

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

имени М.В.ЛОМОНОСОВА

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи

Кожанов Дмитрий Дмитриевич

**Роль органического вещества докембрия в формировании
нефтегазоносности осадочного чехла восточной части
Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна**

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 геолого-минералогических наук
Большакова Мария Александровна

МОСКВА, 2024

Оглавление

Список сокращений и условных обозначений	3
Введение	4
ГЛАВА 1. История изученности и геологическое строение восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	10
1.1. Физико-географический очерк района исследований.....	10
1.2. История изучения геологического строения и нефтегазоносности района исследований.....	11
1.3. Стратиграфия осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы	18
1.4. Тектоника и история геологического развития восточной части Волго-Уральской антеклизы	58
1.5. Тепловой режим Волго-Уральской антеклизы.....	70
1.6. Палеогеографические условия формирования осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы	74
ГЛАВА 2. Нефтегазоносность восточной части Волго-Уральского бассейна	83
ГЛАВА 3. Геолого-геохимическая характеристика нефтегазоматеринских пород рифея-венда восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	95
ГЛАВА 4. Геохимическая характеристика органического вещества и нефтей пород докембрия и палеозоя восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна ..	110
ГЛАВА 5. Геолого-геохимическое моделирование условий формирования нефтяных систем восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.....	138
ГЛАВА 6. Оценка влияния нефтегазоматеринских пород RF-V на формирование нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.....	157
Заключение.....	171
Список литературы	173
Фондовые отчеты.....	183

Список сокращений и условных обозначений

- АСКГ** – аргентированный силикагель крупнопористый гранулированный
АССР – автономная советская социалистическая республика
АК – апокатагенез
Бпэ – битумоид петролейноэфирный
Бспб – битумоид спиртобензольный
БХЛ – битумоид хлороформенный
ВЕП – Восточно-Европейская платформа
ВУ НГБ – Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн
ВУФ – высокоуглеродистая формация
ГЗГ – главная зона газообразования
ГЗН – главная зона нефтеобразования
Г.р. – глубинный разлом
КБА – Камско-Бельский авлакоген
ККСП – Камско-Кинельская система прогибов
К_n – коэффициент нейтральности
МК – мезокатагенез
МОГТ – метод общей глубинной точки
n-C – нормальные алканы
НГК – нефтегазоносный комплекс
НГМП – нефтегазоматеринская порода
НГМТ (С) – нефтегазоматеринская толща (свита)
НГО – нефтегазоносная область
НЧ/Ч – отношение нормальных алканов с нечетным числом атомов углерода к нормальным алканам с четным числом атомов углерода
ОВ – органическое вещество
ПК – протокатагенез
П/С – псевдоскважина
ПОВ – показатель отражения витринита
РОВ – рассеянное органическое вещество
УВ – углеводороды
УП – углепетрографические исследования
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ХМСМ – хромато-масс-спектрометрия
ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия
ЮТС – Южно-Татарский свод
С_{ат} – атомарное содержание углерода
С_{орг}/ТОС – органический углерод
С_{орг0} – исходное содержание органического углерода
Fe_{пир} – железо пиритное
Ni_p – никелевые металлопорфирины
PZ – палеозойская эратема
Ph – фитан
Pr – пристан
PR – протерозойская акротема
i-C – изопреноиды (изоалкановые УВ)
R₀ – показатель отражения витринита в масле
RF-V – рифей-венд (верхнепротерозойской эонотемы)
HI – водородный индекс (пиролитический показатель)
HF – тепловой поток
β_{хв} – коэффициент битуминозности хлороформенного битумоида

Введение

В настоящее время в докембрийском комплексе восточной части Волго-Уральского НГБ обнаружено всего несколько небольших месторождений нефти – Сивинское, Соколовское, Дебесское, Шарканское и др. Их формирование происходило в первую очередь за счет развития в рифей-вендских отложениях разноуровневых нефтяных систем, включающих в себя нефтегазоматеринские породы, коллекторы и флюидоупоры (покрышки).

Несмотря на значительные мощности, многочисленные нефте- и газопроявления, рифей-вендские отложения изучены довольно слабо. В настоящее время подробно описана стратиграфия комплекса, представлены детальные схемы тектонического районирования. Предпринимаются попытки к определению перспектив нефтегазоносности этих толщ в пределах крупных частей бассейна. При этом степень изученности указанных отложений соответствует региональному этапу геологоразведочных работ (Поляков и др., 2023).

Актуальность работы. Промышленная нефтегазоносность Волго-Уральского бассейна в первую очередь связана с продуктивными комплексами терригенного девона (ардаатовский, муллинский, пашийский и кыновский горизонты), верхнего отдела девонской системы (карбонатные отложения франского и фаменского ярусов), нижнего (тульский и бобриковский горизонты визейского яруса) и среднего отделов (башкирский и московский ярусы) каменноугольной системы. Нередко нефтегазоносными являются породы нижней перми (ассельский, сакмарский и артинский пласты).

Вопросы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений рифея-венда (RF-V) изучены слабо, а среди геологов нет четкой позиции о том, могли ли эти породы генерировать нефть и газ в промышленных масштабах. Однако результаты предыдущих исследований (Белоконь, 1996; Башкова, 2008; Соборнов, 2023) показывают, что потенциал этих отложений существенно недооценен. Более того, уже сегодня имеются основания предполагать наличие углеводородов (УВ), генерированных докембрийскими нефтегазоматеринскими породами (НГМП), как в рифей-вендских, так и в палеозойских продуктивных комплексах (Петров и др., 1981).

Изучение этих толщ позволит определить особенности накопления и преобразования органического вещества (ОВ), а также прогнозировать нефтегазоносность территории на основе комплексного геолого-геохимического моделирования.

Цель исследования - оценка роли органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Для достижения цели решались следующие **задачи**:

1. Сбор и систематизация геологической и геохимической информации по рифей-вендскому и палеозойскому комплексам осадочного чехла Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.
2. Проведение собственных аналитических исследований (пиролиз, экстракция, хромато-масс-спектрометрия, изотопный анализ органического углерода).
3. Выделение в разрезе рифей-вендских отложений нефтегазоматеринских пород.
4. Определение особенностей накопления и преобразования докембрийского органического вещества рифея-венда.
5. Сравнение докембрийского органического вещества и нефтей продуктивных комплексов венда-палеозоя.
6. Построение моделей нефтяных систем, определение степени зрелости органического вещества рифея-венда и направления миграции углеводородов, генерированных этим органическим веществом.

Объектом исследования являются органическое вещество и нефти продуктивных комплексов осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), а также рифейские отложения Камско-Бельского прогиба и вышележащие комплексы венда-палеозоя. Предмет исследования – влияние нефтегазоматеринских пород рифея-венда на нефтегазоносность восточной части Волго-Уральского НГБ.

Научная новизна. В работе уточнены положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и газообразования (ГЗГ). Представлены карты катагенеза по кровлям нефтегазоматеринских пород (НГМП) нижнего рифея и верхнего венда. В составе изучаемого органического вещества и нефтей восточной части ВУ НГБ выявлены 12-, 13-монометилалканы, указывающие на их докембрийский источник. Показана генетическая связь органического вещества рифея-венда с нефтями продуктивных комплексов девонского возраста и существенное влияние НГМП RF-V на нефтегазоносность восточной части Волго-Уральского НГБ.

Защищаемые положения.

1. В докембрийском комплексе восточной части Волго-Уральского бассейна выделяется четыре основные нефтегазоматеринские толщи: арланско-ашитская (RF_{1ar-ash}) толща калтасинской свиты нижнего рифея – C_{орг0} – от 0,8 до 6,2 %; мощность - до 500 м; ольховская толща среднего рифея (RF_{2ol}) – C_{орг0} – от 0,3 до 0,83 %; мощность - до 40 м; шиханская и леузинская толщи верхнего рифея (RF_{3shn-lz}) – C_{орг0} – от 0,3 до 1,2 %; мощность - до 40 м; верещагинская (V_{2vr} в

Верхнекамской впадине) и старопетровская (V_{2sp} в Шкапово-Шиханской впадине) толщи верхнего венда - C_{org0} – от 2,9 до 12,86 %; мощность - до 50 м.

2. Накопление органического вещества рифея-венда происходило в морских и прибрежно-морских обстановках. Тип органического вещества – морской, сапропелевый. Обстановки осадконакопления – восстановительные и слабо восстановительные. Для докембрийского органического вещества Волго-Уральского бассейна характерно следовое присутствие 12-,13-монометилалканов, преобладание пентациклических углеводородов над трициклическими и тетрациклическими, значительная доля этилхолестана (C_{29}) среди стеранов.
3. Перспективы открытия новых месторождений нефти, генерированной докембрийскими нефтегазоматеринскими породами, связаны с отложениями рифея-венда и палеозоя прибортовых зон Камско-Бельского прогиба и Орьбаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны.

Методология и методы исследования. На основании литологического описания пород, построения карт и схем корреляции, определения содержания органического углерода (C_{org}) выделены и охарактеризованы потенциальные нефтегазоматеринские породы рифея-венда. С использованием анализа биомаркерного и изотопного состава органического вещества и нефтей определены характеристики обстановок осадконакопления и типа органического вещества рифея-венда, а также прослежена генетическая связь между органическим веществом докембрия и нефтями вендских и палеозойских продуктивных комплексов. С помощью структурных реконструкций и бассейнового моделирования построены модели нефтяных систем, определена зрелость органического вещества рифея-венда, а также направления миграции и зоны аккумуляции углеводородных флюидов, генерированных этим органическим веществом.

Теоретическая и практическая значимость заключается в обнаружении специфических геохимических особенностей докембрийского органического вещества и нефтей, а также в выявлении на основе этих данных генетической связи между ОВ рифей-вендских НГМП и нефтями палеозойской части разреза. Полученные выводы могут быть использованы в качестве дополнительного поискового критерия при прогнозе нефтегазоносности в пределах восточной части Волго-Уральского НГБ.

Фактический материал и личный вклад. Исследование рифей-вендских отложений восточной части Волго-Уральского НГБ является достаточно проблематичным в связи с тем,

что каменный материал представлен довольно скудно. Основные буровые работы проводились в 70-80-е годы прошлого века, а обнаженность RF-V в целом крайне низкая. При этом органическое вещество, полученное из образцов пород естественных выходов, повсеместно является сильно преобразованным и плохо подходит для проведения детальных геохимических исследований.

Для решения поставленных задач и достижения указанной цели был проведен сбор информации из различных публикаций, в том числе открытых фондовых геологических отчетов в филиалах ФГБУ «Росгеолфонд» (Москва, Пермь, Уфа, Казань, Ижевск). Общее количество изученных фондовых источников – 57 шт.

Также был проведен комплекс аналитических исследований по образцам каменного материала и флюидов. Образцы докембрийских пород изучались методами углепетрографии (8 аншлифов) и пиролиза (101 образец). В работе также было проанализировано 12 проб нефтей разновозрастных продуктивных интервалов следующих площадей: Дебесская (V₂kr), Соколовская (V₂kr), Сивинская (D₂kn), Кудымкарская (D₂kn), Краснокамская (D₂kn), Куединская (D₂ps), Касибская (D₂ps), Мишкинская (D₃dm), Кулигинская (D), Савинская (C₁t) и Гожанская (C₁bb). Образцы нефти выбирались по принципу территориальной близости месторождений к прибортовым зонам Камско-Бельского прогиба. Помимо этого было исследовано 12 образцов битумоидов, экстрагированных из образца породы калтасинской свиты (RF₁kl) скважины Титпинская-608, углеродистых отложений зильмердакской свиты верхнего рифея обнажения Кагарманово (RF₃zl), бутонской свиты аршиния (RF₄bt) из обнажений Усть-Цепел и Койва, кочешорской свиты (V₂kc) Ефимовской площади. Образцы флюидов исследовались методами хромато-масс-спектрометрии и анализа изотопного состава органического углерода.

Для проведения геолого-геохимического моделирования в работе использованы материалы по 4 региональным профилям (по одному субширотному и одному субмеридиональному для Камской и Бельской впадин Камско-Бельского прогиба соответственно). Исходные данные были заимствованы из производственных отчетов разных лет (2005-2009г.г.). Калибровка моделей производилась по современным пластовым температурам и показателю отражения витринита (ПОВ) отложений, полученных из скважин, расположенных на площадях: Канчуринская, Тавтимановская, Кушкульская, Любленская, Табынская, Дебесская, Восточно-Красногорская, Лозолюкская, Еснейская, Баклановская, Ельниковская и др. (рис. 1).

Отбор каменного материала, пробоподготовка, проведение аналитических геохимических исследований и их интерпретация, 2D бассейновое моделирование по 4 региональным

профилям, построение карт и схем корреляции, сбор и обобщение большого количества материала выполнено автором самостоятельно.

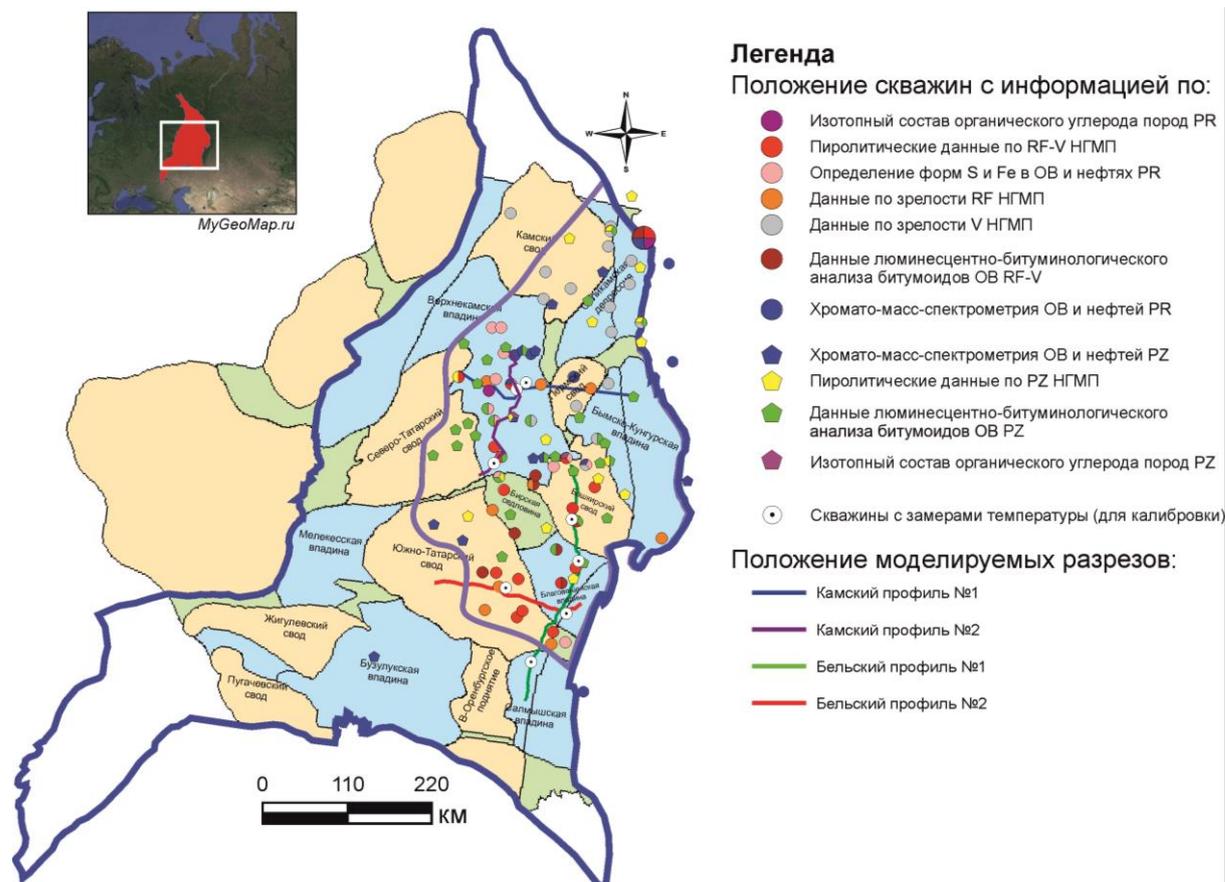


Рисунок 1. Карта фактического материала.

Область исследования оконтурена фиолетовой линией.

Степень достоверности результатов. Все представленные в работе результаты получены при помощи современного программного обеспечения и лабораторного оборудования. Выводы согласуются с результатами, полученными предыдущими исследователями и существенно дополняют их.

Апробация работы. Основные результаты работы изложены в 5 научных публикациях на русском языке, которые изданы в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus, RSCI, и в изданиях из перечня, рекомендованного Минобрнауки РФ.

Основные положения и результаты этой работы докладывались и обсуждались на международных и всероссийских научных конференциях: «Новые направления в нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ» (Пермь, 2019); «Актуальные проблемы геологии, геофизики и географии» (Севастополь, 2020); «Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии» (Санкт-Петербург, 2021); «Геомодель» (Геленджик, 2021);

«Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента» (Сыктывкар, 2022); «Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий» (Уфа, 2022); «Ломоносов» (Москва, 2022-2023); «Ломоносовские чтения» (Москва, 2022-2023); «Новые идеи в геологии нефти и газа» (Москва, 2023).

Благодарности. Автор выражает благодарность своему научному руководителю Большаковой Марии Александровне за внимание и личную поддержку во время написания работы, а также преподавателям и научным сотрудникам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова (Ступаковой Антонине Васильевне, Фролову Сергею Владимировичу, Прониной Наталии Владимировне, Сауткину Роману Сергеевичу, Мордасовой Алине Владимировне, Красновой Елизавете Андреевне, Ситар Ксении Александровне, Сусловой Анне Анатольевне, Хамидуллину Руслану Айратовичу, Абля Энверу Алексеевичу, Бакай Елене Андреевне, Ивановой Дарье Андреевне, Савостину Григорию Геннадьевичу).

Особую благодарность соискатель выражает сотрудникам Лаборатории геохимии горючих ископаемых (Мальцеву Виктору Васильевичу, Корневой Татьяне Николаевне и Натитник Ирине Мироновне), а также сотрудникам лаборатории физико-химических основ хроматографии и хромато-масс-спектрометрии химического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова за всестороннюю поддержку и помощь в проведении аналитических исследований.

Автор благодарит Хопта Ивана Сергеевича, Пономареву Галину Юрьевну и Васянину Дарью Ильиничну, а также коллектив ОАО «КамНИИКИГС» за помощь в сборе необходимых материалов и консультативную поддержку. Соискатель благодарен участникам и руководителям научного клуба «Экспериментаторы» (Макаровой Елене Юрьевне, Соболевой Елене Всеволодовне, Калмыкову Антону Георгиевичу) за плодотворную совместную работу по решению проблемы нефтегазоносности рифей-вендского нефтегазоносного комплекса восточной части Волго-Уральского НГБ.

Автор выражает большую признательность сотрудникам ОАО «ТомскНИПИнефть» Гончарову Ивану Васильевичу и Трушкову Павлу Валерьевичу за оказанную помощь в проведении работы, профессионализм и оказанное внимание.

Также автор выражает огромную благодарность членам своей семьи и друзьям за терпение и всестороннюю поддержку во время написания работы.

Объем и структура работы. Диссертационная работа общим объемом 186 страниц состоит из введения, 6 глав и заключения, 85 рисунков, 13 таблиц и списка литературы из 201 наименования.

ГЛАВА 1. История изученности и геологическое строение восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

1.1. Физико-географический очерк района исследований

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн расположен на материке Евразия, в восточной части Европы. Условно в орографическом отношении территорию можно ограничить с запада – р. Волга, на востоке – Уральским горным массивом, на севере – Полюдовским кряжем, на юге – Прикаспийской низменностью.

Площадь территории составляет 700 тыс.км².

Бассейн лежит к северу от экватора, в средних широтах северного полушария, в умеренном поясе солнечной освещенности. Расположен к востоку от нулевого меридиана, во втором «московском», третьем «волжском» и четвертом «уральском» часовых поясах. На территории Волго-Уральского бассейна протекают такие крупные реки, как: Волга, Кама, Вятка, Белая, Ока. На реках Кама и Волга имеются водохранилища: Верхнекамское, Чусовское, Куйбышевское, Воткинское и другие.

