука», 2006. – 319 с.
9. Аплонов С.В. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности Мезенского бассейна / С.В. Аплонов, Б.А. Лебедев, Н.В. Тимошенкова // Доклады Академии наук. – 2004. – Т. 396, № 1. – С. 71-76.
10. Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования / С.М. Астахов. – Ростов-на-Дону: Контрики, 2015. – 256 с.
11. Астахов С. М. Кинетические спектры реакций преобразования органического вещества нефтегазоматеринских отложений / С. М. Астахов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 1. – С. 2.
12. Астахов С.М. Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазонакопления в

осадочных бассейнах: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Астахов Сергей Михайлович. – Ростов-на-Дону, 2018. – 393 с.

13. Атлас литолого-палеографических карт СССР: в 4-х томах / глав. ред. А.П. Виноградов. – М.: Всесоюзный аэрогеологический трест Министерства геологии СССР, 1967-1975. – 55 с., 68 с., 77 с., 58 с.

14. Бабушкин Т.А. Верхний докембрий Вычегодского прогиба / Т.А. Бабушкин // Вестник института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2001. – №6 (78). – С. 16-17.

15. Бабушкин Т.А. Литогеохимические особенности отложений усть-пинезской свиты на севере Вычегодского прогиба Мезенской синеклизы / Т.А. Бабушкин // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 43-45.

16. Бабушкин Т.А. Литология и условия осадконакопления верхнедокембрийских отложений Вычегодского прогиба / Т.А. Бабушкин // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента: материалы 10-й научной конференции Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар: Геопринт, 2001. – С. 15-18.

17. Бабушкин Т.А. Особенности состава пород уфтыгской свиты скважины 1-Серегово (Вычегодский прогиб) / Т.А. Бабушкин // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 41-43.

18. Бабушкин Т.А. Туффоиды усть-пинезской свиты верхнего венда Вычегодского прогиба Мезенской синеклизы / Т.А. Бабушкин // Материалы 5-го Уральского литологического совещания «Терригенные осадочные последовательности Урала и сопредельных территорий». – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2002. – С. 23-25.

19. Баженова О.К. Нефтегазоматеринский потенциал докембрийских отложений Севера Русской плиты / О.К. Баженова, Б.А. Соколов В.А. Егоров // Материалы конференции, посвященной 70-летию геологической службы на Европейском Севере России «Сырьевая база России в XXI веке». – Архангельск, 2001. – С. 34-45.

20. Баженова О.К. Органическая геохимия докембрийских отложений центральных районов Русской плиты в связи с их возможной нефтегазоносностью / О.К. Баженова, О.А. Арефьев, Б.А. Соколов // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. – СПб., 1998. – С. 103-109.

21. Баженова О.К. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы / О.К. Баженова, О.А. Арефьев // Геохимия. – 1998. – № 3. – С. 287-294.

22. Баженова Т.К. Катагенетическая (геотермическая) история осадочных бассейнов древних платформ и проблема нефтегазоносности базальных горизонтов осадочного чехла / Т.К. Баженова // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». – СПб., 2008. – С. 61-68.
23. Баженова Т.К. Катагенетические несогласия и проблема нефтегазоносности докембрия Мезенской синеклизы / Т.К. Баженова, О.К. Баженова, Л.А. Гембицкая // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 117-119.
24. Баженова Т.К. Основные черты органической геохимии осадочного разреза Вычегодского прогиба (в связи с оценкой его нефтегазопроизводящих свойств) / Т.К. Баженова, А.И. Шапиро // Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России». – 2014. – Т. 3. – С. 131-133.
25. Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии / Т.К. Баженова. М.: ГЕОС, 2020. – 120 с.
26. Баженова Т.К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции / Т.К. Баженова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 3. – С. 1-21.
27. Баженова Т.К. Учение о нефтегазоматеринских свитах как основа теории нефтегазообразования (онтологический, филогенетический и онтогенетический аспекты) / Т.К. Баженова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 1. – С. 1-20.
28. Баженова Т.К. Элементы региональной органической геохимии и отдельный прогноз нефти газоносности регионов / Т.К. Баженова // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 2. – С. 35-43.
29. Балугев А.С. Континентальный рифтогенез севера Восточно-Европейской платформы в неогее: геология, история развития, сравнительный анализ: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.01 / Балугев Александр Сергеевич. – М., 2013. – 320 с.
30. Башкова С.Е. Основные проблемы прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Восточно-Европейской части России / С.Е. Башкова, Т.В. Карасева, В.И. Горбачев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 8-13.
31. Беляева Н.В. Девонские рифы Вычегодского прогиба – новый поисковый объект / Н.В. Беляева // Природные резервуары Печорского нефтегазоносного бассейна: Труды Института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 1992. – Вып. 76. – С. 22-28.

32. Богацкий В.И. Структура Вычегодского прогиба, уточненная по результатам бурения параметрической скважины 1-Кельтменская / В.И. Богацкий, Е.Г. Довжикова // Сборник научных трудов «Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна». – Ухта, 2008. – С. 67-76.
33. Богданов Б.П. Парадигма развития нефтегазовой промышленности Тимано-Печорской провинции и ее периферии в XXI веке / Б.П. Богданов, В.В. Заборовская, Т.А. Овчарова // *Norwegian Journal of Development of the International Science*. – 2018. – № 6-1 (19). – С. 14-44.
34. Богданов Б.П. Волго-Тиманский и Восточно-Европейский рифейские барьерные рифы как индикаторы структурно-формационной зональности верхнего докембрия Восточно-Европейской платформы (в связи с перспективами нефтегазоносности) / Б.П. Богданов // *Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления»*. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2017. – С. 22-27.
35. Богданов Б.П. Волго-Тиманский и Восточно-Европейский рифейские барьерные рифы как индикаторы формационно-тектонической модели верхнего докембрия Восточно-Европейской платформы (в связи с перспективами поисков углеводородов, алмазов и других полезных ископаемых) / Б.П. Богданов, А.В. Громыко, С.А. Горобец // *Уральский геологический журнал*. – 2024. – № 1 (157). – С. 3-162.
36. Богданов Б.П. Кельтменский вал юга республики Коми: в нескольких шагах от открытия крупного месторождения высоковязких нефтей / Б.П. Богданов, В.В. Заборовская, А.В. Громыко // *Уральский геологический журнал*. – 2021. – № 2 (140). – С. 3-31.
37. Богданов Б.П. Тиманский кряж как фрагмент Тимано-Кунгурского позднепротерозойского перикратонного пояса в связи с поисками углеводородов и россыпей / Б.П. Богданов, О.В. Ершова, Л.П. Недилук // *Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления»*. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2017. – С. 27-32.
38. Богородская Л.И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 254 с.
39. Болдушевская Л.Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.09 / Болдушевская Людмила Николаевна. – Красноярск, 2001. – 206 с.
40. Большакова М.А. Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений / М.А. Большакова, К.А. Ситар, Д.Д. Кожанов // *Записки Горного института*. – 2024. – Т. 269. – С. 700-707.