Рельеф местности холмистый, равнинный. Климат умеренный, континентальный и резко континентальный с продолжительной, холодной и многоснежной зимой, теплым летом и двумя переходными сезонами: весной и осенью. Четко выражена сезонная зональность климата (4 времени года). Географическим положением, удаленностью бассейна от моря, определяется характер окружающей среды, а именно: поступление солнечной радиации и влаги.

На территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна расположено несколько заповедников, такие как: Вишерский (Красновишерский район, Пермский край), Басеги (Кизеловский район, Пермский край), Шульган-Таш (Республика Башкортостан), Нечкинский (Удмуртская Республика), Индакар (Удмуртская Республика) и другие.

В административном плане Волго-Уральский НГБ находится на территории следующих регионов Российской Федерации: Республика Удмуртия, Республика Башкортостан, Республика Татарстан, Пермский край, Самарская область, Волгоградская область, Астраханская область, Саратовская область и часть Оренбургской области.

Крупные города, расположенные в чертах ВУ НГБ: Казань – население 1 314 685 чел., Самара – 1 163 645 чел., Уфа – 1 180 979 чел., Пермь – 1 027 153 чел., Волгоград – 1 025 662 чел., Саратов – 891 898 чел., Ижевск – 620 591 чел., Оренбург – 539 236 чел. (по данным Росстата на 01.01.2023г.).

1.2. История изучения геологического строения и нефтегазоносности района исследований

Изучение вопроса нефтегазоносности Волго-Уральского бассейна привлекает исследователей вот уже более 260 лет. Интересно, что начиная с первых упоминаний о выходах нефти на поверхность, в трудах таких знаменитых исследователей, как И.М. Губкин и А.Д. Архангельский, во времена открытия крупных месторождений советскими учеными и в наше время, геологи-нефтяники не оставляли попыток выявить источники нефти и газа в осадочных отложениях бассейна. Их взгляды за столь продолжительный промежуток времени неоднократно менялись - рождались различные теории, появлялись новые факты. В настоящее время данные, полученные предыдущими исследователями, все чаще подвергаются переоценке и переинтерпретации, что позволяет по-новому взглянуть на выявление источников нефти и газа в бассейне.

Первые задокументированные свидетельства о нефтепроявлениях на территории Волго-Уральского региона датируются 1760 годом и приведены в работе доктора Г. Готлиба. В своих трудах он описывает «нефтяной ключ» в районе Серноводска (Самарская область) (Гришин, 1939). Позже, в 1768-1769 годах, академик И.И. Лепехин подтвердил и описал найденные Г. Готлибом нефтяные ключи, расположенные в районе р. Сок (левый приток Волги). В 1773 году этот объект привлек внимание знаменитого путешественника П.С. Палласа, который в то время заинтересовался выходами серы и нефти (Губкин, 1940). К сожалению, дальнейшие исследования этих проявлений продолжились лишь в XIX веке.

В 1841 году первые рассуждения об источнике нефти приводит видный геолог Р. Мурчисон, исследовавший в то время вместе с Д. Вернейлем и А.А. Кайзерлингом территорию западного склона Уральских гор. В труде, описывающем геологическое строение восточной окраины Восточно-Европейской платформы, он указывает на одновременное образование нефти, серы и вмещающих их горных пород. Причем накопление первых двух компонентов он связывает с минеральными источниками, сопровождавшими в пермское время проявления уральского палеовулканизма (Губкин, 1940).

Романовский Г.Д. в своей работе, опубликованной в Горном журнале (1864) (Нефть..., 1864), развивает рассуждения Р. Мурчисона. В вопросе образования нефти и серы он вновь отводит ведущую роль вулканизму, представляя, что в послекламенноугольное время нефть просачивалась через трещины в горных породах в водную толщу, а затем аккумулировалась в известняках и глинистых осадках (Губкин, 1940).

В 1870-е годы под руководством американского исследователя Шандорма было пробурено шесть скважин. В одной из них, у дер. Шугурово (Татарстан) – заб. 354 м, отмечались газопроявления (Гришин, 1939; Губкин, 1940).

В 1889 году А.А. Краснопольским (Краснопольский, 1889) при проведении десятиверстной геологической съемки в кавернозных кунгурских известняках р. Кама (в районе с. Хохловка Пермской губернии) и в верхнедевонских известняках р. Койва (у гор. Губахи) были обнаружены признаки нефтеносности в виде «смолистых включений и натеков» (Абрикосов, 1963). Это открытие позволило в дальнейшем выделять северные территории Волго-Уральского бассейна в качестве перспективных на поиски нефти и газа.

Наиболее крупные открытия происходят уже в XX веке. Так, 30 марта 1929 года при бурении скв. 20 («Бабушка») в районе Верхнечусовских Городков с глубины 328 м были подняты трещиноватые артинские известняки, заполненные жидкой нефтью. Спустя три месяца скважина дала фонтан нефти и дебит до 40 тонн в сутки (Гришин, 1939; Губкин, 1940; Абрикосов, 1963; Лядова и др., 2010).

В мае 1932 года в районе Стерлитамака в 2 скважинах (№702 и №703) на глубине около 700 м был получен фонтан нефти (Гришин, 1939; Левицкий, 1939; Губкин, 1940; Литолого-стратиграфическое..., 1965(ф)). Позднее, в 1933 году, установлена промышленная нефтеносность Самарской Луки (возле Сызрани и в Яблоновом овраге Средневожского края (Губкин, 1940)), в 1934 году нефть открыта в Краснокамске (Молотовская область), в августе 1935 были запущены в эксплуатацию Восточный и Западный массивы Ишимбая (Башкирская АССР) (Левицкий, 1939), а в 1937 начали свою работу месторождения вблизи гор. Бугуруслана и гор. Туймазы (Башкирской АССР) (Литолого-стратиграфическая..., 1965(ф)).

В период с 1933 по 1939 гг. рядом геологов поднимается вопрос выявления источника нефти. Высказывается мнение о превалирующей роли «доманика» в образовании нефти на территории Волго-Уральского бассейна (Вахрушев, 1933). Однако, выявление признаков нефтегазонасности ниже отложений верхнего девона заставляет исследователей пересмотреть свои взгляды в пользу более глубокопогруженных нефтепроизводящих горизонтов. В 1939 году В.П. Батуриным высказывается мнение о том, что нефтематеринскими породами являются выделенные в 1938 году (Носаль и др., 1939) кремнисто-битуминозные отложения верхнего силура западного склона Урала (Трофимук, 1950; Ованесов, 1962).

В 1935-1939 годах выходят работы И.М. Губкина, где он уделяет особое внимание описанию условий залегания и образования месторождений нефти на территории Волго-Уральского бассейна. Основные постулаты были изложены им в его знаменитом труде «Учение о нефти» (1937 – 1975 (переизд.)). По его мнению, нефтематеринскими являются отложения каменноугольного и девонского возраста (Закономерности..., 1977(ф)). При этом нефтеносность среднего девона связывалась им с НГМП живетского яруса (D_{2zv}).

Начало изучения образований докембрия в пределах восточной окраины Восточно-Европейской платформы датируется 1945 годом, когда в юго-восточной части Татарской АССР

на Бавлинской структуре под отложениями среднего девона были вскрыты мощные «немые» толщи осадочных горных пород. В то время они были названы бавлинской свитой и впервые отнесены к рифею (Стратиграфическое..., 1972(ф); Литолого-фациальные..., 1977(ф)). Позднее эти отложения были вскрыты также другими многочисленными скважинами, что позволило установить их широкое распространение (Стратиграфическое..., 1972(ф)). В то же время на площади Водный промысел, расположенной возле Ярегского месторождения (Тимано-Печорский бассейн), из рифейских отложений были получены первые промышленные притоки газа (Ким, 2008). Эти открытия стали отправной точкой в изучении осадочных образований докембрия с точки зрения их нефтегазоносности.

К началу 1941 года на территории Волго-Уральского бассейна уже было выявлено 14 месторождений, промышленная нефтегазоносность которых была связана с отложениями пермского и каменноугольного возраста. В 1944 году на Туймазинской площади были выявлены залежи в отложениях девона. В 1948 году в терригенном комплексе среднего девона на Южно-Татарском своде было открыто уникальное Ромашкинское месторождение нефти (с геологическими запасами > 5 млрд.тонн) (Абрикосов, 1963). В 1949 году в Пермской области в отложениях бобриковского (C₁bb) и тульского (C₁tl) горизонтов были открыты Полазненское и Ярино-Каменоложское месторождения, также послужившие продолжению геологоразведочных работ как по площади, так и вглубь по разрезу (Абрикосов, 1963).

В начале 50-х годов в связи с расширением геологоразведочных работ вопрос выявления источников нефти на территории Волго-Уральского бассейна вновь обретает значимость. Большинство геологов, продолжая идеи И.М. Губкина, связывают промышленную нефтегазоносность карбонатного девона с нефтематеринскими породами терригенного девона. Трофимук А.А. (Трофимук, 1950) в своем труде «Нефтегазоносность палеозоя Башкирии» пишет, что нефтематеринскими породами для карбонатных отложений карбона являются терригенные породы этого же возраста.

Характеристика нефтематеринских свойств древних отложений при этом практически не приводится. Отмечено лишь то, что доломиты саткинской свиты (RF₁st) содержат органическое вещество и слабо пахнут битумами. В целом Д.Ф. Шапов, А.А. Аксенов, В.А. Фролов (1954) оценивают нефтегенерационный потенциал нижнебавлинской и верхнебавлинской свит отрицательно, хотя и допускают частичное поступление нефти из нижележащих осадочных комплексов.

В 1955-1958 годах рядом исследователей (Н.А. Зуфаровой, М.А. Гарисс, К.Р. Тимергазиним) проводятся первые исследования геохимических характеристик ОВ докембрия. В работах описываются различные нефте- и газопроявления, обнаруженные на Копей-Кубовской (Башкирия), Бавлинской (Татарстан) и Байтуганской (Самарская обл.) площадях.

При этом К.Р. Тимергазин (1959) отмечает, что по всему разрезу рифея присутствуют следы миграции нефти (Иванов, 2008).

В 50-е годы XX века происходит прорыв в области стратиграфии докембрия Волго-Уральского региона. Так, в 1951 году бавлинские отложения подразделяются на две свиты: верхне- и нижнебавлинскую (Стратиграфическое..., 1972(ф)). В 1952 году Б.С. Соколовым впервые на данной территории были выделены отложения венда (Особенности..., 2002(ф)). В 1955 году К.Р. Тимергазин представил новую схему стратиграфического расчленения додевонских отложений платформенного Башкортостана. В ней на основе изучения седиментационных циклов выделено семь толщ, впервые описана калтасинская свита (RF_{1kl}). В 1957 выходит новая расширенная стратиграфическая схема додевонских отложений, в которой обозначены новые подразделения: в нижнебавлинской свите выделены нижнекалтасинская, верхнекалтасинская, нижнесерафимовская и верхнесерафимовская подсвиты; в верхнебавлинской – нижнекаировская, верхнекаировская, нижнешкаповская и верхнешкаповская подсвиты (Стратиграфическое..., 1972(ф); Особенности..., 2002(ф)).

В это же время геологи значительно продвинулись в понимании тектонических особенностей строения и развития Волго-Уральского региона, кратно увеличиваются объемы геофизических работ и структурно-поискового бурения (Абрикосов, 1963; Оценка..., 1990(ф)). В 1958 году А.П. Зудиновым составлена одна из первых сводных карт по опорным горизонтам пермских отложений. К 1960 году начинается изучение структурных особенностей кристаллического фундамента платформы (Абрикосов, 1963). В 1958 году Э.Э. Фотиади был выделен Камско-Бельский прогиб (называемый в разное время Осинско-Калтасинским, Калтасинским, Осинско-Бирским прогибом) (Изучение..., 1991(ф)).

Начиная с 60-х годов прошлого века направление геологоразведочных работ смещается в сторону изучения отложений верхнего девона-турне и, в частности, отложений доманикового типа (Геохимия..., 1970(ф)). Интерес к этой группе отложений возрастает в связи с открытием крупных залежей в карбонатных толщах франа (D_{3fr}), фамена (D_{3fm}) и турне (C_{1t}). В это время происходит перестройка взглядов на источники углеводородов в пределах Волго-Уральского НГБ - образование нефти теперь связывается с доманиковыми высокоуглеродистыми породами внутренних частей Камско-Кинельской системы прогибов.

Важные выводы были получены и по результатам изучения отложений докембрия. Так, в 1960 году Б.М. Келлером, Г.А. Казаковой, И.Н. Карповой и др. отложения рифея западного склона Урала были расчленены на три комплекса – нижний (> 1300 млн.лет), средний (1300-1000 млн.лет) и верхний (1000-600 млн.лет) (Стратиграфическое..., 1972(ф)). Годом позже К.Р. Тимергазиным бавлинские отложения восточной окраины Восточно-Европейской платформы были также расчленены на 3 серии: нижнебавлинскую (орьбашская, калтасинская и

серафимовская свиты), среднебавлинскую (леонидовская свита) и верхнебавлинскую (каировская и шкаповская свиты) (Стратиграфическое..., 1972(ф); Особенности..., 2002(ф)). В 1966 году группа исследователей (Л.Ф. Солонцов, А.А. Клевцова, Е.М. Аксенов) впервые обосновывают различие в составе бавлинских отложений Камско-Бельского и Серноводско-Абдулинского авлакогенов (Стратиграфическое..., 1972(ф)).

С 1966 года Н.П. Егоровой велась большая работа по изучению геохимических особенностей ОВ рифейских отложений платформенного Башкортостана. Тогда ею были выделены НГМП в нижнем (калтасинская (RF_{1kl}) и кабаковская (RF_{1kb}) свиты) и в среднем (акбердинский горизонт ольховской свиты (RF_{2ol})) рифее (Иванов, 2008).

В 1962 году на Марковском месторождении (Восточная Сибирь) впервые был получен промышленный приток докембрийской нефти (вендский продуктивный комплекс), что стало началом активного изучения этих древних отложений. Спустя 5 лет на Сивинском месторождении (Пермский край) в подошвенной части вендских и в кровле рифейских толщ также был получен слабый приток нефти.

В 1970-е годы продолжается активное изучение докембрийских осадочных толщ центральной и северной частей Волго-Уральского НГБ. Исследования предыдущих лет позволили ряду авторов сделать выводы о высоком потенциале этих отложений с точки зрения поисков нефти и газа. Такие работы в разное время публиковали Т.К. Баженова, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев, Б.С. Соколов, А.Н. Гусева, Е.И. Тараненко (Ким, 2008). В 1973 году Н.Б. Вассоевич и А.Н. Гусева пришли к важному выводу о том, что ОВ докембрия имело исключительно сапропелевый тип, продуцентами для образования которого являлись сине-зеленые водоросли и грибы (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)).

В книге Л.В. Шаронова (1971) отмечено, что основные этапы генерации жидких и газообразных УВ происходили в позднем рифее, позднем венде и позднем палеозое. Он также приходит к выводу о том, что залежи УВ тяготеют к прибортовым частям древних нефтегазоносных бассейнов. В 1975 году Н.П. Егорова указывает на то, что нефтепроизводящими свитами верхнего докембрия западной Башкирии являются толщи калтасинской (RF_{1kl}), старопетровской (V_{2sp}) и карлинской (V_{2kr}) свит (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)). В 1977 году Н.А. Еременко и Г.П. Ованесов на основании реконструкции палеогеографических условий докембрия изучаемого региона также приходят к выводу о том, что наилучшими нефтегазоматеринскими свойствами обладают породы калтасинской свиты (RF_{1kl}) и серафимовской серии (RF₂), а также каировская (V_{2ka}) и шкаповская (V_{2sk}) серии в венде (Закономерности..., 1977(ф)). Нефтегазоматеринские породы прогнозируются авторами (Закономерности..., 1977(ф)) и в отложениях среднего, верхнего ордовика, карбонатного лудлова и верхнего силура, помимо этого, по их мнению, ими могут

быть глинисто-карбонатные породы доманика, терригенно-карбонатные и терригенные толщи среднего-верхнего девона и нижнего карбона. В отложениях пермской системы НГМП прогнозируются авторами в ассель-сакмар-артинских образованиях Предуральяского краевого прогиба.

В 1972 году в составе рифейского комплекса было выделено еще 2 новых свиты: приутовская и бурхановская. Помимо этого, авторами (Стратиграфическое..., 1972(ф)) на основании изучения разреза осадочных комплексов также были получены значения мощности эродированных отложений ниже-, среднебавлинского комплексов – 2000-3000 м и ольховской свиты – 500-600 м.

В 80-е годы продолжается активное изучение докембрийских пород Волго-Уральского НГБ. Вдохновившись идеями Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева, геологи постепенно переходят к выявлению и оценке положения в разрезе главной зоны нефтеобразования и газообразования. В 1981 году А.В. Кутуков на основе изучения битумоидов приходит к выводу о том, что породы венда вступали в ГЗН, начиная с глубин 1500-2100 м, именно с этим интервалом он связывает увеличение интенсивности генерации и эмиграции нефти.

В 1981 году К.С. Ярулин и В.А. Романов, рассуждая о формировании нефтегазоносности бассейна, высказывают мнение о том, что отложения венда вступили в ГЗН в период с раннего карбона до поздней перми (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)). Рифейские нефтематеринские породы, по их мнению, находились в главной зоне нефтеобразования со среднего девона по позднюю пермь (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)).

Позднее, в 1988 году, В.М. Смелков с коллегами (Системные..., 1988(ф)) приходят к выводам о том, что НГМП нижнего рифея достигли ГЗН уже в конце рифея или в венде, сами вендские породы не могли генерировать УВ флюиды в докембрии. Однако не исключается, что в наиболее погруженных частях бассейна (Верхнекамской и Шкапово-Шиханской впадинах) они могли частично реализовать свой генерационный потенциал уже к концу позднего докембрия (Системные..., 1988(ф)).

Особое внимание в это время уделяется исследованию зон аккумуляции углеводородов, сгенерированных рифей-вендскими НГМП - большинством исследователей делаются выводы о том, что таковыми являются рифей-вендские отложения прибортовой зоны Камско-Бельского прогиба (Исследования..., 1982(ф); Кутуков и др., 1982; Балашов и др., 1982). Однако некоторые геологи допускают миграцию нефти и газа вверх по разрезу (одними из первых эту мысль высказывают В.И. Козлов с коллегами) (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)). В своих рассуждениях они ссылаются на то, что «в результате эпигенетических процессов в отложениях верхнего докембрия разница между породами-коллекторами и покрывками постепенно стирается», что позволяет УВ флюидам свободно перемещаться не только внутри

рифей-вендской толщи, но и вверх по разрезу (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)). Важно заметить, что на наличие протерозойской нефти в продуктивных комплексах среднего девона также указывали Е.В. Чибрикова (1954) и Н.П. Егорова (1986). Однако основными коллекторами для УВ флюидов, сгенерированных RF-V НГМП в то время все же считались толщи тукаевской (RF₂tk) и леонидовской (RF₃ln) свит, а также терригенные отложения венда (Изучение..., 2002(ф)).

Несмотря на более чем 40-летнюю историю изучения отложений докембрия, к концу 1980-х годов среди геологов постепенно появляются мысли о том, что эти толщи являются бесперспективными в плане поиска месторождений нефти и газа (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)). Это было вызвано суждениями о возможном эрозионном разрушении сформированных в докембрии залежей, значительной преобразованностью этих толщ. Но что самое главное - отсутствием промышленных притоков (за исключением Сивинской и Соколовской площадей Пермского края) из отложений рифея-венда.

В конце 80-х – начале 90-х годов XX века на Башкирском своде в пределах Пермской области было пробурено 2 параметрические скважины, вскрывшие отложения верхнего венда и нижнего рифея: Бедряжская, 203 (1988-1989г.г.) и Бедряжская, 204 (1990-1991г.г.). На основании полученных данных в Камском НИИ глубокого и сверхглубокого бурения был проведен комплексный анализ условий осадконакопления и перспектив нефтегазоносности осадочных комплексов позднего докембрия (Зонально-региональные..., 2006(ф)). В разрезе скважин были отмечены битумо- и газопроявления различной интенсивности, опробованы интервалы потенциальных НГМП, проведена оценка степени их катагенетической преобразованности.

В отчете (Анализ..., 1990(ф)) на основе изучения истории развития бассейна приводятся выводы о том, что на большей части востока Волго-Уральского НГБ НГМП рифея вошли в ГЗН еще в конце раннего рифея, дальнейшее их преобразование пришлось на конец венда и поздний палеозой. Степень их катагенетической преобразованности различна (от МК₁ до МК₃₋₄). Вендские нефтегазоматеринские породы, напротив, достигли уровня главной зоны нефтеобразования лишь в конце палеозоя.

В отчете (Анализ..., 1990(ф)) публикуются данные о содержании органического вещества в НГМП рифея-венда. Они довольно низкие – в среднем менее 0,2-0,3 %. Данный факт дает некоторым исследователям (В.И. Внутских, 1990 (Анализ..., 1990(ф))) основание полагать, что «вендские и частично рифейские породы не могли продуцировать нефть и газ».

Тем не менее в рамках работы (Анализ..., 1990(ф)) авторы приходят к выводу о том, что глинисто-карбонатные отложения калтасинской свиты (RF₁kl) и терригенные бородулинской серии (V₂br) верхнего венда могут рассматриваться в качестве нефтематеринских. Однако

«...оценка генерирующих способностей пород ... должна быть резко занижена из-за истощения потенциала...».

В 1991 году при изучении геохимических особенностей нефтей Чубойского месторождения (Удмуртская Республика) на основе изотопного анализа была установлена важная генетическая связь УВ палеозойских продуктивных комплексов с ОВ протерозоя. Данный факт позволил в 1996 году Т.В. Белоконь (Белоконь и др., 1996) предположить «широкое развитие нефтегазообразования в калтасинской свите», а также наличие «вертикальных перетоков из древних толщ».

В настоящее время рифей-вендские отложения были вскрыты более чем 800 скважинами, однако лишь 20% из них имеют забой в рифейском комплексе или ниже (Оценка..., 2010(ф)). Детально изучаются прибортовые зоны Камско-Бельского прогиба (Ларочкина и др., 2010; Баранов и др., 2004), прогнозируется нефтегазоносность шиханской (RF₃shn) и леузинской (RF₃lz) свит верхнего рифея (Солодова, 2021), дается оценка их коллекторских свойств (Иванова и др., 2005).

В целом выработанность месторождений по бассейну составляет в среднем 60–70 %. На крупных месторождениях, где добыча ведется уже достаточно давно, этот показатель достигает значений 91–98 % (Жилина, Утопленников, 2018).

1.3. Стратиграфия осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы

В составе осадочного чехла восточной части Волго–Уральской антеклизы в пределах Камско–Бельского прогиба выделяются отложения, приуроченные к стратиграфическим интервалам: рифея, венда, девона, карбона и перми (рис.1.1). Нижнепалеозойские и мезокайнозойские толщи развиты фрагментарно и не присутствуют на территории проводимых исследований.

АРХЕЙСКАЯ АКРОТЕМА

Верхняя эонотема (AR₂)

Комплексы верхнего архея представлены биотитовыми, пироксен–роговообманковыми гнейсами и плагиогнейсами, часто содержащими кварц–полевошпатовые прожилки. По геофизическим данным среди стратифицированных пород выделяются блоки, сопоставляемые с интрузиями габброидов. Радиоизотопный возраст отложений составляет 2915±155 млн. лет – 2037±16 млн. лет (Пучков, 2010).

Отдел	Ярус / Серия	Мощность, м	Литология	Опорный горизонт
J-K	—	100-300		Подошва барремского яруса
P ₃	северо-двинский и вятский	0-500		
P ₂	казанский	100-280		Кровля казанского подъяруса
P ₁	уфимский	0-200		
	кунгурский	0-800		Кровля артинского яруса
	артинский	0-400		
	сакмарский-ассельский	70-300		Кровля пвагеринового горизонта
C ₃	—	150-300		
C ₂	московский	200-500		
	башкирский	20-160		Кровля верейского горизонта
C ₁	серпуховский и визейский	150-400		Кровля угленосного горизонта
	турнейский	50-150		
D ₃	фаменский	150-350		
	франский	60-400		Кровля папийских слоев
D ₂	живетский	0-500		Подошва живетского яруса
V ₂	бородулинская кудымкарская	0->1000		
Серия	Подсерия	Мощность, м		
RF ₃	абдулинская	665-1805		
RF ₂	серафимовская	350-2080		
RF ₁	орьешбашская	3000-4800		Кровля ашитской подсв. калтасинской свиты
	сарapulьская и прикамская	3210-4520		Кровля арланской подсв. калтасинской свиты Подошва арланской подсв. калтасинской свиты Подошва саузовской подсв. калтасинской свиты
PR ₁	Крист. фонд.	?		Кровля кристаллического фундамента

Рисунок 1.1. Сводная литолого–стратиграфическая колонка восточной части Волго–Уральской антеклизы (по Л.В. Шаронову (1971) и В.И.Пучкову (2010) с дополнениями)

ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ АКРОТЕМА

Нижнепротерозойская эонотема (PR₁)

Толщи представлены биотитовыми, биотит–пироксеновыми гнейсами и различного состава кристаллосланцами, пронизанными розовыми кварц–полевошпатовыми прожилками. Метаморфиты обычно серого и темно–серого цвета, среднекристаллические, с отчетливой планпараллельной текстурой. Возраст гнейсов составляет 1848±8,1 млн. лет – 1635±35 млн. лет (Пучков, 2010).

Верхнепротерозойская эонотема (PR₂)

(Рифейская эонотема (PR₂RF))

Отложения рифейского возраста в пределах восточной части Волго–Уральской антеклизы широко распространены в пределах Камско–Бельского прогиба. При этом необходимо отметить, что в различных частях этого крупного прогиба стратиграфический состав комплекса существенно различается. В северной (Камской) впадине представлены лишь нижнерифейские отложения и фрагментарно среднерифейские толщи, тогда как в южной (Бельской) части представлены все стратиграфические подразделения рифея (рис.1.2).

Нижнерифейская эратема (PR₂RF₁)

Согласно стратиграфической схеме рифейско–вендских отложений Волго–Уральской области (Стратиграфическая..., 2000), а также публикациям (Козлов и др., 2002; Козлов, Сергеева, 2010, 2011; Романов, Ишерская, 2005 и др.), отложения, сформированные в раннем рифее, представлены породами кырпинской серии, подразделяющейся в свою очередь на три обособленные подсерии: сарапульскую, прикамскую и орьбашскую (рис.1.2). Наиболее полно разрезы нижнего рифея представлены в центральной и юго–восточной частях Камско–Бельского прогиба.

Кырпинская серия

Сарапульская подсерия

Сигаевская свита (RF₁sg)

Стратотип сигаевской свиты сарапульской подсерии вскрыт и впервые выделен в разрезе скважины Сарпаульская, 1 (рис.1.3) в интервалах глубин 3600–5500 м (Козлов, Сергеева, 2010). Отложения свиты с размывом залегают на метаморфических породах фундамента, представлены преимущественно терригенными породами: переслаивающимися между собой песчаниками и алевролитами (аркозовыми, субаркозовыми и полевошпат–кварцевыми). Песчаники кварцевые, мелко–среднезернистые, розовато–серые до бурых, горизонтально–слоистые, иногда косослоистые, плотные, иногда с присутствием слойков (до 2 см) голубовато–зеленых и темно–вишневых песчаников. Вверх по разрезу увеличивается доля карбонатных пород, появляются прослои (до 10 см) доломитовых мергелей и доломитов, переслаивающихся

с аргиллитами. Все породы в разрезе сигаевской свиты неравномерно ангидритизированы, отмечается биотит и глауконит. Мощность свиты 1900 м (Сергеева и др., 2021).

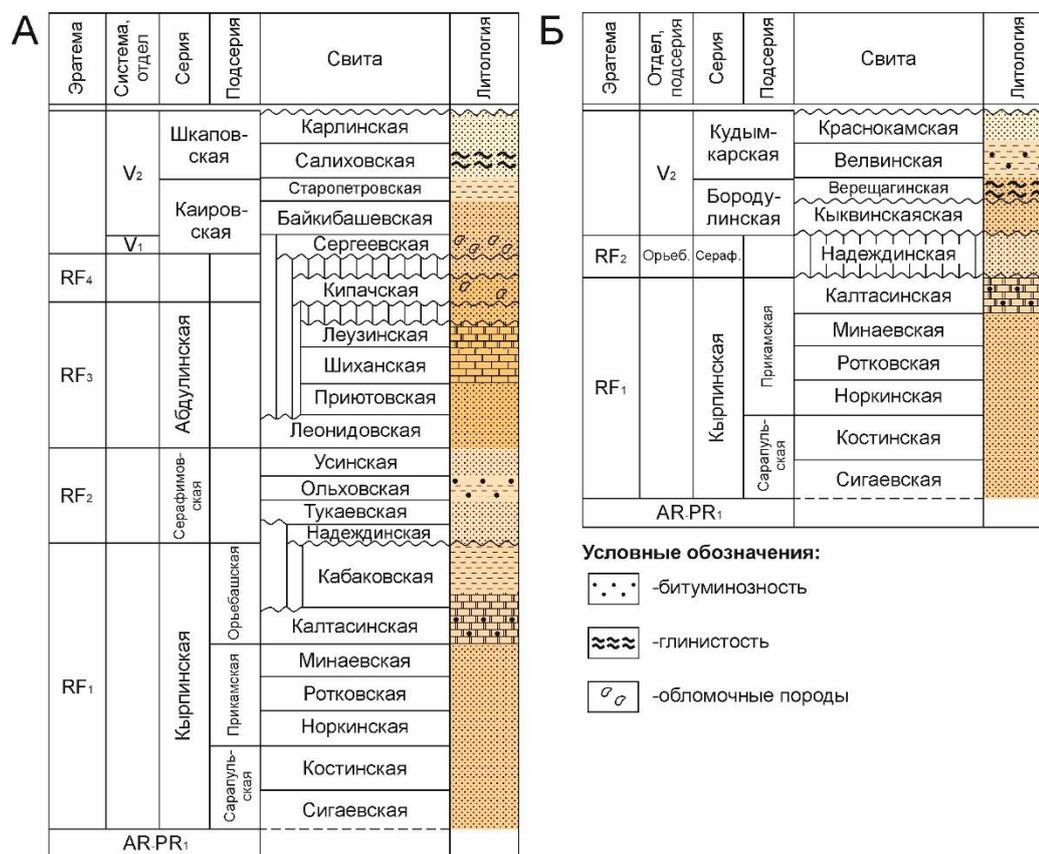


Рисунок 1.2. Стратиграфические шкалы рифейских отложений Бельской (А – (Сергеева, Пучков, 2015)) и Камской (Б – (Хопта, 2019b)) впадин Камско–Бельского прогиба Костинская свита (RF_{1ks})

Отложения костинской свиты постепенно залегают на отложениях сигаевской свиты и завершают разрез сарапульской подсерии кырпинской серии. Впервые указанная свита мощностью 620 м была выделена В.И. Козловым и Н.Д. Сергеевой (2008) в стратотипическом разрезе скважины Сарапульская, 1 (рис.1.3) (2980–3600 м).

Отложения данного стратиграфического интервала представлены песчаниками, алевролитами, доломитами и аргиллитами (местами углеродистыми), доломитизированными мергелями, переслаивающимися между собой. Редко отмечается наличие кремнисто–доломитовых литологических разностей. По структурно–текстурным, а также вещественным характеристикам песчаники костинской свиты схожи с песчаниками сигаевской свиты. Данные отложения были также описаны в разрезе скважины Арланская, 7000 (рис.1.3), однако со значительно большей мощностью карбонатных пород (Пучков, 2000, 2010).

Прикамская подсерия

Норкинская свита (RF_{1nr})

Отложения норкинской свиты связаны постепенным переходом с нижележащими толщами костинской свиты и являются базальной толщей прикамской подсерии кырпинской серии нижнего рифея. Они вскрыты скважинами Арланская, 7000; Новоурнякская, 50; Тюрюшевская, 2; Мензелино–Актанышская, 183 и 203; Карачевская, 20005; Сарапульская, 1 и Сулинская, 20007 (рис.1.3). Стратотип свиты описан в разрезе скважины 7000 в пределах Арланской площади. В литологическом отношении отложения свиты представлены бурыми, красно–бурыми, темно–серыми до черных (углеродистых) аргиллитами, алевролитами с прослоями розовато– и желтовато–серых мелкозернистых аркозовых и полевошпат–кварцевых песчаников (до 10–5 см), доломитов и мергелей. В разрезе скважины Ново–Урнякская, 50 (рис.1.3) среди песчаников встречены прослои полимиктовых конгломератов с галькой розовато–серых доломитов. Слоистость субгоризонтальная. Вулканогенный комплекс норкинской свиты, представленный трахи–базальтами, вскрыт на Мензелино–Актанышской площади в забое скважины 203 (рис.1.3). Указанные породы по SHRIMP–датировкам (1752 млн. лет (Краснобаев и др., 2013)) отнесены к навышскому вулканогенному комплексу айской свиты. Мощность норкинской подсвиты изменяется в пределах рассматриваемой нами

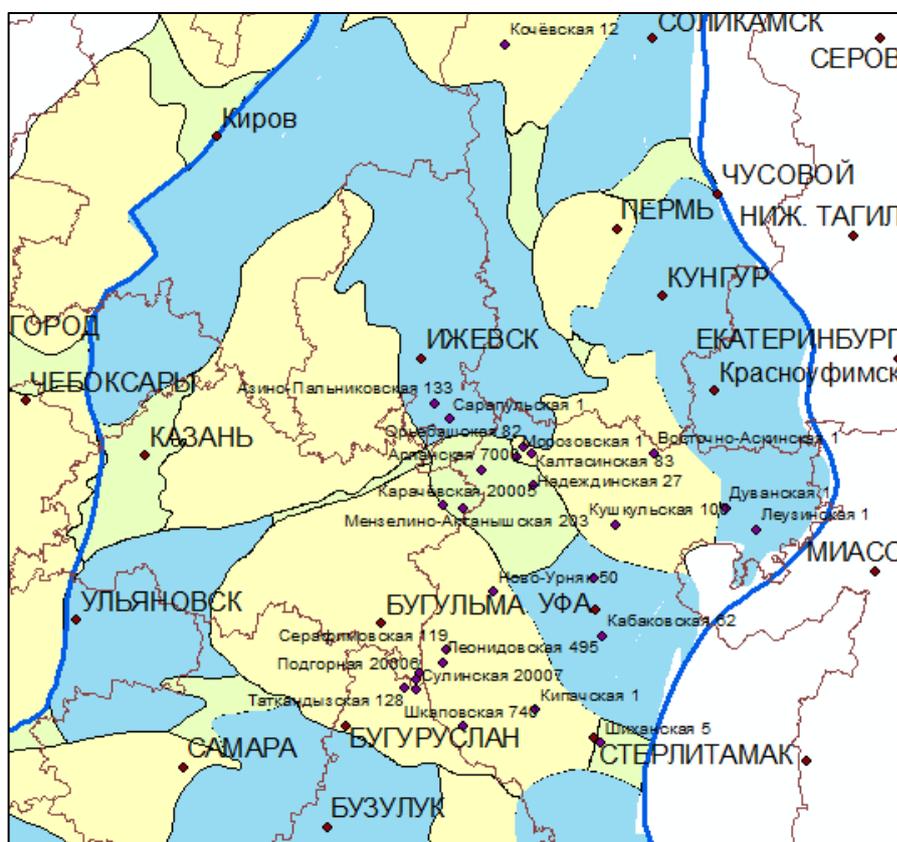


Рисунок 1.3. Положение скважин, вскрывших стратотипические разрезы изучаемых подразделений

территории от 250 до 770 м, аналог свиты (борисовская свита), вскрытый в скважине Сарапульская, 1 имеет мощность 970 м (Маслов, Ишерская, 1998; Сергеева и др., 2021).

Ротковская свита (RF_{1rt})

Ротковская свита вследствие выдержанности литологического состава, а также за счет рutil–турмалин–апатит–цирконовой акцессорно–минеральной ассоциации является региональным маркером для промежуточной корреляции нижнерифейских отложений. С подстилающей норкинской свитой ротковская связана постепенным переходом. Отложения свиты представлены преимущественно красноцветными (розовыми, красно–бурыми, редко светлыми зеленовато–серыми) песчаниками мелкозернистыми с подчиненными прослоями и линзами гравелитов и конгломератов, а также алевролитами и аргиллитами.

Мощность прослоев изменяется в пределах западной и северной прибортовых частей Камско–Бельского прогиба увеличивается количество грубозернистых разностей песчаников, гравелитов и конгломератов (Маслов, Ишерская, 1998). Ротковская свита вскрыта скважинами: Арланская, 7000; Сулинская, 20007; Мензелино–Актанышская, 203; Карачевская, 20005 и Азино–Пальниковская, 133 (рис.1.3). Мощность свиты по различным источникам варьируется от 142 до 750 м (Маслов, Ишерская, 1998; Сергеева и др., 2021).

Минаевская свита (RF_{1mn})

Впервые выделена в ранге подсвиты Л.Д. Ожигановой в 1983 г (Ожиганова, 1983), в дальнейшем была переведена в ранг самостоятельной свиты, формирующей терминальную часть прикамской подсерии нижнего рифея (Козлов, Сергеева, 2010). Стратотипический разрез минаевской свиты представлен в разрезе скважины Арланская, 7000 (3503–3780м), сложен светло–серыми, розовыми, красно–бурыми полевошпат–кварцевыми алевролитами с подчиненными прослоями розовато–серых, серых песчаников полевошпат–кварцевых и доломитов серых. Алевролиты и песчаники характеризуются в разрезе минаевской свиты наличием значительного количества глауконита, что является отличительной особенностью этих отложений. С подстилающей ее ротковской свитой она связана постепенным переходом (Сергеева и др., 2021).

Помимо указанных литологических типов в состав минаевских отложений входят также подчиненные прослои и линзы гравийно–галечного материала, формирующего гравелиты и конгломераты, распространены доломиты с микрофитолитами. Мощность свиты по различным источникам варьирует от 60 до 430 м. Отложения вышеуказанного стратиграфического горизонта вскрыты скважинами Арланская, 7000; Азино–Пальниковская, 133; Сарапульская, 1; Краснокамская, 191; Мензелино–Актанышская, 203 и 128; Сулинская, 20007 и Таткандызская, 128 (рис.1.3). Все свиты прикамской подсерии связаны между собой постепенными

переходами. Общая вскрытая мощность свиты в стратотипическом разрезе составляет 1013 м, а в западных частях изменяется от ~100 до 1800 м.

Нижнерифейский возраст отложений прикамской свиты обосновывается датировками аутигенного глауконита из скважин Карачевская, 20005 и Урус–Тамак, 191 (1430–1358 + 30 млн.лет), а также определениями изотопного возраста секущих габбро–диабазов (1037–1163 млн лет) (скв. Карачевская, 20005) и (1300–1316 млн.лет) (скв. Мензелино–Актанышская, 183). Полученные выводы согласуются с данными В.М. Горожанина (1995) по изотопному датированию аргиллитов (К–Аг методом) из норкинской свиты прикамской подсерии (разрез скв. Карачевская, 20005).

Орьбашская подсерия

Орьбашская подсерия впервые была выделена в 1959 г. К.Р. Тимергазиным со стратотипом в скважине Орьбашская, 18 (рис.1.3) (2260–2305м). В пределах Камско–Бельского прогиба подсерия представлена терригенно–карбонатными отложениями калтасинской свиты (саузовская, арланская и ашитская подсвиты), а также преимущественно терригенными толщами кабаковской свиты. Общая мощность орьбашской подсерии до 4000 м, из которых основную часть занимают калтасинские толщи.