41. Боталов А.Н. Анализ геолого-геофизической изученности Вычегодского прогиба / А.Н. Боталов // Сборник научных трудов по материалам XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире». – Пермь, 2024. – С. 285-288.
42. Боталов А.Н. Геодинамическая эволюция Вычегодского прогиба / А.Н. Боталов // Сборник научных трудов по материалам XIV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире». – Пермь, 2021. – С. 120-125.
43. Боталов А.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности осадочного чехла Вычегодского прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / А.Н. Боталов, С.Н. Кривошеков // Сборник материалов 25-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2023». – М., 2023. – С. 349-352.
44. Боталов А.Н. Изучение перспектив нефтегазоносности Вычегодского прогиба в связи с определением потенциальных углеводородных систем / А.Н. Боталов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2023. – Т. 1. – С. 13-17.
45. Боталов А.Н. Катагенетическая зональность разреза Вычегодского прогиба / А.Н. Боталов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2021. – Т. 1. – С. 18-22.
46. Боталов А.Н. Моделирование процессов формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба / А.Н. Боталов, О.Л. Алексеева // Вестник Пермского университета. Геология. – 2021. – Т. 20, № 4. – С. 379-395.
47. Боталов А.Н. Перспективы нефтегазоносности района Вычегодского прогиба и прилегающих территорий / А. Н. Боталов // Сборник трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа». – М., 2024. – С. 123-127.
48. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр / А.В. Бочкарев, В.А. Бочкарев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – 324 с.
49. Бурзин М.Б. Древнейшие организмы – источник нефти на Русской платформе? / М.Б. Бурзин // Природа. – 1996. – № 2. – С. 38-42.
50. Буш В.А. Новые данные по домезозойскому внутриплитному магматизму Восточно-Европейской платформы / В.А. Буш, Б.А. Калмыков // Геотектоника. – 2015. – № 5. – С. 43-61.
51. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н.Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 196 с.

52. Вассоевич Н.Б. О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием / Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, Н.В. Лопатин // Материалы XXV сессии Международного Геологического конгресса «Горючие ископаемые: проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород». – М., 1976. – С. 47-62.
53. Вахнин М.Г. Вычегодский прогиб – потенциально нефтегазоносный район Мезенской синеклизы / М.Г. Вахнин // Тезисы докладов конференции «XXI Губкинские чтения». – М., 2016. – С. 36-41.
54. Вахнин М.Г. Нефтегазоносность верхнедевонских органогенных отложений Вычегодского прогиба / М.Г. Вахнин // Материалы Всероссийского литологического совещания «Геология рифов». – Сыктывкар, 2015. – С. 26-27.
55. Вахнин М.Г. Оценка перспектив поиска залежей нефти и газа на территории Вычегодского прогиба / М.Г. Вахнин // Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России». – Сыктывкар, 2014. – Т. III. – С. 29-31.
56. Вахнин М.Г. Состояние изученности и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы / М.Г. Вахнин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №2. – С. 8-13.
57. Верхний венд востока, северо-востока и севера Восточно-Европейской платформы: процессы осадконакопления и эволюция биоты / А.В. Маслов [и др.] // Литосфера. – 2018. – Т. 18, № 4. – С. 520-542.
58. Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах / Н.Д. Сергеева, В.Н. Пучков, Т.В. Карасева. – Уфа: Книга-Принт, 2021. – 196 с.
59. Вилесова Л. А. Геодинамические процессы нефтеобразования северных районов Пермского края / Л. А. Вилесова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 11. – С. 96-99.
60. Волкова А.С. Исследование зональной нефтегазоносности Соликамской депрессии / А.С. Волкова, С.Н. Кривошеков // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 2. – С. 12-15.
61. Волхонина Т.В. Модель тектонического и термодинамического развития и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы / Т.В. Волхонина, А.В. Лобусев, Ю.Б. Силантьев // Геология нефти и газа. – 1993. – № 8. – С. 5-10.
62. Гафаров Р.А. Строение докембрийского фундамента севера Русской платформы (по данным региональных геофизических исследований): Труды геологического института. Выпуск 85 / Р.А. Гафаров. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1963. – 219 с.

63. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы / В.С. Шеин [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 11-27.
64. Геологическое строение восточной части Вычегодского прогиба / А.А. Алабушин [и др.] // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 36.
65. Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз / В.П. Гаврилов [и др.]. – М.: ОАО «Газпром», 2000. – 157 с.
66. Геология и полезные ископаемые России. В 6 т. Т. 1. Запад России и Урал. Книга. 2. Урал / О.А. Кондияйн [и др.]. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2011. – 528 с.
67. Геолого-геохимические критерии прогноза газонефтеносности древних толщ Русской платформы / В.И. Ермолкин [и др.]. – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – 64 с.
68. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / Д.Д. Кожанов [и др.] // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 2. – С. 73-86.
69. Гецен В.Г. Рифейский комплекс Тимано-Печорской провинции – возможная нефтепроизводящая толща / В.Г. Гецен // Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы: Труды Института геологии Коми филиала АН СССР. – Сыктывкар, 1981. – Вып. 35. – С. 27-38.
70. Гецен В.Г. Тектоника Тимана / В.Г. Гецен. – Ленинград: Наука, 1987. – 172 с.
71. Голованова И.В. Тепловое поле южного Урала: дис. ... д-ра физ.-мат. наук: 25.00.10 / Голованова Инесса Владимировна. – Уфа, 2003. – 228 с.
72. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности протерозойского комплекса осадочного чехла Восточно-Европейской платформы / С.Е. Башкова [и др.] // Геотектоника. – 2023. – № 4. – С. 82-102.
73. Городницкий А.М. Реконструкции положения материков в фанерозое (по палеомагнитным и геологическим данным) / А.М. Городницкий, Л.П. Зоненштайн, Е.Г. Мирлин. – М.: Наука, 1978. – 122 с.
74. Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:1000000: объяснительная записка / Н.М. Пармузин [и др.]. – третье поколение, серия Мезенская, лист Р-39 (Сыктывкар). – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016. – 384 с.
75. Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:1000000: третье поколение, серия Уральская, лист Р-40 / В.П. Водолазская [и др.] // Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2005. – 332 с.
76. Гражданкин Д.В. Место венда в Международной стратиграфической шкале / Д.В. Гражданкин, А.В. Маслов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 4. – С. 703-717.