Калтасинская свита (RF_{1kl})

Отложения калтасинской свиты начинают разрез орьбашской подсерии нижнего рифея Камско–Бельского прогиба. С породами подстилающей ее минаевской свиты она связана постепенным переходом. Породы указанного стратиграфического интервала вскрыты многочисленными скважинами площадей Арланская, Калтасинская, Орьбашская, Саузбашевская, Аслыкульская, Восточно–Аскинская, Сулинская, Бедряжская, Ижевская, Шарканская, Азино–Пальниковская (рис.1.3) и многими другими. По особенностям литологического состава и порядку напластования свита расчленена на саузовскую, арланскую и ашитскую подсвиты, связанные между собой постепенными переходами. В целом трехчленное строение свиты характерно для осевых частей Камско–Бельского прогиба. Калтасинские отложения представлены преимущественно карбонатными породами с частыми прослоями терригенных пород. Суммарная мощность отложений достигает 1900–3700 м. Отложения калтасинской свиты залегают согласно на породах прикамской свиты и перекрываются с размывом и перерывом либо терригенными образованиями надеждинской свиты нижнего рифея, либо базальными толщами верхнего рифея, венда или палеозоя (Козлов, Сергеева, 2008). Стратотипический разрез калтасинской свиты представлен в разрезе скважины Калтасинская, 3 (рис. 1.3) в интервале глубин 2720–3600 м (Стратиграфическая..., 2000).

Указанные особенности в совокупности с выдержанностью разреза по мощности определяют отложения калтасинской свиты как прекрасные отражающие горизонты при

проведении сейсморазведки МОГТ, а также как маркирующие толщи для межрегиональной корреляции верхнепротерозойских отложений. Основным региональным реперным поверхностям соответствуют (рис.1.4): подошва саузовской подсвиты (Ivc), подошва арланской подсвиты (Iva), кровля арланской подсвиты (IV) и кровля ашитской подсвиты (III).

Саузовская подсвита (RF_{1sz})

Стратотипический разрез саузовской подсвиты представлен в скважине Арланская, 7000 (инт. 2687–3503 м). Отложения характеризуются преимущественно карбонатным составом, сложены серыми (в различных оттенках) массивными доломитами, нередко органогенными (с наличием строматолитовых и онколитовых разностей) с микро-, тонко-, неравномерно кристаллическими, иногда окремнелыми и пиритизированными прослоями и пачками. Среди отложений саузовской подсвиты присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов, мергелей, алевролитов и известняков. Мощность подсвиты в различных частях прогиба составляет от 471 до 1058 м.

Ископаемые. *Акритарху:* *Leiosphaeridia crassa* (Naum.), *L.exculpta* (Tim.), *L.jacutica* (Tim.), *Chuariacircularis* (Walk. Emend. Vidal et Ford), *Nucellosphaeridium* (Tim.), *N. nordium* (Tim.), *Pterospermopsimorpha longete* (Jank), *P. pileiformis* (Tim. emend. Mikh.), *Spumosina rubiginosa* (Andr., emend. Jank. et Medv.). *Цианобактерии:* *Navifusa majensis* (Pjet.), *Proletoforma* sp., *Ostiana microcystis* (Herm.). *Водоросли:* *Eomycetopsis robusta* (Schopf. emend. Knoll et Golubic).

Арланская подсвита (RF_{1ar})

В средней части орьбашской подсерии расположены отложения арланской подсвиты, стратотипический разрез которой также представлен скважиной 7000 Арланской площади (инт. 2154–2687 м), помимо этого отложения также вскрыты в скважинах Калтасинская, 83; Орьбашская, 17 и 82; Азино–Пальниковская, 133 и др. (рис.1.3).

Арланская подсвита сложена темно-, светло- или буровато-серыми полевошпат-кварцевыми и аркозовыми алевролитами и темно-серыми глинистыми сланцами с прослоями известняков, доломитов и доломитовых мергелей. Мощность подсвиты составляет 225–1211 м и более.

Ископаемые. *Цианобактерии:* *Leiotrichoidestypicus* (Herm. emend. Herm), *Polytrichoides lineetus* (Herm. emend. Herm.). *Нитчатые цианобактерии:* *Eomicrocoleus crassus* (Horod. et Donald.), *Siphonophycus* sp., *Asperetofilum experetus* (Herm.), *Palaeolyngbya sphaerocephala* (Herm. et Pyl.), *Rectia costeta* (Jank.), *Plicetidium letum* (Jank.). *Акритарху:* *Brevitrichoides bashkiricus* (Jank.). *Водоросли:* *Pellicularia tenera* (Jank.), *Caudosphaera expansa* (Herm. et Tim.), *Archaeoclada* sp.

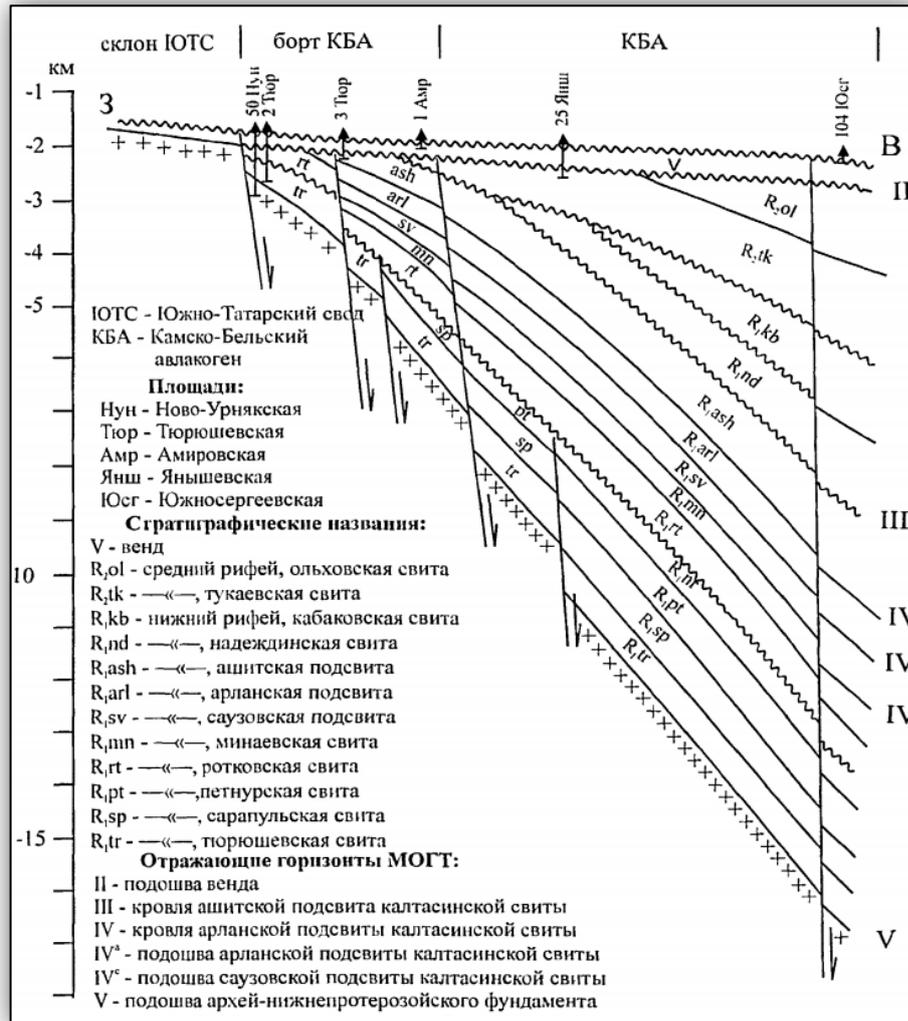


Рисунок 1.4. Схематический геолого–геофизический профиль по линии сейсмического профиля ХШа (Дьяконова, 2009)

Ашитская подсвита (RF_{1ash})

Стратотипический разрез ашитской подсвиты представлен в интервалах глубин 1918–2154 м скважины Арланская, 7000. Литологически отложения представлены серыми, зеленовато–серыми, обычно массивными иногда тонкослоистыми доломитами, среди которых отмечаются прослои известняков и алевролито–аргиллитовых пород, сходных по облику с породами арланской подсвиты. В породах ашитской подсвиты редко присутствуют остатки строматолитов, возраст которых соответствует указанному стратиграфическому интервалу. Мощность ашитской свиты в Камско–Бельском прогибе изменяется от ~ 234 до 372 м (Пучков, 2010).

Ископаемые. Цианобактерии: *Eomycetopsis psileta* (Maithy et Schukla), *E. robusta* (Schopf emend. Knoll, Golubic), *E. sp.*, *Oscilleto riopsisrobusta* (Horet Donald.), *Leiotrichoides gracilis*

(Pjet.), *L. typicus* (Herm.), *L. sp.* *Акпутарху*: *Caudosphaera* sp., *Taenitrichoide* sp., *Leiosphaeridia laminarita* (Tim.), *L. crassa* (Naum.), *L. obsuleta* (Naum.), *L. minutissima* (Naum.).

Кабаковская свита (RF₁kb)

Отложения кабаковской свиты согласно Стратиграфической схеме рифейских и вендских отложений Волго–Уральской области (2000), совместно с надеждинской свитой ранее относились к терминальной части нижнего рифея, однако ни в одной скважине отложения указанных стратиграфических интервалов одновременно не вскрывались, следовательно, взаимоотношение их не изучено. В это же время, согласно В.И. Козлову (2008), по результатам бурения скважины 1 на Восточно–Аскинской площади (рис.1.3), был подтвержден плавный переход между калтасинской и кабаковской свитами. Таким образом, «...орьбашская подсерия кырпинской серии нижнего рифея рассматривается в составе калтасинской и кабаковской свит, а серафимовская серия среднего рифея объединяет надеждинскую, тукаевскую, ольховскую и усинскую свиты» (Козлов и др., 2007, 2011).

Отложения кабаковской свиты вскрыты скважинами Кабаковская, 62; Кипчакская, 1; Восточно–Аскинская, 1 (рис.1.3). Кабаковская свита с подстилающими карбонатными породами калтасинской свиты связана постепенным переходом (Сергеева и др., 2021). Литологически разрез представлен темно–серыми до черных аргиллитами слабоуглеродистыми, алевролитами, содержащими тонкие (от 1–2 до 5–6 мм) слойки серых до темно–серых полевошпат–кварцевых мелкозернистых песчаников. Общая мощность свиты 1100 м (Козлов и др., 2002). Свита завершает разрез нижнего рифея восточной части Волго–Уральской антеклизы, мощность отложений которого в сводном разрезе достигает 9200 м (Козлов и др., 2002).

Ископаемые. *Акпутарху*: *Sarka undosa* (Jank.), *S. favosa* (Jank.), *Leiosphaeridia crassa* (Naum.), *L. terneta* (Tim.), *Laxidium flexuosum*, *Leio minuscula minute* (Naum.), *Brevitrichoides burzjanicus* (Jank.).

Среднерифейская эратема (PR₂RF₂)

Серафимовская серия

Отложения среднего рифея представлены в пределах Камско–Бельского прогиба в составе серафимовской серии, подразделяющейся в свою очередь на 4 свиты: надеждинская, тукаевская, ольховская и усинская. Физико–географические обстановки образования серафимовских отложений, а также благоприятный тектонический режим обусловили широкое распространение пород указанного стратиграфического интервала в пределах прогиба. Так, породы средней части рифея формируют разрезы площадей: Леонидовская, Кабаковская, Аслыкульская, Леузинская, Восточно–Аскинская, Гожанская, Таткандызская, Сулинская и др. Однако стратотипическим для серии является разрез вблизи пос. Серафимовка (Республика

Башкортостан), тектонически приуроченного к северо–восточному борту Серноводско–Абдулинского авлакогена (Тиммергазин, 1953, 1956).

Надеждинская свита (RF_{2nd})

Как было показано ранее, надеждинская свита на основании выводов В.И. Козлова (2008) относится к среднему рифею. Стратотипический разрез расположен в скважине 27 Надеждинской площади (рис.1.3) в интервале глубин 2240–2463 м. Общая мощность свиты колеблется для северной части Волго–Уральского региона в пределах 40–250 м, площадь распространения также незначительная – надеждинские толщи распространены на территории Камско–Бельского прогиба локально (Орьебашская, 18 и 82; Надеждинская, 27). Отложения свиты залегают на подстилающих отложениях нижнего рифея с размывом (Козлов, 2008). Литологически отложения свиты подразделяются на два типа: песчаные базальные толщи и терминальную часть, представленную карбонатно–глинистыми породами. При детальном описании надеждинских толщ в нижней части выделяются серые, розовато–серые, зеленовато–серые песчаники, переслаивающиеся с пачками алевролитов, а также с присутствием подчиненных прослоев буровато–красных и коричневых глинистых сланцев, гравелитов и конгломератов. Важно заметить, что в составе обломков надеждинских гравелитов преобладают зерна кварца, микроклина и обломки кварцитов, сцементированные вторичным доломитом. Окатанные обломки гравелитов представлены также гальками кварца, полевого шпата, а также в различной степени содержат обломки магматических и кремнистых пород. Верхняя часть свиты сложена чередующимися между собой сургучно–красными, коричневыми, буровато–серыми и зелеными аргиллитами, мергелями, доломитами и песчаниками. В разрезе также присутствуют обломки эффузивов основного состава.

Тукаевская свита (RF_{2tk})

Впервые отложения тукаевской свиты были встречены и описаны в разрезе скважины 119 Серафимовской площади (рис.1.3) С.Г. Морозовым и Л.Ф. Солонцовым в 1974 г. Впоследствии было установлено, что породы указанного стратиграфического интервала являются прекрасным маркирующим горизонтом, что обусловлено выдержанностью толщи по разрезу, а также высоким содержанием глауконита и рutil–циркон–апатит–турмалиновой аксессуарно–минеральной ассоциацией. Литологически отложения тукаевской свиты представляют собой толщу преимущественно пестроцветных мелко– и среднезернистых песчаников полевошпат–кварцевого, кварцевого и аркозового состава с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Помимо прочего, в составе терригенной части разреза отложений тукаевской свиты встречаются также гравий и отдельные галечки кварца. С нижележащими отложениями надеждинской свиты тукаевские толщи связаны постепенным контактом. Мощность свиты в

пределах центральной части Камско–Бельского прогиба варьируется от 60 до 779 м (Кипчакская, 1).

Ископаемые. *Аккумуляты:* *Leiosphaeridia longei* (Tim.), *Satka longete* (Jank.), *S. colonialica* (Jank.), *Laxidium flexuosum* (Tim.), *Valeria lophostrieta* (Jank.).

Ольховская свита (RF_{2ol})

Ольховская свита согласно залегает на тукаевской и практически повсеместно без видимых нарушений перекрывает ее. Стратотип свиты расположен в разрезе скважины 377 Серафимовской площади (рис.1.3) в интервале глубин от 2455 до 2523 м (открыта С.Г. Морозовым, Э.А. Ревенко (1969)). Подобно тукаевским, ольховские отложения достаточно широко распространены на территории Камско–Бельского прогиба, а именно на площадях: Леонидовская, Серафимовская, Аслыкульская, Кипчакская, Кабаковская, Леузинская, Восточно–Аскинская и других. Стоит отметить, что в ольховское время происходит смена трансгрессивного цикла на регрессивный, что четко прослеживается по изменению литологии разреза. Так, отложения ольховской свиты представлены преимущественно пестроцветными аргиллитами, мергелями и доломитами с маломощными прослоями полевошпат–кварцевых и кварцевых алевролитов и песчаников. Окраска пород пятнистая, полосчатая. Помимо прочего, породы ольховской свиты отличаются от других рифейских отложений своеобразными текстурами взмучивания и оползания, а также индивидуальной петрохимической специализацией (входящие в ее состав псаммиты относятся к полевошпат–кварцевым высокоглиноземистым разностям, пелиты имеют низкие значения натриевого и щелочного модулей и обогащены глауконитом). Мощность свиты в различных частях Волго–Уральской антеклизы изменяется от 150–400 до 850 м. Указанные особенности состава, строения, структуры, текстур и внешнего облика позволяют использовать ольховскую свиту в качестве своеобразного маркирующего горизонта внутри серафимовской серии.

Ископаемые. *Аккумуляты:* *Leiosphaeridia tenuissima* (Eis.), *L. terneta* (Tim.), *L. crassa* (Naum.), *L. jacutica* (Tim.), *Lophostrieta* (Jank.), *Laxidium flexuosum* (Jank.), *Satka favosa* (Jank.), *S. elongata* (Jank.), *S. colonialica* (Jank.).

Акбердинский горизонт (RF_{2ak})

Также, говоря о стратиграфическом расчленении ольховской свиты среднего рифея, стоит сказать о толще акбердинского горизонта. Отложения данного стратиграфического интервала можно встретить в разрезах скважин Кипчакская, 1; Кабаковская, 62; Кушкульская, 100; Восточно–Аскинская, 1 и Леузинская, 1 (рис.1.3). Важность выделения акбердинского горизонта обусловлена его литологическим составом: он представлен темно–серыми, обычно черными полевошпат–кварцевыми алевролитистыми, глинистыми сланцами и аргиллитами с наличием маломощных и редких прослоев песчаников. В аргиллитах часто встречаются

микрофоссилии среднего рифея (Янкаускас, 1982). Мощность акбердинской толщи колеблется от 56 до 92 м.

Усинская свита (RF_{2us})

Усинская свита является завершающей для отложений серафимовской серии и, соответственно, среднего рифея. Переход от нижележащих отложений ольховской свиты постепенный. Стратотип усинских отложений был изучен и идентифицирован Л.Д. Ожигановой (1983) в разрезе скважины Кушкульская, 100 (рис.1.3) в интервале глубин от 3310 до 3655 м. Граница с отложениями ольховской свиты плавная. Толщи представлены разномасштабными субаркозовыми, аркозовыми и полевошпат–кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов того же состава и аргиллитов. Отмечается, что в нижней части свиты обычно преобладают субаркозовые и аркозовые разности песчаников, а для верхней части характерны полевошпат–кварцевые и кварцевые алевропсамиты. В породах также присутствуют тонкие глинистые, слюдисто–глинистые и железисто–глинистые слойки. Средняя региональная мощность свиты варьируется у разных авторов от 110 до 410 м.

Мощность отложений всего среднего рифея составляет от 450 до 2080 м.

Верхнерифейская эратема (PR₂RF₃)

Абдулинская серия

Абдулинская серия верхнего рифея на территории Камско–Бельского прогиба имеет, пожалуй, самое узкое распространение. Наибольшее развитие на современном этапе отложения имеют в пределах Бельской впадины Камско–Бельского прогиба (Леонидовская, Серафимовская, Шкаповская, Аслыкульская, Кушкульская, Ахмеровская, Шиханская, Леузинская, Бавлинская, Сулинская, Таткандызская площади) (Козлов, Гатиятуллин, 1995). С нижележащей, серафимовской серией, породы указанного стратиграфического интервала связаны постепенным переходом. Стратотип абдулинской серии был описан и введен в региональную стратиграфическую схему Л.Д. Ожигановой в 1974 г. на основании изучения разреза скважины Шиханская, 740 (рис.1.3) в интервале глубин 2150–5012 м. В состав серии входят: леонидовская, приутовская, шиханская и леузинская свиты.

Леонидовская свита (RF_{3ln})

Стратотип леонидовской свиты верхнего рифея был впервые описан и идентифицирован З.П. Ивановой и др. в 1958 г. разрезе скважины Шкаповская, 229 (рис.1.3) (инт. 2198–2925 м). С нижележащими отложениями серафимовской серии толщи леонидовской свиты связаны постепенным переходом (Сергеева и др., 2021). Среди пород существенное распространение имеют пестроцветные (буровато–розовые, красно–бурые, светло–серые с различными фиолетовыми и коричневыми оттенками) кварцевые, кварцитовидные, разномасштабные

песчаники, в породе присутствуют также псаммиты розовато–серые, розовато– и красновато–коричневые, реже сиреневато– и светло–серые и белые «сахаровидные», с многочисленными мучнисто–белыми неравномерными включениями каолинита (или же каолинитом с порово–пленочным типом цемента или каолинизированными полевыми шпатами) размером от 0,5–1 до 5–7 мм, беспорядочно и крайне неравномерно распределенными в породе. В разрезе также присутствуют подчиненные маломощные прослои алевролитов и красно–бурых аргиллитов. В породах часто присутствует слоистость и пятнистость, что в свою очередь обусловлено различием в содержании оксидов железа, а также гранулометрической специализацией толщ. Интересно, что в леонидовских отложениях Серноводско–Абудлинского авлакогена также встречены прослои с частыми окатанными галечками кварца до 2 см в диаметре. В скв. Тат–Кандызская, 128 наблюдаются маломощные конгломераты. Мощность леонидовской свиты варьируется от 100–600 м.

Ископаемые. *Акритархи:* *Leiosphaeridia minutissima* (Naum.), *L. crassa* (Naum.), *Synsphaeridium* sp.

Приютовская свита (RF₃pr)

Стратотип приютовской свиты был впервые выделен Л.Д. Ожигановой (1983) в скважине Шкаповская, 740 (рис.1.3) (инт. 2987–3658 м). Однако в 2003 г. скважиной Леузинская, 1 (рис.1.3) (4130–4680 м) был вскрыт более полный разрез этого стратиграфического уровня (Козлов и др., 2003), также разрез приютовской свиты был описан в пределах Кушкульской, Кабаковской, Шиханской и Ахмеровской площадей. В целом отложения приютовской свиты согласно либо с перерывом залегают на отложениях леонидовской свиты, выходя зачастую на предвендский денудационный срез, в этом случае разрез представлен лишь сохранившимся после эрозионного воздействия уровнем (Сергеева, 2008). В скважинах Леузинская, 1; Сергеевская, 800 и Кабаковская, 62 В.Н. Пучковым (2010) было выявлено наличие зеркал скольжения и присутствие тектонических брекчий с интенсивной трещиноватостью. Данный факт объясняется им как проявление достаточно крупного субмеридионального конседиментационного (Кабаковского) поднятия с развитием разрывных нарушений. Литологически свита представлена песчаниками и алевролитами с немногочисленными прослоями аргиллитов. В разрезе также присутствуют подчиненные доломиты, известняки и мергели. Мощность свиты в пределах Камско–Бельского прогиба варьирует от 400 до 600 м. В разрезе свиты принято трехчленное деление разреза на базлыкскую, кожайскую и кармалкинскую подсвиты (Стратиграфическая..., 2000), описание которых приведено ниже.

Ископаемые. *Акритархи:* *Leiosphaeridia crassa* (Naum.), *L. jacutica* (Tim.), *Brevitrichoides bashkiricus* (Jank.). *Нитчатые цианобактерии:* *Eomycetopsis psileta* (Maithy et Schukla),

Leiotrichoides typicus (Herm.), *Polytrichoides lineetus* (Herm.), *Rectina costeta* (Jank.). *Акритархи*: *Chlorogloeopsis zairensis* (Maithy).

Базлыкская (нижнеприютовская) подсвита (RF_{3bz})

Отложения базлыкской подсвиты представлены в основном пестроцветными аргиллитами с подчиненными прослоями доломитов и мергелей. Также второстепенную роль в формировании разреза здесь имеют алевролиты и песчаники. Мощность подсвиты составляет 150–300 м (Маслов, Ишерская, 1998).

Кожайская (среднеприютовская) подсвита (RF_{3kz})

Породы кожайской подсвиты характеризуются преимущественно алевролит–песчаным составом. При этом отличительной чертой песчаников является наличие пятнистости (зеленоватого, розовато–серого и кирпично–красного цвета), а также полевошпат–кварцевым составом и плохой сортировкой. Также в разрезе присутствуют прослой аргиллитов, доломитов и мергелей. Мощность подсвиты – до 200 м.

Кармалкинская (верхнеприютовская) подсвита (RF_{3kar})

Кармалкинская подсвита завершает разрез приютовской свиты, мощность ее составляет около 100 м. В литологическом составе подсвиты преобладают более яркие (по сравнению с базлыкскими) аргиллиты и алевролиты, переслаивающиеся между собой.

Шиханская свита (RF_{3sn})

Стратотип шиханской свиты был впервые описан на одноименной площади в скважине №5 (рис.1.3) Л.Ф. Солонцовым в 1963 г. Благодаря своеобразному облику, наличию большого количества фоссилий строматолитов, шиханские отложения являются одним из лучших стратиграфических интервалов для проведения межрегиональной корреляции. За счет узкого распространения обстановок седиментации осадочного бассейна отложения свиты представлены лишь в южной и юго–восточной частях Камско–Бельского прогиба. Породы шиханской свиты согласно перекрывают кровлю приютовских отложений. Литологически шиханская свита представлена преимущественно пестроцветными (буровато–серыми, красно–бурыми, зеленовато–темно–серыми, темно–, розовато–коричневыми, серыми с голубоватым оттенком) глинистыми строматолитовыми слабо доломитизированными известняками с подчиненными прослоями доломитов, мергелей, аргиллитов, редко полевошпат–кварцевых алевролитов с примесью глауконита. Слоистость тонкая, субгоризонтальная, ленточная, волнистая, линзовидная, подчеркнутая различным содержанием глинистого и глинисто–железистого материала, а также дифференцированной окраской слоев. Мощность шиханской свиты изменяется от 170 до 360 м.

Ископаемые. *Акритархи*: *Leiosphaeridia crassa* (Naum.), *L. jacutica* (Tim.), *Pterospermopsimorpha capsuleta* (Jank.), *Trachyhystrichosphaera aimica* (Herm.), *Tasmanites*

ripheicus (Jank.), *Baltisphaeridium* sp., *Arctacellularia ellipsoidea* (Herm.), *Brevitrichoides bashkiricus* (Jank.), *B. karetaovicus* (Jank.), *Synsphaeridium* sp.

Леузинская свита (RF_{3lz})

Леузинская свита является терминальной для отложений верхнего рифея Камско–Бельского прогиба и абдулинской серии соответственно. В исследованиях В.И. Козлова (Козлов и др., 1999, 2003, 2008) описывается стратотипический разрез, описанный в Леузинской скважине №1 (инт. 3715–3950 м). Интересно, что до настоящего времени нет точных данных об истинной мощности отложений, так как кровельная часть толщи была срезана при формировании предвендского рельефа, подошвенная часть залегает на шиханских толщах без видимых несогласий, постепенно. Сегодня остаточная мощность отложений леузинской свиты оценивается в 235 м. Фрагменты леузинского разреза были встречены в скважине Дуванская, 7 (рис.1.3). Литологически свита представлена доломитами с наличием подчиненных темно–серых углеродисто–глинистых слоек (до 1–3 мм), в базальной части толщи имеются прослои известняков. Характерной чертой леузинских отложений является наличие мелко–тонкозернистых доломитов с прослоями в общей массе доломитов средне–, крупнозернистых, светло–серых, серых до темных. Слоистость неравномерная, слабоволнистая, редко линзовидная. Интересным является также то, что в разрезе присутствуют глинистые прослои, пропитанные органическим веществом и с включениями мелких зерен пирита. При этом в нижней части разреза они имеют малую мощность и высокую частоту встречаемости, тогда как в кровельной части эта тенденция кардинально меняется (с глубины 3770 м мощность слоек увеличивается до 3–4 см). Леузинская свита завершает известный на сегодня разрез абдулинской серии верхнего рифея восточной части Волго–Уральской антеклизы, мощность отложений которого в пределах Камско–Бельского прогиба колеблется от 800–1000 м на западе до 2000–2600 м на востоке.

Завершающий (терминальный) рифей (PR₂RF_{4ar})

В настоящей работе помимо отложений платформенной части Волго–Уральской антеклизы рассматриваются также породы Центрального Уральского поднятия. В связи с этим в данном разделе дано описание используемых в работе серий терминального рифея (аршиния).

Кипчакская серия (RF_{4кр})

В настоящее время в пределах Камско–Бельского прогиба выделяются отложения завершающего (терминального) рифея, которые залегают выше песчаников леонидовской свиты верхнего рифея и ниже аркозовых песчаников байкибашевской свиты верхнего венда (Пучков, 2010; Сергеева и др., 2016). Наиболее полный разрез пород указанного стратиграфического подразделения вскрыт в скважине Кипчакская, 1 (рис.1.3), расположенной в центральной части палеорифта. На глубине 3220–3300 м были обнаружены базальты и

основные эффузивы, перекрытые аргиллитами с прослоями алевролитов (содержащих в своем составе большое количество вулканогенного материала).

Серебрянская серия (RF_{4sv})

Отложения серебрянской серии представлены в составе 5 свит: танинской (RF_{4tn}), гаревской (RF_{4gr}), койвенской (RF_{4kv}), бутонской (RF_{4bt}) и керносской (RF_{4kn}). Отложения представлены тиллитовидными конгломератами, песчаными алевролитами, алевролитами, алевроаргиллитами, песчаниками и аргиллитами (в том числе черными).

Вендская система (PR_{2V})

Структурный план вендского комплекса имеет следующие отличительные особенности: вендские отложения залегают преимущественно плащеобразно, разделяясь лишь на Верхнекамскую и Шкапово–Шиханскую впадины, отделенные друг от друга Сарапульско–Яныбаевской седловиной. От подстилающих отложений рифея вендские толщи отделены стратиграфическим угловым несогласием, перекрывая породы приутовской, леонидовской, ольховской и тукаевской свит верхнего и среднего рифея. Максимальная мощность вендского комплекса составляет 1,6–1,8 км.

Вендская система на изучаемой нами территории представлена в составе нижнего (фрагментарно) и верхнего отделов. Среди отложений нижнего венда в пределах анализируемой территории расположены лишь породы веслянской свиты, тогда как верхний венд подразделяется в свою очередь на два комплекса: бородулинский (кыквенская и верещагинская свиты) и кудымкарский (велвинская и краснокамская свиты).

Нижний отдел (PR_{2V1})

Отложения нижнего венда в пределах Волго–Уральской антеклизы изучены достаточно слабо, в основном по отдельным структурным зонам.

В связи с тем, что на сегодняшний день унифицированная схема корреляции этих отложений отсутствует, дальнейшее описание будет дано по отдельности для каждой свиты и серии, имеющей распространение в пределах изучаемой территории.

Сергеевская свита (PR_{2V1sv})

Отложения сергеевской свиты были впервые идентифицированы В.И. Козловым в разрезе скважины Сергеевская, 800 (интервал глубин 2880–2950 м), а также и в других скважинах: Шкаповская, 740 и Кипчакская, 1 (Козлов и др., 2004). Литологически отложения представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Контакты с нижележащими отложениями сергеевской свиты не наблюдались. Мощность свиты варьируется в пределах от 70 до 545 м (Сергеева и др., 2021).

Верхний отдел (PR_2V_2)

Верхневендские отложения в пределах восточной части Волго–Уральской антеклизы распространены достаточно широко (рис.1.5). Исходя из этого, для разных структурно–тектонических зон существуют различные стратиграфические схемы и шкалы (рис.1.2). При этом объем того или иного подразделения зачастую также различается. В связи с этим ниже приведено описание свит верхнего венда, выделенных на территории Верхнекамской впадины (являющейся ключевым объектом проводимого исследования). Сопоставление с подразделениями Шкапово–Шиханской впадины приводится по тексту.

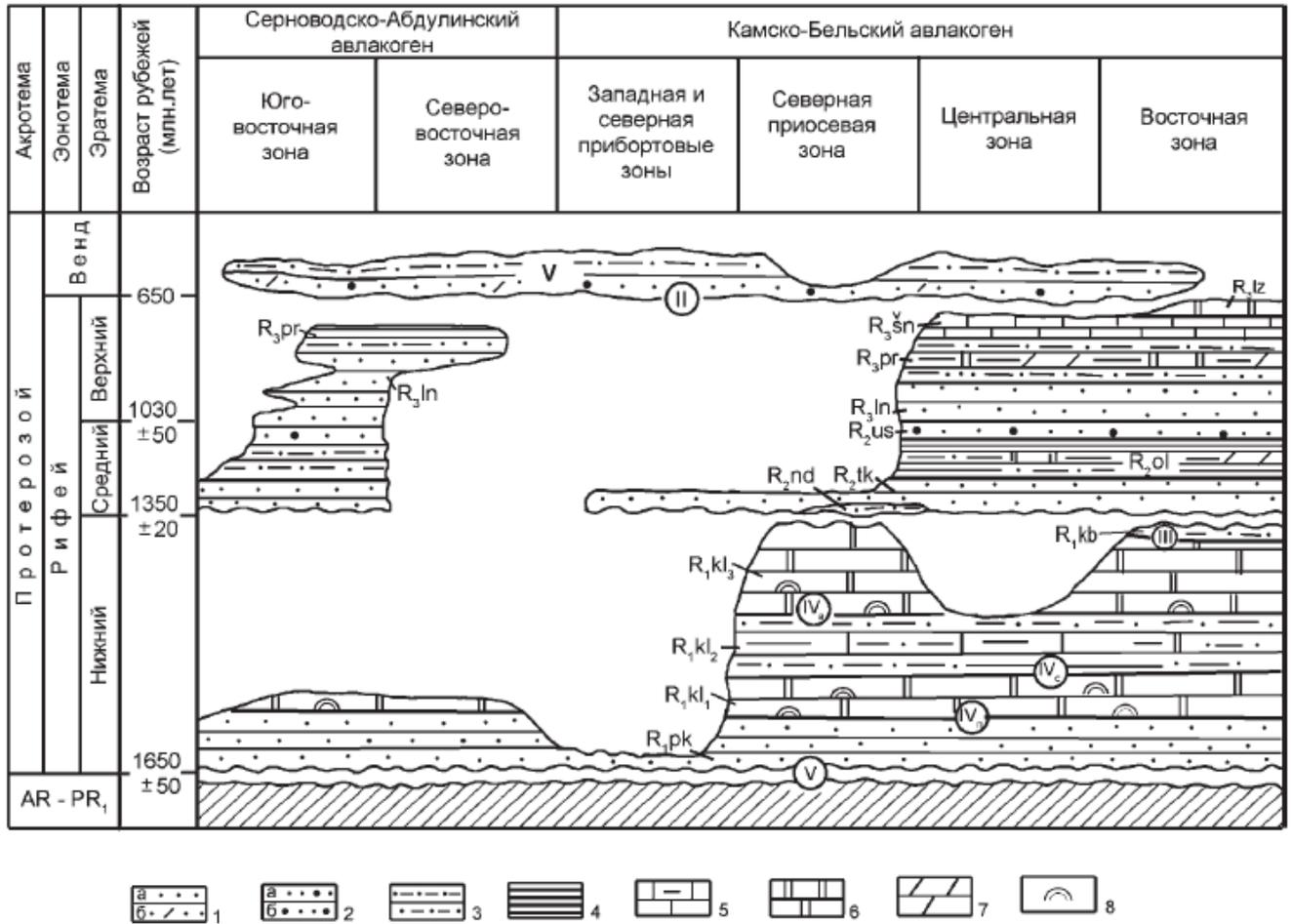


Рисунок 1.5. Схема сейсмо–хроностратиграфической корреляции рифейских осадочных комплексов Волго–Уральской области (Пучков, 2010)

Условные обозначения: 1–2 песчаники: 1 – кварцевые (а), полимиктовые (б), 2 – полевошпатовые (а), аркозовые (б); 3 – алеволиты; 4 – аргиллиты; 5 – известняки и их глинистые разновидности; 6 – доломиты; 7 – мергели; 8 – строматолиты. Стратиграфические подразделения: R – рифей (R_1 – нижний, R_2 – средний, R_3 – верхний); V – венд. Подсерия: pk – прикамская. Свиты: kl – калтасинская. Подсвиты: kl_1 – саузовская; kl_2 – арланская; kl_3 – ашитская; kb – кабаковская; nd – надеждинская; tk – тукаевская; ol – ольховская; us – усинская; ln – леонидовская; pr – приютовская; sn – шиханская; lz – леузинская

Ласьвинский комплекс

Бородулинская серия (PR₂V₂br)

Стратотипом отложений бородулинской серии является разрез одноименной скважины в интервале глубин от 2482 до 2971 метров (Клевцова, 1965). Отложения серии формируют базальную толщу ласьвинского комплекса и разделяются в свою очередь на 2 свиты: кыквинскую и верещагинскую.

Кыквинская свита (PR₂V₂kk)

Кыквинская свита верхнего венда впервые идентифицирована Е.М. Аксеновым в 1967 г. в разрезе скважины Киенгопская, 1 (рис.1.3) (инт. 2324–2412 м). Помимо указанной скважины, отложения этой свиты обнаружены также в скважинах Кудымкарская, 1; Кочевская, 12; Глазовская опорная; Усть–Черная, 18; Черновская, 41; Бородулинская опорная; Тимшерская и др. Стратотипическим аналогом свиты в пределах Шкапово–Шиханской впадины являются отложения байкибашевской свиты (V₂bc). Литологически отложения кыквинской свиты представлены чередующимися между собой серыми полимиктовыми песчаниками и алевролитовыми прослоями, пачками конгломератов, гравелитов и темно–серых аргиллитов. Увеличение грубообломочного материала возрастает при приближении к положительным структурам северной части Волго–Уральской антеклизы. Контакт с нижележащими отложениями рифея и нижнего венда несогласный, размытый. Мощность свиты колеблется от первых метров до 111 м, сокращаясь на склонах Сарапульско–Яныбаевской седловины, переход к вышележающей верещагинской свите нарушенный, с видимым несогласием.

Ископаемые. Цианобактерии: *Bettanelloides sorichevae* (Sok.), *Beltanelliformis brunsaе* (Menner). Акритархи: *Bavlinella faveoleta* (Schep.), *Botuobia wemedskii* (Schep.).

Верещагинская свита (PR₂V₂vr)

Стратотипический разрез отложений верещагинской свиты был впервые выделен А.В. Кутуковым в 1966 г. в разрезе скважины Верещагинская, 37 (инт. 2700–2914 м). Породы указанной свиты несогласно залегают на кыквинских толщах или на породах кристаллического фундамента (Лойненская, 14; Кирсинская, 15). Отложения имеют постепенный контакт с нижележащими толщами кыквинской свиты. Литологический состав свиты представлен серыми аргиллитами, светло–серыми полимиктовыми алевролитами с редкими прослоями песчаников, которые образуют три осадочно–вулканогенных ритма, с тремя подчиненными маркирующими горизонтами туфо–аргиллитов и пепловых туфов. Интересно, что по К–Аг датировкам был установлен возраст отложений свиты, равный 580 млн.лет, что соответствует редкинскому горизонту верхнего венда. Также стоит отметить, что в скважинах Лойнинская, Кирсановская и Ножовская были встречены остатки эдиакарской фауны. Мощность свиты в наиболее полном разрезе составляет 380 м. Отложения верещагинской свиты завершают разрез

бородулинской серии верхнего венда, постепенно переходя к породам кудымкарской серии. Аналогом верещагинской свиты в пределах Шкапово–Шиханской впадины выступают отложения нижней части старопетровской свиты.

Ископаемые. Цианобактерии: *Bettanelloides sorichevae* (Sok.), *Beltanelliformis brunsaе* (Menner). Акритархи: *Bavlinella faveoleta* (Scher.), *Botuobia wemedskii* (Scher.).

Кудымкарская серия (PR₂V₂kd)

Кудымкарская серия верхнего венда объединяет в своем составе породы велвинской и краснокамской свит. Отложения указанного стратиграфического интервала завершают разрез верхнего венда и имеют угловое несогласие с палеозойскими толщами. Стратотип серии выделен Е.И. Клевцовой в 1965 г. в разрезе скважины Кудымкарская (Старцевская), 1 (инт. 2480–2957 м).