77. Гражданкин Д.В. Строение и условия осадконакопления вендского комплекса в Юго-Восточном Беломорье / Д.В. Гражданкин // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2003. – Т. 11, № 4. – С. 3-23.
78. Дедеев В.А. Земная кора европейского Северо-Востока СССР / В.А. Дедеев, В.И. Запорожцева. – Ленинград: Наука, 1985. – 96 с.
79. Дедеев В.А. Прогноз нефтегазоносности Мезенского седиментационного бассейна / В.А. Дедеев [и др.]. – Сыктывкар: ИГ КНЦ УрО РАН, 1989. – 60 с.
80. Довжикова Е.Г. Верхний протерозой Кельтменского вала скв. 1-Кельтменская, западное Притиманье (предварительные данные) / Е.Г. Довжикова // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 47-49.
81. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А. Кирюхина, Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76-87.
82. Доордовикские гранитоиды Тимано-Уральского региона и эволюция протоуралид-тиманид / Н.Б. Кузнецов [и др.]. – Сыктывкар: Геопринт, 2005. – 99 с.
83. Доуральская тектоническая эволюция северо-восточного и восточного обрамления Восточно-Европейской платформы. Часть 2. Позднедокембрийско-кембрийская коллизия Балтики и Арктиды / Н.Б. Кузнецов [и др.] // Литосфера. – 2007. – № 1. – С. 32-45.
84. Дьяконова О.Б. Эволюция литогенеза рифейских отложений юга Камско-Бельского авлакогена: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.06 / Дьяконова Ольга Борисовна. – Казань, 2009. – 159 с.
85. Еременко Н.М. Детальная седиментологическая характеристика нижнемосковских отложений, вскрытых Аныбской скважиной Р-3 (Северокельтминская структура Предтиманского прогиба) / Н.М. Еременко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4, № 1. – С. 1-11.
86. Жарков А.М. Углеводородные системы Мезенской синеклизы / А. М. Жарков // Разведка и охрана недр. – 2009. – № 12. – С. 37-40.
87. Жемчугова В.А. Карбонатные комплексы палеозоя Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия формирования, прогноз природных резервуаров): автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Жемчугова Валентина Алексеевна. – Сыктывкар, 2000. – 42 с.
88. Жилина И.В. Ресурсная база углеводородного сырья Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, перспективы ее восполнения / И.В. Жилина, В.К. Утопленников // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 3(22). – С. 1-14.

89. Заборовская В.В. Минеральные ресурсы рифейских отложений Среднего и Южного Тимана: стратиграфия, фации, материнские породы и ловушки / В.В. Заборовская, Б.П. Богданов, С.А. Горобец // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 4. – С. 31-39.
90. Запорожцева И.В. Строение дофанерозойской литосферы Европейского Северо-Востока России / И.В. Запорожцева, А.М. Пыстин. – СПб.: Санкт-Петербургская издательско-книготорговая фирма «Наука», 1994. – 112 с.
91. Заяц А.О. Целесообразность опоискования палеозойских отложений Кельтменского вала в связи с возможным открытием месторождений высоковязких нефтей / А.О. Заяц, В.В. Заборовская, Б.П. Богданов // Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов». – Ухта, 2018. – С. 33-41.
92. Зинченко И.А. Опыт реализации технологии бассейнового моделирования 2D в пределах шарьяжно-надвиговых дислокаций передовых складок Урала / И. А. Зинченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 11-17.
93. Зинченко И.А. Оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения северной части Русской плиты и Уральской складчатой системы на основе бассейнового моделирования 2D в условиях складчато-надвиговых дислокаций / И.А. Зинченко, Е.В. Постнова, О.И. Меркулов // Материалы 6-й международной научно-практической конференции «ГЕОКРЫМ-2016. Проблемы и достижения нефтегазовой геологии и геофизики». – Крым, Алушта, 2016. – С. 71-74.
94. Зоненшайн Л.П. Тектоника литосферных плит территории СССР. В 2 т. / Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузьмин, Л.М. Натапов. – М.: «Недра», 1990. – Т. 1. – 328 с.
95. Иванов А.А. Геология галогенных отложений (формаций) СССР. Труды Всесоюзного научно-исследовательского геологического института ВСЕГЕИ Министерства геологии и охраны недр СССР. Новая серия; Т. 35 / А.А. Иванов, Ю.Ф. Левицкий. – М.: Госгеолтехиздат, 1960. – 424 с.
96. Имамов Р.Р. Особенности формирования нефтегазоносности Казанско-Кажимского авлакогена в связи с обоснованием приоритетных направлений геологоразведочных работ: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Имамов Рустам Рафкатович. – Пермь, 2002. – 174 с.
97. Исследование кинетики термического преобразования органического вещества нефтегазоматеринских пород: обзор методов и экспериментальные результаты / М.Ю. Спасенных [и др.] // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 4. – С. 3-19.
98. Карасик Т.Г. Битумопроявления в доживетских отложениях / Т.Г. Карасик, С.С. Гейро // Труды ВНИГРИ. – 1959. – Вып. 133. – С. 347-352.

99. Карта аномального гравитационного поля России и прилегающих акваторий. Масштаб: 1:10000000 / ред. Л.М. Вассерштром, Н.П. Пежемская. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1995.
100. Карта аномального гравитационного поля России. Масштаб 1:2500000 / ред. Т.П. Литвинова [и др.]. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016.
101. Карта аномального магнитного поля России и прилегающих акваторий. Масштаб 1:10000000 / ред. Н.М. Воронова, Н.В. Едовина. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2004.
102. Карта аномального магнитного поля России. Масштаб 1:2500000 / ред. Т.П. Литвинова [и др.]. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016.
103. Карта нефтегазогеологического районирования Российской Федерации. Масштаб 1:4000000 / Отв. исп. Л.И. Лоджевская. – М.: ВНИГНИ, 2010.
104. Келлер Б.М. Великие оледенения в истории Земли / Б.М. Келлер, Ю.А. Лаврушин. – М.: «Знание», 1970. – 64 с.
105. Келлер Б.М. Верхний протерозой Русской платформы (рифей и венд). Очерки по региональной геологии / Б.М. Келлер. – М.: Издательство МГУ, 1968 г. – 101 с.
106. Климат в эпохи крупных биосферных перестроек. Труды ГИН РАН; Вып. 550 / М.А. Семихатов, Н.М. Чумаков [и др.]. – М.: Наука, 2004. – 299 с.
107. Кожанов Д.Д. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования / Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова // Записки Горного института. – 2024. – Т. 266. – С. 199-217.
108. Кожанов Д.Д. Роль органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 1.6.11 / Кожанов Дмитрий Дмитриевич. – М., 2024. – 186 с.
109. Кожанов Д.Д. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) / Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хопта // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 2. – С. 113-128.
110. Козлова И.А. Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края / И.А. Козлова, М.А. Шадрин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12, № 8. – С. 18-27.
111. Козлова И.А. Исследование специфических показателей генерации и эмиграции углеводородов рифейско-вендских толщ на территории Пермского края / И.А. Козлова, В.И. Галкин, С.Н. Кривошеков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 88-90.

112. Конанова Н.В. Глубинное строение Тимано-Североуральского региона (по гравиметрическим данным) / Н.В. Конанова. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2020. – 160 с.
113. Конторович А.Э. Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью / А.Э. Конторович, М.С. Моделевский, А.А. Трофимук // Геология и геофизика. – 1979. – Т. 20, № 2. – С. 3-11.
114. Конюхова В.А. Геолого-геохимическая оценка перспектив нефтегазоносности рифейских отложений северо-запада Мезенской синеклизы / В.А. Конюхова // Вестник МГУ, Серия 4, Геология. – 1998. – №2. – С. 37-41.
115. Корчагина Ю.И. Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества / Ю.И. Корчагина, О.П. Четверикова. – М.: Недра, 1980. – 228 с.
116. Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна / А. В. Ступакова, А. А. Поляков, Н. А. Малышев [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 5-21.
117. Кузнецов Н.Б. Кембрийская коллизия Балтики и Арктиды, ороген Протоуралид-Тиманид и продукты его размыва в Арктике / Н.Б. Кузнецов // Доклады Академии наук. – 2006. – Т. 411, № 6. – С. 788-793.
118. Кузьмин Д.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Мезенского бассейна: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Кузьмин Дмитрий Александрович. – М., 2006. – 186 с.
119. Ласкин В.М. Солянокупольная тектоника и проблемы нефтегазоносности юго-западного Предтиманья / В.М. Ласкин, Н.И. Никонов, И.В. Пономаренко // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 139-144.
120. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / Т.А. Кирюхина, М.А. Большакова, А.В. Ступакова [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 2(61). – С. 87-100.
121. Лобусев А.В. Рифтогенез и нефтегазоносность верхнего протерозоя Европейской части России: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Лобусев Александр Вячеславович. – М., 2004. – 237 с.
122. Лядова Н.А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / Н.А. Лядова, А.В. Распопов, Ю.А. Яковлев. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
123. Макеев А.Б., Дудар В.А. Минералогия алмазов Тимана / А.Б. Макеев, В.А. Дудар. – СПб.: Наука, 2001. – 336 с.

124. Малое геологическое кольцо Республики Коми. Путеводитель геологической экскурсии / Е.С. Пономаренко [и др.]. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2021. – 60 с.

125. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Малышев Николай Александрович. – Сыктывкар, 2000. – 335 с.

126. Малышев Н. А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России: научное издание / Н.А. Малышев. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 273 с.

127. Маслов А.В. Венд Среднего Урала: обзор некоторых исследований начала XXI в. / А.В. Маслов // Литосфера. – 2022. – Т. 22, № 5. – С. 555-578.

128. Маслов А.В. Геохимические особенности аргиллитов верхнего венда северо-востока Русской платформы как индикаторы состава и эволюции источников сноса (предварительные данные) / А.В. Маслов, В.Г. Оловянишников // Труды института геологии и геохимии им. Академика А.Н. Заварицкого. – 2004. – С. 104-118.

129. Маслов А.В. Осадочные последовательности рифея типовой местности (ретроспективный обзор седиментоло-гических, палеогеографических, литолого-минералогических и петрогеохимических исследований) / А.В. Маслов, Э.З. Гареев, М.Т. Крупенин. – Уфа: Принт, 1998. – 225 с.

130. Маслов А.В. Рифей восточной, северо-восточной и северной периферии Русской платформы и западной мегазоны Урала: литостратиграфия, условия формирования и типы осадочных последовательностей / А.В. Маслов, В.Г. Оловянишников, М.В. Ишерская // Литосфера. – 2002. – № 2. – С. 54-95.

131. Масштабы генерации углеводородов в древних толщах Мезенской синеклизы по геохимическим критериям / М.Б. Келлер [и др.] // Геология нефти и газа. – 1994. – № 10. – С. 24-33.

132. Мелкишев О.А. Статистическое обоснование аналогов при вероятностной оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса на территории Пермского края) / О.А. Мелкишев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 48-51.

133. Мелкишев О.А. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ / О.А. Мелкишев, С.Н. Кривошеков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 33-41.

134. Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

135. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 1983. – 215 с.
136. Митрейкина В.А. Палеогидрохимические и палеогеотермические условия формирования и сохранения залежей нефти и газа (на примере северных районов Западно-Сибирского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов): дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Митрейкина Валентина Анатольевна. – М., 1985. – 149 с.
137. Михайлов Г.Л. Оптимизация весовых методов Монте-Карло / Г.Л. Михайлов. – М.: Наука, 1987. – 240 с.
138. Моделирование строения и формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.Е. Башкова, Т.В. Карасева, И.А. Козлова, А.Н. Башков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 104-117.
139. Направления проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в южных районах Республики Коми / П.П. Тарасов [и др.] // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 12-15.
140. Нефтегазоматеринские породы в разрезах верхнего рифея российской части Восточно-Европейской платформы и сопредельных складчатых областей / Кожанов Д.Д. [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2025. – № 1. – С. 47-59.
141. Нефтегазоносность древних толщ востока Русской платформы / Т.В. Белоконь [и др.] // Геология нефти и газа. – 1996. – № 7. – С.12-18.
142. Нефтегазоносность протерозойских отложений древних платформ. Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. Обзор / А.К. Дертев [и др.]. – М.: Геоинформмарк, 1996. – 50 с.
143. Нефтематеринские свойства и корреляция органическое вещество пород-нафтиды ирэмэкэнской тошци 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.
144. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Вычегодского прогиба / Т.В. Карасева [и др.] // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 1. – С. 32-38.
145. О возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края / И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 55-59.

146. О классификации нефтегазоматеринских пород / М.А. Большакова, А.В. Ступакова [и др.] // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 2. – С.54-63.
147. Общая стратиграфическая шкала // ВСЕГЕИ: МСК, 2024. Режим доступа: https://vsegei.ru/ru/about/msk/str_scale/os_scale-03-24.pdf (дата обращения: 02.11.2025).
148. Оловянишников В.Г. Атлас геологических и геодинамических карт Канино-Тиманского кряжа и фундамента Печорской плиты / В.Г. Оловянишников. – Сыктывкар: Геопринт, 2007. – 28 с.
149. Оловянишников В.Г. Верхний докембрий Тимана и полуострова Канин / В.Г. Оловянишников. – Екатеринбург: УрО РАН, 1998. – 194 с.
150. Оловянишников В.Г. Галогенные формации Северо-Востока Европейской части России / В.Г. Оловянишников // Материалы 5-го Уральского литологического совещания «Терригенные осадочные последовательности Урала и сопредельных территорий». – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2002. – С. 169-172.
151. Оловянишников В.Г. Модель строения верхнерифейской рифогенной формации Тимана / В.Г. Оловянишников. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 1997. – Вып. 394. – 40 с.
152. Оловянишников В.Г. Происхождение Сереговского соляного купола / В.Г. Оловянишников // Материалы 5-го Уральского литологического совещания «Терригенные осадочные последовательности Урала и сопредельных территорий». – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2002. – С. 172-174.
153. Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история / Т.К. Баженова [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 3. – С. 1-31.
154. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, [и др.]. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 64 с.
155. Особенности кинетики термического преобразования органического вещества баженовской и доманиковой толщ на основе результатов пиролитической хроматографии / С.В. Можегова [и др.] // Записки Горного института. – 2024. – Т. 269. – С. 765-776.
156. Пактовский Ю.Г. Стадийность геологического развития территории Южного Притиманья в позднем протерозое / Ю.Г. Пактовский // Вестник Пермского университета. Геология. – 2019. – Т. 18, № 2. – С. 108-124.
157. Палеотемпературы и катагенез нефтегазоносных отложений юга Верхнепечорской депрессии и прилегающих территорий / Г.Л. Беляева, А.В. Белоконов, Т.В. Карасева // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. – Пермь, ПГУ, 2004. – Вып. 6. – С. 108-111.