Велвинская свита (PR₂V₂vl)

Велвинская свита была впервые выделена Е.М. Аксеновым в составе стратотипического разреза Кудымкарской (Старцевской) скважины в интервале глубин 2308–2582 м, помимо этого, она также представлена в ряде других скважин, таких как Усть–Черная, 18; Кочевская, 12; Бородулинская опорная; Черновская, 41; Краснокамская, 8; Тимшерская и др. Отложения имеют постепенный контакт с нижележащими толщами верещагинской свиты. Литологически отложения представлены чередующимися между собой темно–серыми и пестроцветными аргиллитами, серыми до светло–серых алевролитами и глауконитовыми песчаниками. Велвинские толщи выклиниваются в западных районах Верхнекамской впадины, а также в субширотном направлении в сторону Уральского горноскладчатого сооружения. В наиболее полном разрезе скв. Тимшерская велвинские отложения формируют четыре последовательных осадочных цикла, мощность свиты составляет 315 м. Аналогом отложений свиты на территории Шкапово–Шиханской впадины являются верхние части старопетровской свиты.

Краснокамская свита (PR₂V₂kr)

Отложения краснокамской свиты составляют терминальную часть верхнего венда в пределах Верхнекамской впадины и, соответственно, повсеместно со стратиграфическим несогласием перекрываются отложениями палеозойского комплекса. Стратотип свиты впервые был выделен и идентифицирован Е.Н. Ларионовой в 1953 г. (Стратиграфическая..., 2000; Государственная..., 2014) при изучении разреза скважины Краснокамская, 8Б (инт. 2080–2430 м). Отложения имеют постепенный контакт с нижележащими толщами велвинской свиты. Литологически отложения указанной свиты представлены пестроцветными, преимущественно красноцветными песчаниками и алевролитами полимиктового и полевошпат–кварцевого состава с подчиненными прослоями и пачками аргиллитов. Интересно, что при приближении к Уралу увеличивается мощность и количество песчаных слоев. Мощность свиты достигает 500

м. Стратиграфическим аналогом в пределах Шкапово–Шиханской впадины являются отложения салиховской и карлинской свит шкаповской серии верхнего венда.

Ископаемые. *Акритархи: Leistrichoides gracilis* (Pjet.), *L. Obsuleta* (Naum.), *Нитчатые цианобактерии: Trachytrichoides cf. ovalis* (Herm.).

ФАНЕРОЗОЙСКАЯ ЭОНОТЕМА (РН)

Палеозойская эратема (PZ)

Девонская система (D)

На размытой поверхности верхнепротерозойских отложений или кристаллического фундамента залегают различные горизонты нижнего, среднего и верхнего отделов девонской системы (Решение..., 1990).

Нижний отдел (D₁)

Лохковский ярус (D_{1l})

Отложения лохковского яруса представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, реже гравелитами, нередко известняками (водорослевыми и органогенно–обломочными) мощностью до 200–350 м. Контакт с нижележащими породами несогласный.

Пражский ярус (D_{1p})

Представлен известняками светлыми, массивными, мощностью до 180–200 м. Контакт с нижележащими породами несогласный.

Эмский ярус (D_{1e})

Отложения эмского яруса представлены толщами такатинского, вязовского, койвинского и бийского горизонтов. В литологическом отношении нижняя часть (такатинский, вязовский и койвинский горизонты) сложена терригенными породами: аргиллитами, алевролитами, песчаниками и реже гравелитами, верхняя (часть койвинского горизонта и бийский горизонт) представлена карбонатами – известняками, мергелями, доломитами с редкими прослоями аргиллитов. Суммарная мощность отложений эмского яруса – до 205 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный, иногда несогласный.

Ископаемые. *Favosites goldfussi* (Orb.), *Syringopora eifeliensis* (Schl.), *Arcophyllum* sp., *Campophyllum* sp., *Megastrophia uralensis* (Vern.), *Zdimir conspecta var. contracta* (Tjzh.), *Uncinulus subsphaerica* (Evd.), *Emanuella ex gr. subumbona* (Hall), *Nuguschella polita* (Tjzh.), *Elythyna zossika* (Ljasch.), *Athyris pelapayensis* (Arch. et Vern.), *членики криноидей Cupressocrinites rossicus* (Antr.).

Средний отдел (D₂)

Отложения отдела широко распространены в пределах восточной части Волго–Уральской антеклизы, сложены преимущественно терригенными породами. В подошве среднедевонские

толщи перекрывают толщи выветривания кристаллического фундамента, а также отложения рифея и венда. Среднедевонские отложения представлены в объеме отложений эйфельского и живетского ярусов.

Эйфельский ярус (D_{2ef})

В стратиграфическом отношении отложения эйфельского яруса подразделяются на 2 самостоятельных горизонта: бийский и афонинский. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный, иногда несогласный.

Бийский горизонт (D_{2ef1})

Породы бийского горизонта в пределах восточной части Волго–Уральской антеклизы представлены преимущественно карбонатными отложениями. Для них характерны известняки глинистые, серые, реже доломитизированные с прослоями мергелей и глин. Доломиты серые, темно–серые, глинистые, тонкозернистые. Породы в основном пестроокрашенные, ожелезненные. Мощность бийского горизонта изменяется от 0 до 49 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный, иногда несогласный.

Ископаемые. *Строматопороидеи:* *Clethrocoilona abeona* (Yavor.), *C. lozvaensis* (Yavor.), *Etelodictyon fallax* (Lec.). *Табуляты:* *Chaetetes tenuis* (Prech.), *Favosites goldfussi* (Orb.), *F. bijaensis* (Sok.). *Ругозы:* *Stenophyllum uralicum* (Soshk.), *Mansyphyllum soeticum* (Schlut.), *Thamnophyllum uniense* (Soshk.). *Брахиоподы:* *Zdimir baschkiricus* (Vern.), *Z. pseudobaschkiricus* (Tschern.), *Gypidula pseudoareta* (Tjzh.), *G. culta* (Tjzh.), *Megastrophia uralensis* (Vern.), *Pseudouncinulus nugushensis* (Tjzh.), *Atrypa urukensis* (Tjzh.), *Neokarpinskia ivdelensis* (Khod.). *Остракоды:* *Bairdiocypris gerassimovi* (Rozhd.), *Microcheilinella enormis* (Rozhd.), *Reversocypris pokornyi* (Rozhd.), *Baschkirina sublimis* (Rozhd.), *Pachydomella magna* (Rozhd.). *Аммоноидеи:* *Verneroceras ruppachense* (Vern.). *Конодонты:* *Pandorinellina expansa* (Uyeno), *Pelekis gnethus* sp., *Polygnathus costetus petulus* (Klapp.), *P. linguiformis bultyncki* (Wedd.). *Водоросли:* *Girvanella ducii* (Weth.), *Sphaerocodium devonicum* (Masl.).

Афонинский надгоризонт (D_{2af})

Афонинский горизонт также представлен известняками, прослоями доломитов, известковистых аргиллитов, мергелей и кремней, в которых обнаружены характерные для этого уровня комплексы брахиопод, остракод, конодонтов и др. Помимо этого в разрезе афонинских отложений имеются также аргиллиты. Необходимо заметить, что в восточной части Волго–Уральского региона присутствуют стратиграфические аналоги афонинского горизонта (клинцовский, мосоловский и чернойарский горизонты). Мощность отложений варьируется до 170 м, однако зачастую не превышает 25 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Гониатиты: *Agoniatites inconstans* (Phill.), *Pinacites jugleri* (Roem.), *Homoctenus infradomanicus* (G. Ljasch.), *Strietostyliolina uralica* (G.Ljasch.). Брахиподы: *Gypidula subbrevirostris* (Tjzh.), *Spinatrypa bifidaeformis* (Tschern.), *S. subspinosa* (Laz.), *Chascothyris tschernyschewi* (Holz.), *Bornhardtina plana* (Tjzh.). Остракоды: *Aparchitellina agnes* (L.Egor.), *Selebretina ajensis* (Rozhd.), *Cavellina longete* (L.Egor.), *Voronina voronensis* (L.Egor.), *Uralina scrobiculeta* (Pol.). Конодонты: *Polygnathus xylus ensensis* (Ziegl.), *P. costatus costatus* (Klapp.), *P. oblongus* (Wedd.), *P. angusticostatus* (Wit.).

Живетский ярус (D_{2zv})

Представлен в составе старооскольского надгоризонта в объеме стратиграфических подразделений: воробьевский, ардатовский и мулинский горизонты. В подошвенной и кровельной частях эти отложения залегают с видимым несогласием. Общая мощность яруса в пределах исследуемой территории составляет в среднем 74 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Воробьевский горизонт (D_{2vb})

Отложения воробьевского горизонта со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях бийского горизонта, афонинского надгоризонта либо на породах венда. В литологическом отношении породы представлены аргиллитами зеленовато–серыми хлорит–каолинитовыми и каолинит–гидролюдистыми с подчиненными линзами шамозита (Боголюбово, Пазялино, Мишкино). На некоторых структурно–тектонических уровнях в их основании залегают мелкозернистые песчаники с тонкой горизонтальной и косой слоистостью, а также с желваками и стяжениями пирита и растительным детритом. Мощность отложений в пределах исследуемой территории варьируется от 0 до 41 м. Стратотипическим является разрез горизонта вблизи села Воробьевка (Воронежская область). Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Брахиподы: *Chonetes vorobjensis* (Ljasch.), *Emanuella vorobjensis* (Ljasch.), *E. pachyrincha* (Vern.), *Stringocephalus burtini* (Defr.). Остракоды: *Hollinella cornuta* (G.Ljasch.), *Jenningsina vorobjensis* (G.Ljasch.), *Healdianella ermakovae* (G.Ljasch.), *Bairiocepris arcus* (Logv.). Споры: *Symbosporites magnificus* (McGreg. et Camf.), *Geminospora extensa* (Naum., Gao), *G. compta* (Naum.), *G. pustuleta* (Naum.), *Hymenozonotriletes tichonovitschi* (Dschark).

Ардатовский горизонт (D_{2ard})

Отложения ардатовского горизонта имеют в пределах исследуемой территории ограниченное распространение, так или иначе связанное с особенностями осадконакопления на рубеже среднего–позднего девона. Породы представлены известняками, аргиллитами и мергелями. В подошвенной части имеют место слои (до 9 м) песчаников и алевролитов. Общая мощность доходит до 23 м. Стратотипический разрез ардатовского горизонта расположен в

скважине Ардатовская, 1 (рис.1.3) Туймазинского района в интервале глубин от 1700 до 1721 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Брахуоподы:* *Lingula miciformis* (Mikr.), *Variatrypa zoneta* (Schnur.), *Stringocephalus burtini* (Defr.), *Emanuella pachyrincha* (Vern.), *E. Subumbona* (Hall). *Трилобиты:* *Dechenella romanovskii* (Tschern.). *Остракоды:* *Gravia volgensis* (Pol.), *Svantovites posneri* (Pol.), *Bairdia plicetula* (Pol.). *Конодонты:* *Polygnathus varcus* St. *Муоспоры:* *Geminospora violabilis* (Tschibr., Owens), *G. extensa* (Naum., Gao), *G. visenda* (Tschibr., Owens), *G. meonacantha* (Naum., Owens), *Iugisporis impolitus* (Naum., Oshurk.), *Acanthotriletes serretus* (Naum.), *Hymenozonotriletes ceheber* (Tschibr.).

Мулинский горизонт (D_{2ml})

Мощность отложений мулинского горизонта дифференцирована в зависимости от положения структурно–фациальной зоны накопления отложений и варьируется от 7 до 22 м. В литологическом отношении породы мулинского горизонта представлены известковистыми алевролитами и аргиллитами, в основании горизонта залегают песчаники, спорадически замещаемые глинистыми прослоями. Стратотип мулинского горизонта расположен вблизи деревни Розаевка Республики Башкортостан. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Муоспоры:* *Geminospora extensa* (Naum., Gao), *G. micromanifesta* (Naum., Owens), *Gravisporites basilaris* (Naum., Pashk.), *Cymbosporites magnificus* (McGreg. et Camf.), *Samarisporites longeteuu* (All.). *Кораллы:* *Auloporarepens* (Goldf.). *Брахуоподы:* *Linguipora caetana* (Mikr.), *Stropheodonta rossica* (Ljasch.), *Varioatrypa zoneta* (Schnur), *Emanuella pachyrincha* (Vern.), *Stringocephalus burtini* (Defr.), *Atrypa aljabiensis* (Ljasch.). *Остракоды:* *Uchtovia abundans* (Pol.), *Selebretina curta* (Rozhd.), *Bairdiocypris plicetillis* (Rozhd.), *Microcheilinella givetica* (Rozhd.).

Пашийский горизонт (D_{2ps})

Отложения пашийского горизонта являются терминальными для среднего девона и имеют мощность до 70 м. Песчаники, формирующие основу литологического состава горизонта, обычно светло–серые, почти белые, мелкозернистые, неяснослоистые, хорошо отсортированные. Алевролиты серые с коричневатым и зеленоватым оттенками, неравномерно глинистые, неяснослоистые. Аргиллиты зеленовато–серые, тонкослоистые. Практически вся толща пашийских отложений пиритизирована и содержит остатки наземной растительности и фауны. Периодически в составе отложений пашийского горизонта можно встретить карбонатные прослои мощностью до 7 м. Стратотип горизонта расположен в пределах северо–западной окраины г. Пашия (Средний Урал). Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Брахиподы*: *Schizophoria ivanovi* (Tschern.), *Atrypa douvillei* (Mans.), *Uchtospirifer purchisonianus* (Vern.). *Конодонты*: *Schmidtognathodus aff. hermanni* (Ziegl.), *Palmatolepis cf. disparilis* (Ziegl. et Klap.), *Polygnathus cristetus* (Hinde.). *Муоспоры*: *Geminospora micromanifesta* (Naum., Owens), *G. longa* (Naum., Obukh.), *Tholisporites variabilis* (Naum., Oshurk.), *Reticuletis porites perlotus* (Naum., Obukh.), *Contagisporites optivus* (Tschibr., Owens), *Archaeotriletes fidus* (Naum.), *Calypptosporites krestovnikovii* (Naum., Obukh.).

Верхний отдел (D₃)

Отложения верхнего отдела девонской системы являются наиболее изученными в разрезе восточной части Волго–Уральской антеклизы. Указанная особенность связана со специфическими геодинамическими и седиментационными особенностями, обусловившими формирование верхнедевонских толщ. Верхнедевонские отложения входят в состав карбонатного комплекса верхнего девона–турне и характеризуются преимущественно глинисто–карбонатно–кремнистым литологическим составом. В состав верхнего отдела девонской системы включены следующие яруса: франский и фаменский.

Франский ярус (D_{3f})

Отложения франского яруса подразделяются на 3 подъяруса: нижнефранский, среднефранский и верхнефранский.

Нижний подъярус (D_{3f1})

Нижнефранский подъярус верхнего отдела девонской системы включает в себя горизонты: тиманский и саргаевский.

Коми надгоризонт

Тиманский горизонт (D_{3tm})

В литологическом отношении горизонт представлен терригенными и карбонатными породами. Нижняя терригенная пачка большей мощности представлена алевролито–аргиллитовыми породами с подчиненными прослоями песчаника. Алевролиты серые, темно–серые, неравномерно глинистые, крупнозернистые. Аргиллиты серые с зеленоватым и коричневатым оттенком, тонкослоистые. Песчаники, серые, мелкозернистые, с глинистыми прослоями, ожелезненные. Верхняя карбонатная пачка представлена преимущественно известняками с прослоями доломитов и аргиллитов. Известняки серые, темно–серые, неравномерно глинистые, тонкозернистые, органогенно–детритовые, с обильными остатками кораллов, брахиопод, остракод и пелеципод. Доломиты коричневато–серые, мелкозернистые, неяснослоистые. Мощность горизонта варьируется от 9 до 36 м. Стратотип тиманских отложений расположен на р. Ухта в пределах пос. Водный (Южный Тиман). Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые: брахиоподы: *Uchtospirifer timanicus* (Ljasch.), *U. formosus* (Ljasch.), *U. nalivkini* (Ljasch.), *Leiorhynchus uchtensis* (Ljasch.). Остракоды: *Buregia egorovi* (Pol.), *Uchtovia polenovae* (Eg.), *Cavellina devoniana* (Eg.), *Ornetella multiplex* (Rozhd.). Конодонты: *Ancyrodella binodosa* (Uyeno), *Polygnathus decorosus* (Stauf.), *P. normalis* (Mill. et Young.), *P. longeta* (Br.), *Icriodus nodosus* (Br. et Mehl.). Тентакулиты: *Hoeninghausia uchtensis* (Keys.), *H. nalivkini* (G.Ljasch.). Рыбы: *Astrolepis longa* (Eichw.), *Haplacanthus hermanensis* (Gross) (внизу); *Astrolepis longet* (Rohon), *Botriolepis prima* (Gross.) (вверху). Споры: *Acanthotriletes bucerus* (Tschibr.), *A. tenuispinosus* (Naum.), *Tholisporites variabilis* (Naum., Oshurk.), *Contagisporites optivus* (Tschibr., Owens), *Calyptosporites krestovnikovii* (Naum., Oshurk.).

Российский надгоризонт

Саргаевский горизонт (D_{3sr})

Отложения саргаевского горизонта в литологическом отношении представлены преимущественно карбонатами: известняками и доломитами. Известняки обычно с коричневатым оттенком за счет слабой битуминозности, неравномерно глинистые и неравномерно доломитизированные, с включениями пирита. Доломиты серые с коричневатым оттенком, мелкозернистые, с редкими кавернами. В северном – северо-западном направлении увеличивается доломитизация пород, в некоторых районах появляются прослои доломитов с редкими включениями ангидрита. Мощность саргаевского горизонта в пределах изучаемой площади варьируется в среднем от 2 до 25 м. Стратотип горизонта расположен в долине р. Раузьяк у села Саргаево (западный склон Южного Урала). Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Брахиоподы: *Hypothyridina calva* (Mark.), *Ladogia meyendorfi* (Vern.), *Cupularostrum timanicus* (Ljasch.), *Semitoechia polita* (Ljasch.), *Mucrospirifer novosibiricus* (Toll), *Nordella orbiculeta* (Ljasch.). Остракоды: *Marginia tuberculata* (Rozhd.), *Cavellina chvorostanensis* (Pol.), *Healdianella cuneata* (Rozhd.), *Acretia longa* (Zasp.), *Entomozoe (Richteria) scabrosa* (Pol.). Конодонты: *Ancyrodella rotundiloba rotundiloba* (Br.), *A. rotundiloba aleta* (Gl. et Klapp.), *Polygnathus asymmetricus asymmetricus* (Bisch. et Ziegl.), *P. asymmetricus ovalis* (Ziegl. et Klapp), *Palmatolepis transitans* (Sann.). Гониатиты: *Timanites keyserlingi* (Moell.), *Tornoceras simplex* (Buch.). Рыбы: *Psammosteus meandrinus* (Ag.), *Asterolepis longet* (Rohon), *Bothriolepis longete* (Pander), *Letvius grevingki* (Ag.), *Laccognathus panderi* (Gross), *Haplacanthus perseensis* (Gross). Споры: *Geminospora micromanifesta* (Naum., Owens), *Tholisporites variabilis* (Naum., Oshurk.) var. *insignis* (Senn.), *Contagisporites optivus* (Tschibr., Owens), *Ancyrospora longa* (Naum., M.Rask. et Obukh.), *Calyptosporites krestovnikovii* (Naum., Oshurk.), *Lophozonotriletes grumosus* (Naum.), *Tuberculiretusispora domanica* (Naum., Oshurk.), *Retusotriletes communis* (Naum.).

Средний подъярус (D_{3f_2})

Среднефранский подъярус в пределах восточной части Волго–Уральской антеклизы представлен в объеме доманикового горизонта.