158. Передовые складки Урала – новый нефтегазоносный перспективный объект / О.И. Сиротенко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 3-4. – С. 22-34.
159. Перспективность рифейских и вендских отложений восточных районов Русской платформы / Т.В. Белоконь [и др.]. – М.: Геоинформмарк, 1996. – 38 с.
160. Перспективы нефтегазоносности верхнедевонских рифов Вычегодского прогиба / Б.П. Богданов [и др.] // Материалы XIII Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России»: новые результаты и новые перспективы: – Сыктывкар, 1999. – Т. III. – С. 28-30.
161. Перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы по результатам объемно-генетического моделирования / О.М. Прищепа [и др.] // Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2021». – Геленджик, 2021. – С. 92.
162. Перспективы нефтегазоносности позднего протерозоя Московской синеклизы / И.Н. Капустин, Т.В. Владимирова, В.И. Горбачев, Д.Л. Федоров. – М.: Геоинформмарк, 2008. – 262 с.
163. Петров Б.В. Геология и полезные ископаемые России. В 6 т. Т. 1. Запад России и Урал. Книга. 1. Запад России / Б.В. Петров, В.Л. Кириков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 528 с.
164. Петрова Р.Н. Оценка ресурсов сланцевой нефти нижнетутлеймской подсвиты / Р.Н. Петрова // Вестник Пермского университета. Геология. – 2020. – Т. 19, № 1. – С. 81-87.
165. Пименов Б.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17: защищена 12.05.1994 / Пименов Борис Алексеевич; ИГ КНЦ УрО РАН. – Сыктывкар, 1994. – 18 с.
166. Пименов Б.А., Малышев Н.А. Возможные зоны нефтегазонакопления в южной части Мезенского осадочного бассейна / Б.А. Пименов, Н.А. Малышев // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 148-149.
167. Пименов Б.А., Малышев Н.А. Оценка ресурсов и направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Мезенском седиментационном бассейне / Б.А. Пименов, Н.А. Малышев // Геология горючих ископаемых Европейского севера России: Труды Института геологии Коми научного центра УрО РАН. – Сыктывкар, 1995. – С. 26-40.
168. Плякин А.М., Исаева Г.А. Органическое вещество и рудная минерализация докембрийских сланцев Тимана / А.М. Плякин, Г.А. Исаева // Проблемы осадочной геологии докембрия. – 1981. – Вып. 7. – С. 92-96.

169. Подковыров В.Н. Литогеохимия тонкозернистых обломочных пород венда южной части Вычегодского прогиба / В.Н. Подковыров, Д.В. Гражданкин, А.В. Маслов // Литология и полезные ископаемые. – 2011. – № 5. – С. 484-504.
170. Проблематика и углеводородный потенциал рифейских отложений Республики Башкортостан / Д.А. Нетреба [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – №4 (376). – С. 5-17.
171. Проворов В.М. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности южной части Предтима́нского прогиба и Тимана / В.М. Проворов, В.М. Неганов, Л.А. Вилесова // Материалы 5-го Всероссийского литологического совещания «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории Земли». – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2008. – Т. II. – С. 185-189.
172. Прогноз перспектив нефтегазоносности вендского комплекса на территории Пермского края / И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, М.А. Носов, И.В. Санников // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 5-10.
173. Пронина Н.В. Возвращение к оценке катагенеза осадочной толщи Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна углепетрографическими методами / Н.В. Пронина, М.С. Лужбина, Д.В. Макаров // Георесурсы. – 2017. – № 5. – С. 80-87.
174. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении) / В.Н. Пучков. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
175. Разницын В.А. Тектоника Южного Тимана / В.А. Разницын. – М.-Ленинград: Наука, 1964. – 166 с.
176. Резников А.Н. Геотермические условия осадочно-породных бассейнов земного шара / А.Н. Резников, С.М. Астахов, С.А. Резников, Д.А. Маллак // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 49-56.
177. Ресурсы углеводородов верхнедевонско-турнейских отложений южной части Верхнепечорской депрессии (по данным объемно-генетического метода) / О. И. Сиротенко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 12. – С. 15-18.
178. Рифей-вендские отложения Северо-Запада Русской платформы: состав и источники снова / Н.А. Вдовина, А.С. Ивлева, В.Н. Подковыров, В.Б. Ершова // Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии: XXVIII Молодежная научная конференция памяти К.О. Кратца. – СПб: ООО «Издательство ВВМ», 2017. – С. 78-79.

179. Ростовцев Н.Н. Кельтменский нефтегазоносный район / Н.Н. Ростовцев // Материалы 3-й геологической конференции Коми АССР. – Сыктывкар: Коми государственное издательство, 1948. – С. 388-445.
180. Савинов В.Н. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в протерозойских отложениях Волго-Уральского региона / В.Н. Савинов, Т.В. Александрова // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 37-51.
181. Салманова Р.Ю. Структура теплового потока южного Урала с учетом влияния палеоклимата: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук: 25.00.10 / Салманова Раушания Юрисовна. – Уфа, 2012. – 24 с.
182. Санникова И.А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Санникова Ирина Алексеевна. – Москва, 2019. – 181 с.
183. Сачук Г.М. Сейсмологическая характеристика платформенного чехла Вычегодского прогиба / Г.М. Сачук, В.С. Чупров // Материалы 3-й Всероссийской научной конференции «Южные районы Республики Коми: геология, минеральные ресурсы, проблемы освоения». – Сыктывкар, 2002. – С. 85-87.
184. Семихатов М.А. Климат в эпохи крупных биосферных перестроек / М.А. Семихатов, Н.М. Чумаков. – М.: Наука, 2004. – 299 с.
185. Сергиенко С.И. Тепловое поле Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / С.И. Сергиенко // Известия АН СССР. – 1983. – №5. – С. 113-126.
186. Сергиенко С.И. Тепловой поток в областях нефтегазоносности: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Сергиенко Сергей Иванович. – М., 1992. – 420 с.
187. Смолич С.В., Смолич К.С. Решение горно-геологических задач методом «Монте-Карло»: учеб. пособие / С.В. Смолич, К.С. Смолич. – Чита: ЧитГУ, 2004. – 103 с.
188. Соболева Е.Н. Особенности геологического строения, оценка ресурсного потенциала и освоение залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Соболева Евгения Николаевна. – М., 2022. – 122 с.
189. Соборнов К. О. Рифейские депоцентры и происхождение залежей нефти Ромашкинского и Ярегского месторождений / К.О. Соборнов // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 1. – С. 35-50.
190. Состав питающих провинций и особенности геологической истории поздневендского форландового бассейна Тиманского орогена / А.В. Маслов [и др.] // Геохимия. – 2009. – № 12. – С. 1294-1318.

191. Состав питающих провинций и особенности геологической истории поздневендского Мезенского бассейна / А.В. Маслов [и др.] // Литология и полезные ископаемые. – 2008. – № 3. – С. 290-312.
192. Староверов В.Н. Общие закономерности литогенеза на территории Волго-Уральской НГП в течение среднего девона и раннего карбона / В.Н. Староверов // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2019. – № 100. – С. 3-25.
193. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с.
194. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП / Н.К. Фортунатова, А.И. Варламов, А.С. Канев [и др.] // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1132-1152.
195. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР / В. А. Дедеев [и др.]. – Ленинград: Наука, 1982. – 200 с.
196. Субботин С.И. Глубинный тепловой поток Европейской части СССР / С.И. Субботин, Р.И. Кутас. – Киев: Наук. думка, 1974. – 190 с.
197. Тарасов П.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности пограничных районов Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций / П.П. Тарасов, Б.П. Богданов // Материалы региональной научной конференции, посвященная 50-летию г. Ухты и 95-летию со дня рождения выдающегося геолога А.Я. Кремса «Перспективы развития экономики природных ресурсов в Ухтинском и смежных районах Республики Коми». – Ухта, 1995. – С. 62-64.
198. Тектоника Белого моря и прилегающих территорий (Объяснительная записка к «Тектонической карте Белого моря и прилегающих территорий» масштаба 1:1500000) / А.С. Балугев, В.А. Журавлев, Е.Н. Терехов, Е.С. Пржиялговский // Труды Геологического института. – М.: ГЕОС, 2012. – Вып. 597. – 104 с.
199. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: МИР, 1981. – 504 с.
200. Томилина Е.М. Вещественный состав горных пород чурочинской свиты в Вишерском алмазоносном районе Пермского края / Е.М. Томилина // Вестник Пермского университета. Геология. – 2023. – Т. 22, № 4. – С. 297-310.
201. Томилина Е.М. Петрография и литология нижневендских отложений Вишерского алмазоносного района / Е.М. Томилина // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2024. – № 1(33). – С. 62-67.
202. Удоратин В.В. Блоковая делимость Вычегодского прогиба / В.В. Удоратин // 2-е Яншинские чтения «Современные вопросы геологии». – М., 2002. – С. 144-148.

203. Удоратин В.В. Комплексные геофизические исследования разломных зон Вычегодского прогиба / В.В. Удоратин, А.Ш. Магомедова, Ю.Е. Езимова // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2018. – № 12 (288). – С. 3-11.

204. Удоратин В.В. Структура земной коры и верхней мантии по сейсмологическому профилю Мезень-Тиман-Печора (MEZTIMPECH) / В.В. Удоратин // Литосфера. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 517-527.

205. Удот Г.Д. Перспективы нефтегазоносности Вычегодского прогиба / Г.Д. Удот, // Труды Института геологии КФАН СССР. – 1980. – Вып. 33. – С. 37-45.

206. Уточнение перспектив нефтегазоносности на основе технологии восстановления кинетических спектров при 3D-моделировании углеводородных систем / О.И. Меркулов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2024. – № 11-12. – С. 14-21.

207. Ушаков С.А. Дрейф материков и климаты Земли / С.А. Ушаков, Н.А. Ясаманов. – М.: Мысль, 1984. – 206 с.

208. Факторы образования газовых скоплений в нефтеносных отложениях и затрубном пространстве нефтяных скважин / Р.Р. Хасанов, Р.И. [и др.] // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 4. – С. 22-29.

209. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Л.Т. Белякова [и др.]. – Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2008. – 288 с.

210. Хабаров Е.М. Сравнительная характеристика позднедокембрийских рифогенных формаций (юг Восточной Сибири, Южный Урал и Тиман). Труды института геологии и геофизики. Выпуск 618 / Е.М. Хабаров. – Новосибирск: Наука, 1985. – 128 с.

211. Чамов Н.П. Строение и развитие Среднерусско-Беломорской провинции в неопротерозое. Труды геологического института. Выпуск 609 / Н.П. Чамов. – М.: ГЕОС, 2016. – 233 с.

212. Чермак В. Тепловое после Европы / В. Чермак, Д. Чепмен, Г. Поллак [и др.]. – М.: Мир, 1982. – 376 с.

213. Чумаков Н.М. Закономерности глобальных климатических изменений по геологическим данным / Н. М. Чумаков // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2004. – Т. 12, № 2. – С. 7-32.

214. Шаргородский И.Е. Палеогеотермический режим осадочного чехла Предуралья и его влияние на нефтегазоносность / И.Е. Шаргородский // Геология нефти и газа. – 1987. – № 3. – С. 42-47.

215. Шеин В.А. Перспективы нефтегазоносности палеорифтовых систем Западной Арктики / В.А. Шеин. – М.: ООО ИД «ГЕОИНФОРМ», 2018. – 280 с.

216. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2006. – 776 с.
217. Шилов Л.П. Нефтегазоносность рифея Ухтинской складки Тимана / Л.П. Шилов, Ю.Л. Краснова // Отечественная геология. – 2007. – № 4. – С. 7-11.
218. Шиловская Т.И. Литология и особенности тектонического строения осадочной толщи верхнего протерозоя и палеозоя Мезенской синеклизы (в связи с перспективами нефтегазоносности) / Т.И. Шиловская, А.П. Шиловский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 11. – С. 18-22.
219. Шиловский А.П. Оценка перспектив нефтегазонакопления в пределах Московского осадочного бассейна / А. П. Шиловский // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 1(20). – С. 1-10.
220. Юхтанов П.П. Геологическое наследие Республики Коми (Россия) / П.П. Юхтанов. – Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2008. – 350 с.
221. Юшкин Н.П. Новые данные о возрасте диабазов и каменной соли Сереговского соляного купола / Н.П. Юшкин // Доклады Академии наук СССР. – 1990. – Т. 315, № 6. – С. 1451-1453.
222. Ясаманов Н.А. Древние климаты Земли / Н.А. Ясаманов. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1985. – 305 с.
223. Ясаманов Н.А. Популярная палеогеография / Н.А. Ясаманов. – М.: Недра, 1985. – 136 с.
224. Allen P.A. and Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment / P.A. Allen and J.R. Allen. – Wiley-Blackwell, 2013. – 633 p.
225. An unconventional Neoproterozoic – Early Cambrian source rock interval in southern Oman: Implications for oil and gas generation / I. Kowalewski [et al.] // GeoArabia. – 2009. – Vol. 14 (4). – P. 53-86.
226. Basin and Petroleum System Modeling / M.M. Al-Hajeri [et al.] // Oilfield Review – 2009. – Vol. 21. №2. – P. 14-29.
227. Basin and Petroleum System Modeling / Peters K.E. [at al.] // In: Hsu C.S., Robinson P.R. (eds) Springer Handbook of Petroleum Technology. Springer Handbooks. – Springer, 2017. – P. 381-417.
228. Bazhenova O.K. Geochemical Aspects of Oil-Gas-Bearing Capacity of Precambrian Deposits of Ancient Russian Platforms / O.K. Bazhenova, T.K. Bazhenova, N.P. Fadeeva // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 2006. – P. 1-6.