Доманиковый горизонт (D_{3dm})

Доманиковые отложения в основном приурочены к Камско–Кинельской системе прогибов (ККСП), представлены темно–коричневыми, почти черными битуминозными пиритизированными известняками, участками окремнелыми, глинистыми, плотными с подчиненными прослоями чёрных биуминозных сланцев, мергелей и доломитов. Литологическое расчленение доманиковых отложений обычно зависит от положения области накопления толщ, которые в это время были резко расчлененными. В общем плане, доманиковые отложения формировались в осевых относительно глубоководных (до 200–250 м) зонах ККСП (аргиллиты и мергели, кремнистые породы, обогащенные органическим веществом), а также в условиях внешнего шельфа (переходные фации – глинисто–карбонатные толщи) и мелководной части платформы (органогенные карбонатные постройки, отложения карбонатных платформ и др.). По литологическому составу доманикиты относятся к группе глинисто–карбонатно–кремнистых пород. Мощность доманикового горизонта различна – от 3 м (на сводах) до 55 м (в осевых зонах ККСП). Стратотипом доманиковых отложений является разрез р. Доманик (Южный Тиман). Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Брахиоподы: *Nervostrophiaasella* (Vern.), *Stenometoporphynchus pavlovi* (Mufke), *S. domanicensis* (Mark.), *Cyrtospirifer schelonicus* (Nal.), *Anethyris helmersenii* (Buch). Остракоды: *Knoxiella dubia* (Pol.), *Uchtovia longeta* (Gleb. et Zasp.), *Ellesmerina philippovae* (Eg.), *Nodella svinordensis* (Zasp.), *Entomozoe (Richteria) distincta* (Pol). Конодонты: *Polygnathus timanicus* (Ovn.), *P. asymmetricus* (Bisch. et Ziegl.), *Palmatoltpis hassi* (Muell.); в верхах *Ancyrognathus triangularis* (Young.), *Nothognetella magna* (Tscher.), *Palmatolepis proversa* (Ziegl.). Гониатиты: *Monticoceras ammon* (Keys.), *Ponticeras uchtense* (Keys.). Рыбы: *Jarvikina wenjukowi* (Rohon). Муоспоры: *Hymenozonotriletes dentatus* (Naum.), *H. argutus* (Naum.), *Archaeoperisaccus menneri* (Naum.), *Geminospira rugosa* (Naum., Obukh.), *Perisaccus domanicus* (Naum.), *P. devonicus* (Naum.), *P. indivisus* (Naum.), *P. communis* (Naum.).

Верхний подъярус (D_{3f_3})

Отложения верхнефранского подъяруса представлены в составе речицкого, воронежского, евлановского и ливенского горизонтов.

Речицкий горизонт (D_{3rc})

Отложения речицкого горизонта в основном представлены глинисто–карбонатно–кремнистыми сланцеватыми темными породами (в пределах ККСП – высокоуглеродистыми), с

подчиненными прослоями радиоляритов, известняков микрозернистых битуминозных и органогенно–обломочных. Типовым разрезом для речицкого горизонта является разрез скв. Речицкая, 74–р, в интервале глубин: 2998–3032 м. Общая мощность отложений указанного стратиграфического подразделения в среднем – до 60 метров. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Фораминиферы: *Vicinisphaera squalida* (Antr.), *Multiseptida coralina* (Вук.).
Аммоноидеи: *Manticoceras intumescens* (Beur.), *M. cordatum* (Sandb).

Воронежский горизонт (D_{3vr})

Отложения воронежского горизонта представлены обычно в нижней части известняками, карбонатными брекчиями с прослоями карбонатно–кремнистых сланцеватых пород. Далее, вверх по разрезу они сменяются на карбонатно–кремнистые сланцеватые породы с прослоями известняков, обогащенных органическим веществом, помимо прочего, в литологическом составе этих пород также присутствуют радиоляриты, реже доломиты и пачки карбонатных брекчий с углеродистым заполнителем. В среднем мощность воронежского горизонта составляет 60 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Руководящие формы. Миоспоры: *Lohozonotriletes grumosus* (Naum.), *L. crassetus* (Naum.), *Diaphanospora rugosa* (Naum., Balme et Hass.), *Geminosporarugosa* (Naum., Obukh.), *Gravisporites nalivkini* (Naum., Zbuk. comb. Nov.), *Archaeoperis accusmenneri* (Naum.), *A. ovalis* (Naum.), *A. concinnus* (Naum.) – *нижневоронежский подгоризонт*; *Lophozonotriletes grumosus* (Naum.), *Kedoesporites imperfectus* (Naum., Obukh.), *Knoxisporites livnensis* (Naum., Oshurk.), *Geminospora rugosa* (Naum., Obukh.), *Archaeoperis accusovalis* (Naum.), *A. concinnus* (Naum.) – *верхневоронежский подгоризонт*. **Кораллы:** *Aulopora vermiculeta* (Soshk.) – *нижневоронежский подгор.*; *Diaphillum lyskovensis* (Erm.) – *верхневоронежский подгор.* **Брахииоподы:** *Adolfia krestovnikovi* (Ljasch.), *Teodossia uchtensis* (Nal.) – *нижневолжский подгор.*; *Teodossia parva* (Ljasch.), *T. tanaica* (Nal.) – *верхневоронежский подгор.* **Остракоды:** *Selebretina legibilis* (Pol.), *Donellina grandis* (Eg.), *Knoxites menneri* (Eg.), *Acretia voronegiana* (Eg.) – *нижневоронежский подгор.*; *Acretia evlanensis* (Eg.), *A. silincula* (Pol.), *A. voronegiana* (Eg.), *Famenella evlanensis* (Pol.) – *верхневоронежский подгор.* **Конодонты:** *Palmatolepis gigas semichatovae* (Ovn.), *P. unicornis* (Mull. et Mull.), *Polygnathus churkini* (Sov. et Fun.) – *нижневоронежский подгор.*; *Polygnathus churkini* (Sov. et Fun.), *P. subletus* (Ulr. Et Bassl.), *P. unicornis* (Mull. et Mull.) – *верхневоронежский подгор.*

Евлановский горизонт (D_{3ev})

Породы евлановского горизонта представлены известняками слабо битуминозными, органогенно–обломочными, а также карбонатными брекчиями с пропластками углеродистых глинисто–карбонатно–кремнистых сланцеватых пород. Мощность горизонта – менее 50 м.

Стратотип расположен в с. Евланово, ручей Тим, р. Сосна. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ливенский горизонт (D_{3lv})

В целом разрез ливенского горизонта по своему литологическому составу схож с породами евлановского горизонта – в нем также присутствуют карбонатные брекчии, глинисто–карбонатно–кремнистые углеродистые прослои. Отличительной особенностью является наличие шламовых известняков, битуминозных и обломочных доломитов. Мощности варьируются в достаточно широких пределах, обычно составляют не более 50 м. Стратотип расположен в г. Ливны, в долине р. Ливенка. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Конодонты: *Polygnathus australis* (Drice), *P. declinetus* (Arist.). Муоспоры: *Knoxisporites polymorphus* (Naum., Bramen et Hills), *Auroraspora speciosa* (Naum., Obukh.), *Hymenozonotriletes deliquescens* (Naum.), *Archaeoperis accus mirus* (Naum.).

Фаменский ярус (D_{3fm})

Отложения этого яруса прослеживаются по всей территории. Зачастую они сложены известняками светло–серыми, почти белыми, иногда доломитизированными, неяснослоистыми, с включениями ангидритов и доломитов известковистых, светло–серых, прослоями слабоглинистых, местами окремнелых. В стратиграфическом отношении фаменский ярус подразделяется на 3 подъяруса. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Нижний подъярус (D_{3fm1})

Отложения нижнефаменского подъяруса подразделяются на следующие горизонты: волгоградский, задонский и елецкий.

Волгоградский, задонский, елецкий горизонты (D_{3vl}, D_{3zd}, D_{3el})

Отложения нижнефаменского подъяруса в пределах исследуемой территории стратиграфически не разделены. В литологическом отношении они представлены чередованием известняков светло–серых, серых, на севере пестроцветных, мелкозернистых, органогенно–обломочных, детритовых, в различной степени доломитизированных, неяснослоистых и массивных. В качестве прослоев присутствуют глинисто–карбонатно–кремнистые толщи, обогащенные органическим веществом. Средняя мощность 250 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. Брахуоподы: *Bairdiocypris livnensis* (Eg.), *Bairdia approba* (Netch. et Sm.), *Ceretina pakiensis* (Netch. et Sm.). Муоспоры: *Knoxisporites polymorphus* (Naum., Bramen et Hills), *Auroraspora speciosa* (Naum., Obukh.), *Hymenozonotriletes deliquescens* (Naum.), *Archaeoperisaccus mirus* (Naum.).

Средний подъярус (D_3fm_2)

Средний подъярус верхнего девона в пределах востока Волго–Уральской антеклизы выделен в составе следующих горизонтов: лебедянский, оптуховский и плавский. На изучаемой территории данные горизонты по литолого–стратиграфическим признакам не расчленены.

Лебедянский, оптуховский, плавский горизонты (D_3lb, D_3op, D_3pl)

Отложения лебедянского, оптуховского и плавского горизонтов в литологическом отношении представлены в основном известняками, глинистыми известняками, обломочными карбонатными породами по типу конгломерато–брекчий, углеродистыми глинисто–карбонатно–кремнистыми породами, мергелями и доломитами. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Остракоды:* *Fossirichterina intereosteta* (Met.), *Aparchitellina baituganensis* (Sam.), *Bouchekius rotundus* (Rozhd.), *Bairdiocypris orientalis* (Sam.). *Остракоды:* *Kloedenellitina longa* (Tschig.), *K. kuleschovkensis* (Eg.) var. *prima* (Sam. et Sm.), *Phlyctiscapha lebedianica* (Tschig.), *Cavellina tambovensis* (Sam.). *Споры и пыльца:* *Diaphanospora rugosa* (Naum., Balme et Hass).

Верхний подъярус (D_3fm_3)

В стратиграфическом отношении верхнефаменский подъярус представлен нерасчлененным разрезом озерского, хованского и зиганского горизонтов.

Озерский, хованский и зиганский горизонты (D_3oz, D_3hv, D_3zg)

Породы озерского, хованского и зиганского горизонтов в пределах изучаемой территории представлены известняками микро–, тонкозернистыми, брекчиевидными, неравномерно детритовыми и глинистыми. В качестве прослоев и пачек присутствуют обогащенные ОВ глинисто–карбонатно–кремнистые сланцеватые толщи. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *миоспоры:* *Retispora lepidophyta* (Kedo, Playf.), *Grandispora facilis* (Kedo, Avkh.), *G. distincta* (Naum., Avkh.), *G. famenensis* (Naum., Stree), *Diducites versabilis* (Kedo Van Veen), *Cyrtospora crisifera* (Lub.) V. Der (Zwan), *Verrucosisporites mesogrumosus* (Kedo, Byvsch.), *Knoxisporites literetus* (Waltz, Playf.). *Брахииоподы:* *Sinotectirostrum otrada* (Ljasch.).

Каменноугольная система (C)

Отложения каменноугольной системы в пределах восточной части Волго–Уральского региона распространены повсеместно и представлены в составе всех трех отделов: нижнего, среднего и верхнего отделов каменноугольной системы. Во время формирования отложений имели место 2 крупных стратиграфических перерыва: предвизейский и предбашкирский (Решение..., 1987).

Нижний отдел (C₁)

Нижний отдел каменноугольной системы выделяется в объеме трёх ярусов: турнейского, визейского и серпуховского.

Турнейский ярус (C_{1t})

Отложения турнейского яруса замыкают верхнедевонско–турнейский глинисто–карбонатно–кремнистый комплекс Камско–Кинельской системы прогибов, после формирования этого комплекса происходит смена структурно–литологического плана территории, отразившаяся на седиментофонде каменноугольных отложений, а также на мощности отложений. В составе турнейского яруса выделяют гумеровский, малевский, упинский, черепетский, кизеловский горизонты и косьвинский горизонты. Мощность отложений турнейского яруса изменяется от 0 до 425 м.

Осадки турнейского века отлагались в условиях мелководной морской обстановки и представлены двумя типами разрезов: карбонатным и терригенно–карбонатным.

Карбонатный разрез развит за пределами Камско–Кинельской системы прогибов и на ее бортах, сложен известняками с редкими прослоями доломитов. Местами в кровле известняков встречаются прослойки аргиллитов. Известняки серые и темно–серые, плотные, массивные, местами трещиноватые, пористые, кавернозные, неслоистые.

Терригенно–карбонатный разрез распространен в осевых и прибортовых частях Камско–Кинельской системы впадин и сложен известняками с прослоями аргиллитов, аргиллитами с прослоями известняков – в приосевых частях. Известняки серые и темно–серые, битуминозные, зернистые, трещиноватые, плитчатые. Аргиллиты темно–серые, известковистые, тонкоплитчатые, битуминозные.

Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые: фораминиферы (*турнейеллиды*, *эндотириды*, *паратуррамминиды*, рода *Bisphaera* и др.), брахиоподы родов *Rugosochonetes*, *Plicochonetes*, *Pustula*, *Punctospirifer* и др.

Косьвинский горизонт (C_{1ks})

Отложения косьвинского горизонта представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками, редко известняками и доломитами. Мощность его изменяется от 0 до 50 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Tournayella moelleri* (Mal.), *Endothyra costifera* (Lip.), *Dainella chomatica* (Dain), *Eostaffella versabilis* (Orl.), *Palaeotextularia diversa* (N. Tchern.), *Tetretaxis kiselicus* (Malakh.). Ругозы: *Caninia cylindrica* (Scoul), *Uralinia multiplex* (Ludw.), Брахиоподы: *Megachonetes zimmermani* (Раецк.), *Daviesiella comoides* (Sow.), *Levitusia humerosa* (Sow.), *Pustula pyxidiformis* (Kon.). Аммоноидеи: *Merocanites*, *Muensteroceras*, *Fascipericyclus fasciculetus* (M. Coy.).

Визейский ярус (C_{IV})

Отложения визейского яруса представлены в составе двух подъярусов: кожимского и окского. Кожимский надгоризонт включает радаевский и бобриковский горизонты, окский – на тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный, иногда несогласный.

Ископаемые: брахиоподы родов *Gigantoproductus* и др., кораллы родов *Dibunophyllum* и *Siphonodendron*; из фораминифер – эндотириды, архедисциды *Archaediscus*, фузулиноиды *Eostaffella* и др.

Кожимский надгоризонт (C_{Ikh})

Радаевский горизонт (C_{Ird})

Отложения радаевского горизонта в литологическом отношении представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов с редкими подчиненными линзами известняков, доломитов, сидеритов и каменных углей. Мощность горизонта изменяется от 5 до 57 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Mediocris mediocris* (Viss.), *M. breviscula* (Gan.), *Dainella chomatica* f. *longet* (Brazh.), *Endothyranopsis elenovkensis* (Brazh.). Споры и пыльца: *Tripartites incisotrilobus* (Naum., Pot. et Kr.), *Cyclogranisporites rugosus* (Naum., Oshurk).

Бобриковский горизонт (C_{Ibb})

Отложения бобриковского горизонта представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями каменных углей. Песчаники кварцевые, неравномерно известковистые, светло–серые, слабо– и среднесцементированные, с обугленным растительным детритом, а также включениями пирита, желваками сидерита, и прослоями оолитов. Алевролиты темно–серые, глинистые, крупно– реже мелкозернистые. Аргиллиты темно–серые, почти черные, углистые, тонкослоистые, с включениями пирита. Мощность горизонта изменяется от 0 до 100 м.

Ископаемые. Споры и пыльца: *Knoxisporites literetus*, *Valletisporites intermedius*, *Valletisporites variabilis*.

Окский надгоризонт (C_{Iok})

Тульский горизонт (C_{Itl})

Распространен повсеместно и согласно залегает на различных по возрасту породах. Он подразделяется на две пачки: терригенную и карбонатную.

Терригенная пачка установлена во всех разрезах и представлена переслаиванием алевролитов и песчаников, каменных углей, соотношение которых на различных участках территории неодинаково. Алевролиты темно–серые, кварцевые, мелкозернистые, горизонтально–слоистые, с растительным детритом и включениями пирита. Аргиллиты темно–

серые, почти черные, тонкослоистые, иногда пиритизированные. Песчаники светло–серые, неравномерно глинистые и известковистые, преимущественно мелкозернистые, с многочисленными обуглившимися растительными остатками.

Карбонатная пачка достигает мощности 25 м, представлена известняками с подчиненными прослоями доломитов, иногда терригенных пород и каменных углей. Известняки темно–серые, неравномерно глинистые, с включениями пирита, с остатками фораминифер и брахиопод. Доломиты известковистые, плотные, крепкие, иногда с включениями гипса и ангидрита.

Общая мощность тувльского горизонта изменяется от 5 до 90 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Endothyra crassa* (Raus. et Reitl.), *Globoendothyra globulus* (Eichw.), *Archaediscus krestovnikovi* (Raus.), *Tetretaxis angusta* (Viss.), *Eostaffella prisca* (Raus.), *E. versabilis* (Orb.), *Pseudoendothyra struvei* (Moell.), *Archaediscus karreri nana* (Raus.).

Алексинский горизонт (C_{1al})

Отложения алексинского горизонта представлены переслаиванием доломитов и известняков с редкими пропластками аргиллитов и алевролитов. Мощность варьируется в пределах 3–77 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Bradyina rotula* (Eichw.), *Archaediscus moelleri gigas* (Raus.), *Eostaffella ikensis* (Viss.), *E. proikensis* (Raus.), *E. mosquensis* (Viss.), *Endothyranopsis crassa* (Brady), *Plectogyra samarica* (Raus.). Кораллы: *Orionastraea kurakovensis* (Dobr.), *Lithostrotion junceum* (Flem.), *Lonsdaleia percrassa* (Dobr.), *Caninia* ex gr. *inostranzevi* (Stuck.). Брахиоподы: *Semiplanus semiplanus* (Schw.), *Gigantoproductus praemoderatus* (Sar.), *G. submaximus* (Bo1kh.), *G. striato–sulcatus* (Schw.); в глинистых известняках *Rugosochonetes laguessianus* (Kon.), *Lingula squamiformis* (Phill). Гониатиты: *Beyrichoceratoides longete* (Phill). Остракоды: *Cornigella tuberculospinosa* (Jones et Kirkby), *Cavellina longete* (Jones et Kirkby). Споры и пыльца: *Perisaccus primigenius* (Dyb. et Jach.), *Granuletiaporites piroformis* (Loose).

Михайловский (C_{1mh}) и веневский (C_{1vn}) горизонты

Породы михайловского и веневского горизонтов в составе нерасчлененного разреза представлены неравномерным чередованием известняков и доломитов, замещенных, нередко сульфатизированных. Мощность отложений составляет от 50 до 228 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Eostaffella ikensis* (Viss.), *E. proikensis* (Raus.), *E. mosquensis* (Viss.), *Pseudoendothyra propinqua* (Viss.), *P. intermedia* (Schlyk.), *Bradyina rotula* (Eichw.), *Omphalotis omphalota*, *Pojarkovella nibelis*, *Spinothyra paucisepteta*, *Endospiroplectamina syzranica*, *Plectogyranopsis regularis*, *Loeblichia ukrainica*, *Asteroarchaediscus rugosus*. Конодонты: *Gnathodus girtyi*, “*Spethognathodus*” *scitulus*, *G. bilineatus*, *Paragnathodus commutatus*, *P. mononodosus*, *P. nodosus*. Остракоды: *Glyptopleura pliceta* (Posn.), *G. variabilis* (Jones et Kirkby), *Paraparchites galbus* (Posn.), *Valantoides multilobus* (Jones et Kirkby),

Paraparchites cf. *monospinosa* (Sam. et Sm.), *Glyptopleura spinosa* (Jones et Kirkby), *Cavellina forshi* (Posn.), *Bairdia curvirostris* (Posn.), *B. nikomlensis* (Posn.), *Bairdiocypris bilobeta* (Munst.).
Брахиподы: *Gigantoproductus crassus*, *G. giganteus*, *G. varians*, *Semiplanus mikhailovensis*,
Strietifera striata, *S. tshensis*, *Delepinea comoides*, *Moderatoproductus moderatus*, *Megachonetes zimmermanni*,
Pugilis rossicus, *Davidsonia septosa*, *Spiropunctifera tulensis*.
Кораллы: *Siphonodendron intermedium* (Poty), *Diphyphyllum leteseptetum* (McCoy), *Corwenia rugosa* (McCoy),
Lonsdaleia longete (Martin), *L. elegans* (Dobr.), *L. arctica* (Gorsky), *Dorlotia sokolovi* (Dobr.),
Dibunophyllum diparticum tenue (Dobr.), *Gangamophyllum boreale* (Gorsky), *Paleosmilia murchisoni* (E. et H.).
Актиноцератоидеи: *Loxoceras distans* (Fischer), *Antonoceras balaschovi* (Shim.), *Linter longete* (Shim.),
характерны и для алексинского горизонта.
Ортоцератоидеи: *Cycloceras* sp.
Наутилоидеи: *Lophoceras bifrons* (Konink).
Споры: *Tripartites vetustus* (Schem.), *T. nonguerickei* (Pot. et Kr.), *T. trilinguis* (Horst, Smith et Butt.), *Schulzospora campyloptera* (Waltz, H., St. et M.), *Simozonotriletes simplex* (Kedo), *Triquitrites comptus* (Will).