229. Bazhenova O.K. Geochemical peculiarities of Pre-Cambrian source rocks in the East European Platform / O.K. Bazhenova, O.A. Arefiev // *Organic Geochemistry*. – 1996. – Vol. 25, №5-7. – P. 341-351.
230. Bazhenova O.K. Upper Proterozoic Formations of Russian Plate – Independent Systems / O.K. Bazhenova, T.K. Bazhenova, N.P. Fadeeva // *EAGE 67th Conference & Exhibition*. – Madrid, Spain, 2005. – P. 1-5.
231. Bazhenova O.K. Upper Proterozoic Sedimentary Basins of Ancient Russian Platforms / O.K. Bazhenova, T.K. Bazhenova, N.P. Fadeeva // *68th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC*. – Vienne, Austria, June 2006. – P. 1-5.
232. Bazhenova O.K., Arefiev O.A., Pimenov B.A. Hydrocarbon Potential of Ancient Riphean-Vendian Stata of Mezensky Basin, East-European Platform / O.K. Bazhenova, O.A. Arefiev, B.A. Pimenov // *57th EAGE Conference and Technical Exhibition*. – Glasgow, Scotland, 1995. – P. 1-2.
233. Bazhenova O.K., Sokolov B.A., Egorov V.A. About Propable Oil-Gas Potential of the Timan-Varanger Belt of the East-European Platform / O.K. Bazhenova, B.A. Sokolov, V.A. Egorov // *61st EAGE Conference and Technical Exhibition*. – Helsinki, Finland, 1999. – P. 1-2.
234. Botalov A., Krivoshchekov S., Kogan I., Plotnikova M., Ozhgibesov E. Geological and geochemical assessment of the Domanic Formation in the Vychehda Trough: source rock characteristics and hydrocarbon generation potential // A. Botalov, S. Krivoshchekov, I. Kogan, M. Plotnikova, E. Ozhgibesov. – *SOCAR Proceedings*. – 2026. – №1. – P. 3-11.
235. Burnham K. *Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels* / K. Burnham. – Springer, 2017. – 327 p.
236. Di Primio R., Horsfield B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction / R. Di Primio, B. Horsfield // *AAPG Bulletin*. – 2006. – Vol. 90, №. 7. – P. 1031-1058.
237. Espitalié J. Rock-Eval pyrolysis / J. Espitalié, M.L. Bordenave // *Applied petroleum geochemistry*. – 1993. – P. 237-261.
238. Krivoshchekov S. Assessment of Oil and Gas Potential in Vychehda Trough in Connection with the Identification of Potential Petroleum Systems / S. Krivoshchekov, A. Botalov // *Geosciences*. – 2024. – Vol. 14(3). – P. 1-42.
239. Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: dynamics of sedimentary basin evolution / A. Nikishin [et al.] // *Tectonophysics*. – 1996. – Vol. 268. – P. 23-63.
240. Magoon L.B. *The petroleum system* / L.B. Magoon, W.G. Dow // *AAPG Memoir*. – 1994. – Vol. 60. – P. 3-24.
241. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen / A.S. Pepper, P.J. Corvi // *Marine and Petroleum Geology*. – 1995. – Vol. 12, № 3. – P. 291-319.

242. Peskov D. Detection of potential reservoirs of the Mezen syncline of the Eastern European platform / D. Peskov, I. Dovgan, V. Kravchenko // E3S Web of Conferences 515, 01022. – 2024. – P. 1-10.
243. Peters K.E. An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and Concepts / K.E. Peters, D.J. Curry, M. Kacwicz // AAPG Hedberg Series. – 2012. – Vol. 4. – P. 1-16.
244. Peters K.E. Applied source rock geochemistry / K.E. Peters, M.R. Cassa // AAPG Memoir. – 1994. – Vol. 60. – P. 93-117.
245. Peters K.E. The Biomarker Guide. Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – 2nd ed. – UK: Cambridge University, 2005. – 488 p.
246. Peters K.E. The Biomarker Guide. Volume 2: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – 2nd ed. – UK: Cambridge University, 2005. – 702 p.
247. Shibina T.D. Oil and Gas Potential of Riphean-Vendian Deposits in Mezensk Syncline, Russian Plate / T.D. Shibina, T.K. Bazhenova, A.M. Jarkov // 60th EAGE Conference and Technical Exhibition. – Leipzig, Germany, 1998. – P. 1-2.
248. Tegelaar E.W., Noble, R.A. Kinetics of hydrocarbon generation as a function of the molecular structure of kerogen as revealed by pyrolysis-gas chromatography / E.W. Tegelaar, R.A. Noble // Organic geochemistry. – 1994. – Vol. 22, № 3/5. – P. 543-574.
249. The Global Heat Flow Database: Release 2024 / S. Fuchs [et al.] // GFZ Data Services. – 2024. – P. 1-126.
250. The Pb-Pb trail dating of carbonates with open U-Pb systems: the Myn'yar Formation of the Upper Riphean stratotype, southern Urals / G.V. Ovchinnikova [et al.] // Stratigraphy and Geological Correlation. – 2000. – Vol. 8, № 6. – P. 529-543.
251. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation / F. Behar [et al.] // Organic geochemistry. – 1997. – Vol. 26, № 5/6. – P. 321-339.
252. Upper Riphean Oil and Gas Source Rocks on the East European Platform in the Russian Part and Adjacent Folded Areas / D.D. Kozhanov, M.A. Bolshakova, K.A. Sitar [et al.] // Moscow University Geology Bulletin. – 2025. – Vol. 80, No. 2. – P. 244-256.
253. Vorob'eva N.G. Neoproterozoic microfossils from the northeastern margin of the East European Platform / N.G. Vorob'eva, V.N. Sergeev, A.H. Knoll // Journal of Paleontology. – 2009. – Vol. 83, № 2. – P. 161-196.

Фондовая

254. Бурение Северо-Мыйской параметрической скважины №1: отчет / Д.А. Кузьмин, Т.В. Карасева. – Ярославль: НПЦ «Недра», 2006. – 301 с.
255. Выявление и оконтуривание зональных объектов в пределах Северо-Западного федерального округа с целью оптимизации региональных геологоразведочных работ на нефть и газ и получения максимальных объемов воспроизводства запасов при вовлечении их в изучение и дальнейшее освоение: отчет / О.М. Прищепа. – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 790 с.
256. Геологический отчет о результатах поисково-разведочного бурения на Кольчугской площади: отчет / В.В. Тарасов, М.Ю. Иванова, Э.К. Сташкова и др. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1990. – 181 с.
257. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аныбской разведочной площади в Коми АССР: отчет / Л.А. Веселова. – Ленинград: ВНИГРИ, 1958. – 695 с.
258. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности слабоизученных земель. Обобщение материалов и рекомендации по направлению работ на территории Верхнепечорской депрессии и Предтиманского прогиба: отчет / Л.Л. Благиных. – Пермь: ОАО «ПермНИПИнефть», 1996. – 251 с.
259. Детализация региональной картографической базы ГРР в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Н.И. Никонов. – Ухта: ООО «ТП НИЦ», 2016.
260. Изучение гидрогеологических условий месторождений нефти и газа и новых разведочных площадей в связи с подсчетом запасов нефти и газа и составлением проектов на поисково-разведочное бурение на территории деятельности объединения «Пермнефть». Тема 30-82: отчет / Г.К. Михайлов, Ю.А. Яковлев, С.М. Костарев, Т.Н. Горбунова. – Пермь: ВНИТИ, ВГФ, ТГФ, Пермнефть, ПермНИПИнефть, 1983. – 171 с.
261. Научное обоснование направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в пограничных районах Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций. Результаты сейсморазведочных работ Кельтменской с/п 11094 и Елмач-Парминской с/п 10895: отчет / Б.П. Богданов. – Ухта, 2000.
262. О результатах бурения поисково-структурной скважины №186 на Нившерской площади в 1986-1988 гг.: отчет / Р.А. Сеппо, Л.П. Зырянова. – Печора: ПГО «Ухтанефтегазгеология», 1988. – 142 с.
263. Обобщение геолого-геофизических материалов северо-востока Русской плиты и Тимана с целью построения тектонических схем по фундаменту и осадочному чехлу: отчет / О.М. Вельтистова, Н.А. Айбабин. – Ухта: Севергеофизика, 1997. – 97 с.

264. Определение перспектив нефтегазоносности Вычегодского прогиба Мезенской синеклизы по результатам восстановления эволюции углеводородных систем: отчет / О.А. Богданов. – М.: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2019. – 253 с.

265. Отчет о работах электроразведочной партии №169 Ухтинской геофизической экспедиции ГОГТ на Синдорском участке железнодорожного р-на Коми АССР в 1942-43 гг.: отчет / М.И. Толкачев. – Ухта, 1943.

266. Отчет о работе Синдорской и Вишерской электроразведочных партий № 4/54 и 10/54 в Железнодорожном, Сторожевском и Усть-Куломском районах Коми АССР в 1954 г.: отчет / А.П. Аверьянова, Ю.П. Волков. – Ухта: Ухтанефтегеофизика, 1955. – 135 с.

267. Отчет о результатах бурения скважины № 186 на Коинской площади и скважины № 187 на Большепорожской площади: отчет / А.И. Галкин, Л.П. Зырянова, А.Я. Голдобин. – Печора: Ухтинское ГУ, 1973. – 274 с.

268. Отчет о результатах гравиметрических работ, выполненных партией 40385 на Кельтменской площади в 1983-1985 гг.: отчет / И.Ф. Венина, Т.С. Калько. – Ухта: Печорагеофизика, 1986. – 136 с.

269. Отчет о результатах обработки материалов поисково-оценочной скважины Весляна № 1: отчет / Т.И. Кушнарера. – Ухта, 1963.

270. Отчет о результатах обработки материалов поисково-оценочной скважины Синдор № 1: отчет / Т.И. Кушнарера. – Ухта, 1961.

271. Отчет о результатах работ Сереговской структурно-буровой партии в 1950-1953 гг.: отчет / Э.А. Кальберг. – Архангельск: Ленинградское ГГУ, Северная КГЭ, 1953. – 1428 с.

272. Отчет о сейсморазведочных работах на Вычегодской площади за 1985 г. (с/п № 12185): отчет / Т.А. Михайлова, А.П. Мурзина. – Ухта: Печорагеофизика, 1986.

273. Отчет о сейсморазведочных работах на Притиманской площади за 1984 г. (с/п № 12184): отчет / Т.А. Михайлова, В.П. Овчинникова, Н.В. Усова. – Ухта: Печорагеофизика, Ухтинская СЭ, 1985.

274. Отчет о структурно-поисковом бурении на Мулукской и Нившерской площадях Юго-Западного Притиманья: отчет / А.И. Галкин, Н.И. Никонов, Л.В. Галкина. – Печора: Ухтинское ГУ, 1972. – 585 с.

275. Отчет о структурно-поисковом бурении на Мулукской площади: отчет / В.Я. Пащенко. – Ухта: Ухтинское ГУ, 1962. – 420 с.

276. Оценка перспектив нефтегазоносности западных и северных районов Волго-Уральской и сопредельных территорий Тимано-Печорской НГП на основе комплексного обобщения геолого-геофизических данных и реализации технологии бассейнового моделирования: отчет / О.И. Меркулов. – Саратов: АО «НВНИИГГ», 2015. – 1106 с.

277. Оценка перспектив нефтегазоносности прогибов древних платформ России с целью выделения новых нефтегазоперспективных зон и объектов: отчет / Н.К. Фортунатова. – М.: ФГУП «ВНИГНИ», 2012. – 4558 с.

278. Палеогеография и история геологического развития в додевонские, девонский и каменноугольные периоды Пермской области в связи с ее нефтеносностью: отчет / А.В. Кутуков. – Пермь: ВНИГНИ, Камский филиал, 1970. – 534 с.

279. Прогнозная оценка нефтегазоносности Мезенской синеклизы и Предтима́нского прогиба: отчет / В.Н. Макаревич. – СПб.: ВНИГРИ, 2001. – 209 с.

280. Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса Европейской части России: отчет / Т.В. Карасева. – Ярославль: НПЦ «Недра», 2006. – 821 с.

281. Региональные сейсмические, гравиметрические и геохимические исследования для геологического изучения зоны сочленения Камского свода, Вычегодского прогиба и Тимана с целью выявления нефтеперспективных зон и участков для лицензирования по четырем региональным профилям (Пильвенская площадь): отчет / Л.В. Захарова. – Пермь: ОАО «Пермнефтегеофизика», 2007. – 274 стр.

282. Региональные сейсморазведочные работы по профилю 26-РС: отчет / Р.З. Ченборисова. – Поваровка: ОП «Спецгеофизика» ГФУП «ВНИИГеофизика», 2007. – 401 с.

283. Региональный профиль по линии 21-РС Юбилейная - Западно-Соплесское месторождение - Западный Урал и по линии IX скв. 1 Сторожевская – Зеленец: отчет / Р.З. Ченборисова. – Поваровка: ОП «Спецгеофизика» ГФУП «ВНИИГеофизика», 2009. – 586 с.

284. Сбор материалов и выявление закономерностей геологического строения Верхнепечорской впадины и Предтима́нского прогиба сопредельной территории Коми Республики: отчет / Н.И. Никонов. – Ухта: ТП НИЦ, 1998. – 179 с.

285. Сейсморазведочные работы на Вымской площади. Отчет Вымской сейсмопартии 11392 о результатах региональных сейсморазведочных работ масштаба 1:200000 в 1991-1992 гг.: отчет / Э.П. Дохсаньянц. – Ухта: Печорагеофизика, 1993. – 84 с.

286. Сейсморазведочные работы на Вычегодской площади. Отчет Вычегодской сейсмопартии 11491 о результатах региональных сейсморазведочных работ масштаба 1:100000 в 1990-1991 гг.: отчет / Э.П. Дохсаньянц. – Ухта: Печорагеофизика, 1992. – 79 с.

287. Сейсморазведочные работы на Вычегодской площади. Отчет Вычегодской сейсмопартии 12186 о результатах региональных работ масштаба 1:200000 летом 1986 года: отчет / Т.А. Михайлова, В.Г. Ерофеева. – Ухта: Печорагеофизика, 1987 г.

288. Сейсморазведочные работы на Емвинской площади. Отчет Емвинской сейсмопартии 10393 о результатах региональных сейсморазведочных работ масштаба 1:200000 в 1992-1993 гг.: отчет / Э.П. Дохсаньянц. – Ухта: Печорагеофизика, 1995. – 56 с.

289. Сейсморазведочные работы на Притиманской площади. Отчет Притиманской сейсмопартии 12187 о результатах региональных работ масштаба 1:100000 зимой и летом 1987 года: отчет / В.Д. Гудкова. – Ухта: Печорагеофизика, 1998. – 51 с.

290. Сейсморазведочные работы на Южно-Тиманской площади. Отчет Южно-Тиманской сейсмопартии 11093 о результатах региональных сейсморазведочных работ масштаба 1:200000 в 1992-1995 гг.: отчет / А.Ф. Панцерно. – Ухта: Печорагеофизика, 1995. – 84 с.

291. Составление карт палеотемпературной зональности основных нефтегазоносных комплексов Пермской области и сопредельных территорий: отчет / С.Г. Попов. – Пермь: КамНИИКИГС, 2002. – 194 с.

292. Эволюция и глубинное строение фундамента северо-восточной части Восточно-Европейской плиты: отчет / Б.П. Богданов. – Ухта: Севергеофизика, 2000.