Серпуховский ярус (C_{1s})

Отложения яруса представлены карбонатными породами – известняками, реже доломитами. Известняки светло–серые, почти белые, сахаровидные, иногда органогенно–обломочные, обычно перекристаллизованные, сульфатизированные, неслоистые, крепкие, плотные, редко пористые и кавернозные. Доломиты коричневато–серые, крепкие и кавернозные. Мощность яруса различная, обычно до 300 м, верхняя часть, как правило, размыта, отложения яруса в этой части разреза обычно закарстованы и глинизированы. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Брахиподы* родов *Gigantoproductus* и др., *кораллы* родов *Palaeosmilia* и *Lonsdaleia*; *из фораминифер* – *фузулиноиды* родов *Parastaffella*, *Eostaffella* и др.

Средний отдел (C₂)

Отложения среднего отдела каменноугольной системы развиты повсеместно, характеризуются преимущественно карбонатным, реже терригенным составом. В стратиграфическом отношении отложения среднего карбона подразделяются на башкирский и московский ярусы.

Башкирский ярус (C_{2b})

В стратиграфическом отношении башкирский ярус среднего отдела каменноугольной системы подразделяется на два подъяруса и шесть горизонтов. В составе нижнебашкирского подъяруса выделяются: вознесенский, краснополянский, северокельтменский и прикамский горизонты. Верхнебашкирский подъярус включает в себя черемшанский и мелекесский горизонты. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный, иногда несогласный.

Нижний подъярус (C_2b_1)

Отложения нижнебашкирского подъяруса маломощны, представлены в составе вознесенского, краснополянского, северокельтменского и прикамского горизонтов. Указанный стратиграфический интервал отвечает времени предбашкирского перерыва в осадконакоплении, отразившегося на характере седиментационных процессов в раннебашкирское время.

Вознесенский (C_{2vs}) и краснополянский (C_{2kr}) горизонты

Отложения вознесенского и краснополянского горизонтов выделяются в крайне ограниченном объеме, мощностью до 13 м максимум. Литологический состав преимущественно терригенный, редко глинисто–карбонатный.

Ископаемые. Фораминиферы: *Eostaffella pseudostruvei* (Raus. Et Reitl.), *E. postmosquensis* (Kir.), *Archaeodiscus timanicus* (Reitl.), *A. rugosus* (Raus.), *A. postrugosus* (Reitl.), *Asteroarchaediscus baschkiricus* (Krest. Et Theod.), *Plectostaffella varvariensis grandis* (Brazh.), *Bradyina cribrostomata* (Raus. et Reitl.). Брахиподы: *Chonetes fenia* (Rot.), *Fluctuetia* cf. *undata* (Defr.), *Choristites* ex gr. *Bisulcatiformis* (Sem).

Северокельтменский горизонт (C_{2sk})

Отложения северокельтменского горизонта в литологическом отношении представлены известняками с прослоями конгломерато–брекчий и аргиллитов. Мощность пород составляет от 0 до 20 (редко до 71) м.

Ископаемые. Фораминиферы: наиболее характерны *Pseudostaffella antiqua* (Dutk.), *P. paracompressa* (Saf.), *Archaeodiscus donetzianus* (Sosn.), *Asteroarchaediscus baschkiricus* (Krest. et Theod.), а также *Eostaffella pseudostruvei* (Raus. et Reitl.), *E. acuta* (Groz. et Leb.), *Ozawainella umbonata* (Brazh. et Pot.). Брахиподы: наиболее характерны *Chonetes longeteus* (Keys.), *Marginifera postsetosa* (Rot.), *Fluctuaria undata* (Defr.), *Choristites bisulcatiformis* (Sem.).

Прикамский горизонт (C_{2pr})

Прикамский горизонт является базальной частью нижнебашкирского подъяруса. По сравнению с предыдущими, данный горизонт имеет более широкое распространение как по площади, так и по разрезу. В литологическом отношении сложен известняками с редкими прослоями конгломератов и тончайшими прослоями аргиллитов. Общая мощность до 39 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Stafellaeformis staffellaeformis* (Kir.), *Profusulinella parva* (Lee et Chen.), *Pseudostaffella antiqua* (Dutk.), *P. praegorskyi* (Raus.), *Eostaffella pseudostruvei* (Raus.), *Novella primitiva* (Raus.), *Asteroarchaediscus timanicus* (Reitl.), а также *Pseudostaffella antiqua grandis* (Schlyk.), *Ps. sofronizkyi* (Saf.). Брахиподы: *Choristites semichatovae* (Lich.), *C. bisulcatiformis* (Sem.).

Верхний подъярус (C_{2b})

Верхнебашкирские толщи в стратиграфическом отношении разделены на черемшанский и мелекесский горизонты. Литологический разрез смешанный: нижней (черемшанской) части свойственен преимущественно терригенный состав (конгломерато–брекчии, известняковые гравелиты), в верхней (мелекесской) зоне развиты известняки с редкими прослоями аргиллитов, доломитов, песчаников и конгломератов, а также линзы кремнистых пород. Общая мощность не превышает 30–40 м с увеличением мощности разреза в Уральской области (до 80–100 м).

Московский ярус (C_{2m})

Отложения московского яруса в стратиграфическом отношении разделены на верейский, каширский, подольский и мячковский горизонты. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Верейский горизонт (C_{2vr})

Сложен переслаивающимися известняками и аргиллитами с редкими маломощными прослоями песчаников, алевролитов, доломитов, мергелей и песчаников. Известняки темно–серые, зеленовато–серые, неравномерно глинистые, местами пористые. Аргиллиты темно–коричневые, слюдистые, известковистые, тонкослоистые. Мощность горизонта 47–100 м.

Ископаемые. Фораминиферы: *Profusulinella parva* (Lee et Chen), *P. rhomboides* (Lee et Chen), *P. parafittsi* (Raus.), *Depratina prisca* (Deprat), *Staffellaeformis convoluta* (Lee et Chen), *Aljutovella (Aljutovella) aljutovica* (Raus.), *Aljutovella (Elongetella) distorta* (Leont.), *Tikhonovichiella tikhonovichi* (Raus.), *T. subaljutovica fragilis* (Saf.), *T. pseudoaljutovica* (Saf.), *Skelnevetella skelnevetica* (Putrja), *S. cybaea* (Leont.), *S. artificialis* (Leont.), *Ovatella ovata* (Raus.), *O. cavis* (Dalm.), *O. simplex* (Raus.) и др., а также фузулины *Schubertella pauciseptata* (Raus.), *Pseudostaffella subquadrata* (Grozd. et Leb.). Конодонты: *Declinognathodus marginodosus* (Grays.), *D. donetzius* (Nemir.), *Idiognathoides ouachitensis* (Harlt.), *I. sinuatus* (Harr. Et Holl.), *I. tuberculatus* (Nemir.), *Idiognathodus aljutovens* (Aleks. et all.), *I. volgensis* (Aleks. et all.), *Streptognathodus parvus* (Dunn.), *Neognathodus atokaensis* (Grays.), *N. nataliae* (Aleks. et Ger.), *N. aff. uralicus* (Nemir. et Aleks.), *Streptognathodus transitivus* (Koss).

Каширский горизонт (C_{2ks})

Сложен известняками и доломитами с редкими тонкими прожилками темно–зеленого слюдистого аргиллита с включениями гипса, ангидрита и кремня. Известняки светло–серые, органогенно–обломочные, пелитоморфные, тонко– и микрозернистые, плотные, крепкие, местами пористые. Доломиты серые, микрозернистые, неслоистые, крепкие, плотные и кавернозные. В качестве прослоев в разрезе присутствуют также алевролиты и мергели. Мощность каширского горизонта 53–100 м.

Ископаемые. Фузулиниды: *Priscoidella priscoidea* (Raus.), *P. znensis* (Raus.), *Hemifusulina moelleri* (Raus.), *H. communis* (Raus.), *H. splendida* (Raus.), *Moellerites praecoloniae* (Safon.), *M. paracoloniae* (Safon.), *Beedeina bona* (Chern. et Raus.), *B. pseudoelegans* (Chern.). Фораминиферы (мелкие): *Earlandia vulgaris* (Raus. et Bell.), *Tuberitina maljavkini* (Mikh.), *Ammodiscus* sp., *Brunsiella irregularis* (Brazhn. et Pot.), *Glomospira elegans* (Lip.), *Tolypamma fortis* (Reit.), *Endothyra* sp., *Bradyina eonautiformis* (Reit.), *B. pseudonautiformis* (Reit.), *B. magna* (Roth et Skinner), *Paleotextularia minutissima* (Reit.), *P. angusta elongata* (Reit.), *Decerella gracilis* (Reit.).

Подольский горизонт (C_{2pd})

Повсеместно представлен известняками и доломитами. Известняки светло–серые, детритовые, микрозернистые, неравномерно доломитизированные, с включениями ангидрита, гипса и кремня, крепкие, плотные, участками пористые. Доломиты коричневато–серые, крепкие, плотные и кавернозные, с включениями гипса и ангидрита, с редкими гнездами кремня. Для подольских отложений характерна довольно высокая степень доломитизации пород. Мощность горизонта 75–160 м.

Мячковский горизонт (C_{2mc})

Имеет сходный литологический состав с подольским горизонтом, переход от одного подразделения к другому постепенный. Известняки светло–серые с коричневатым оттенком, крепкие, плотные, местами доломитизированные и сульфатизированные, на отдельных участках окремнелые. Доломиты серые, коричневато–серые, микрозернистые, известковистые, плотные, кавернозные. Мощность горизонта 33–110 м.

Ископаемые. *Pseudoparalegoceras–Wellerites* (верхняя часть) (аммоноидеи); *Fusulinella bocki*, *Fusulina cylindrica–Protriticites ovatus* (фораминиферы); *Neognathodus inaequalis* (верхняя часть), *Neognathodus roundyi* (конодонты).

Верхний отдел (C₃)

Верхний отдел каменноугольной системы представлен двумя ярусами: касимовским и гжельским. Общая мощность отложений верхнего карбона составляет 118–169 м. Разрез представлен преимущественно карбонатными толщами и подразделяется на три подтипа: доломитово–известняковый, известняково–доломитовый и доломитовый. Касимовский ярус сложен известняками мощностью до 100–125 м, гжельский – также карбонатный, представлен известняками и доломитами. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Пермская система (P)

Нижний (приуральский) отдел (P₁)

Нижнепермские отложения развиты повсеместно и представлены ассельским, сакмарским, артинским, кунгурским и уфимским ярусами (Стратиграфический кодекс, 2019).

Ассельский ярус (P_{1a})

Отложения яруса распространены повсеместно и обычно без перерыва залегают на породах верхнего карбона. По литологическому составу в ассельских отложениях преобладают известняки и доломиты светло–серые, плотные, часто окремнелые с подчиненными прослоями ангидрита, реже гипса и стяжениями кремня. Доломитизация известняков увеличивается с юга на север. Мощность ассельского яруса изменяется от 45–50 м на юге до 60–80 м на севере. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Фораминиферы отр. Фузулиниды и Швагериниды (рода Schwagerina, Pseudofusulina и др).*

Сакмарский ярус (P_{1s})

Ярус подразделен на два горизонта: тастубский и стерлитамакский, между которыми в связи со слабой охарактеризованностью керновым материалом и литологическим сходством пород четкую границу наметить не всегда возможно.

В нижней части яруса (тастубский горизонт) породы представлены доломитами серыми, в различной степени загипсованными, местами окремнелыми, плотными, с прослоями ангидритов и стяжениями кремня. В юго–восточной части территории отмечается пачка мелоподобных пористых доломитов с примазками зеленой глины и включениями ангидрита.

В верхней части яруса (стерлитамакский горизонт) преобладают известняки с редкими прослоями доломитов. Известняки светло–серые до белых, слабо загипсованные, участками окремнелые, крепкие, местами трещиноватые. На севере территории доломитизация пород увеличивается, известняки замещаются доломитами с прослоями ангидритов. Общая мощность отложений яруса 120–170 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Колониальные кораллы родов Permastraea, Pseudocystophora, Wentzelella.*

Артинский ярус (P_{1ar})

Развит только в восточной части территории. Отложения представлены доломитами, известняками и ангидритами. Доломиты и известняки серые, темно–серые, плотные, крепкие, тонкозернистые, с примазками черной глины. Ангидриты голубовато–серые, кристаллические, плотные, местами трещиноватые, с включениями гипса. В «южных» разрезах сульфатные породы преобладают. Мощность артинского яруса до 20 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный.

Ископаемые. *Брахиподы родов Productus и Athyris, фораминиферы.*

Кунгурский ярус (P_{1k})

Породы яруса распространены почти в тех же границах, что и артинские и представлены филипповским и иренским горизонтами. Филипповский горизонт сложен доломитами с

подчиненными прослоями ангидритов и гипсов. Доломиты светло-серые с желтоватым оттенком, местами глинистые, оолитовые, пористые, реже трещиноватые. Породы в различной степени ангидритизированы, содержат гнезда, прожилки и прослой голубовато-серого мелкокристаллического ангидрита и белого гипса. Мощность горизонта достигает 40 м. Контакт с нижележащими породами в основном согласный, постепенный, иногда несогласный.

Ископаемые. *Фораминиферы* отр. *Штаффеллиды* (род *Pseudoendothyra*), *брахиоподы*, *остракоды*.

Иреньский горизонт (P_{1ir})

Представлен теми же породами, но ангидриты преобладают над доломитами, последние более сульфатизированы. Ангидриты голубовато-серые, брекчиевидные, трещиноватые, с примесью зеленой и реже серой глины. Доломиты светло-серые, сильно загипсованные, волнистослоистые, трещиноватые. Мощность горизонта до 25 м.

Уфимский ярус (P_{1u})

Ярус распространен повсеместно, но наиболее полно он представлен в юго-восточной части территории. В его составе выделяются два горизонта: соликамский и шешминский.

Ископаемые. *Пресноводные остракоды* рода *Darwinula*.

Соликамский горизонт (P_{1sl})

Представлен толщей глинисто-сульфатно-карбонатных сероцветных пород – алевролитовых мергелей, глинистых известняков, доломитов с редкими прослоями ангидрита и гипса. Максимальная полнота и мощность горизонта до 40 м, где в основании выделяется пачка загипсованных доломитов. Выше залегает толща коричневато-серых кавернозных известняков. Верхняя часть разреза сложена глинами серовато-коричневыми с прослоями алевролитов и известняков. В северо-западном направлении мощность горизонта сокращается до нескольких метров. Известняки замещаются пачкой зеленовато-серых глин и алевролитов с редкими прослоями известняков и ангидритов.

Ископаемые. *Paleodarwinula onica* – *Faluniella proleta* (*остракоды*), *Palaeomutela laeae*, *Palaeomutela stegocephalum* (*двустворки*), *Platysomus solikamskensis* – *Ufalepis magnificus* (*рыбы*), *Clamorosaurus nocturnus* (*метраноды*), *Viatscheslavia vorcutensis* (*флора*).

Шешминский горизонт (P_{1sh})

С размывом залегает на нижележащих образованиях и в южной части территории выходит на дневную поверхность, где четко выделяются две толщи. Нижняя толща представлена зеленовато-серыми полимиктовыми песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями красных глин. Верхняя толща сложена песчано-алевролитовыми сильно загипсованными породами, известковистыми глинами яркой коричневато-красной окраски. В северо-западном направлении количество сульфатных пород увеличивается. Мощность, горизонта изменяется от

110 м до 240 м. Общая мощность уфимского яруса 114 м на северо–западе и 200–240 м на юго–востоке.

Средний (биармийский) отдел (P₂)

Казанский ярус (P₂kz)

Белебеевская свита (P₂bb)

Породы яруса распространены повсеместно. На юге территории они обнажаются на поверхности и представлены глинами, алевролитами, песчаниками с прослоями конгломератов, известняков и мергелей. Глины красновато–коричневые и желтоватые, в различной степени известковистые, плотные, плитчатые и неслоистые. Алевролиты красновато–коричневые и зеленовато–серые, неравномерно глинистые, слюдистые, тонкоплитчатые. Песчаники серовато–коричневые, плотные, крепкие. Известняки и мергели розовато–серые, плотные, крепкие. Мощность до 120–225 м. Контакт с нижележащими породами несогласный.

Верхний (татарский) отдел (P₃)

Отдел распространен повсеместно и обнажается на поверхности почти по всей территории платформенной части Волго–Уральской антеклизы. Наиболее полный разрез отдела изучен севернее долины р. Чепца, где он перекрыт мезозойскими отложениями. Породы представлены глинами, песчаниками, алевролитами с прослоями конгломератов и известняков. Окраска пород яркая, преобладают розовые и фиолетовые оттенки. Мощность отдела достигает 440 м. Контакт с нижележащими породами несогласный.

Мезозойская эратема (MZ)

Мезозойские отложения с размывом залегают на толщах татарского яруса. Распространены они только в крайней восточной части исследуемой территории Волго–Уральской антеклизы, где выходят на дневную поверхность и представлены чередованием пачек обломочных и глинистых пород раннетриасового возраста. Для конгломератов и песчаников характерна красновато–коричневая, иногда с фиолетовым оттенком окраска и линзовидная слоистость. На дневной поверхности конгломераты часто образуют гравийно–дресвяные осыпи. Мощность отложений составляет не более 70 м. Контакт с нижележащими породами несогласный.

Кайнозойская эратема (KZ)

Четвертичные отложения развиты повсеместно. Они представлены флювиогляциальными кварцевыми песками до 50–70 м мощности, аллювиальными суглинками и песками мощностью до 30 м и делювиальными красновато–бурыми суглинками (20–30 м). На вершинах водоразделов мощность четвертичных отложений не превышает 10–15 м. Контакт с нижележащими породами несогласный.

1.4. Тектоника и история геологического развития восточной части Волго-Уральской антеклизы

В тектоническом отношении Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн приурочен к восточной части Восточно-Европейской платформы и расположен в пределах структуры I порядка – Волго-Уральской антеклизы.

Геологическими границами бассейна являются:

- 1) На севере – поднадвиговая зона складчатого сооружения Тимана;
- 2) На востоке – складчато-надвиговые структуры Уральского горно-складчатого сооружения;
 - На границе платформы и собственно складчатой системы выделяется переходная зона – Предуральский краевой прогиб, заложенный на краю Восточно-Европейской платформы и выполненный мощными флишевыми и молассовыми толщами.
- 3) На юге Волго-Уральская антеклиза по уступу сочленяется с Прикаспийской впадиной;
- 4) На западе граница Волго-Уральского НГБ проводится весьма условно: по Токмовскому и Сысольскому сводам.

Структурный план изучаемой территории достаточно сильно расчленен – положение базальной части осадочного чехла варьируется от 1,6 км (Коми-Пермяцкий выступ) до 15 км и более (в пределах Благовещенской впадины Камско-Бельского прогиба), погружение происходит с северо-запада на юго-восток (рис.1.6-1.7). Углы наклона фундамента в различных частях Волго-Уральской антеклизы достигают 8° (Лозин, 1999, 2002).

Характерной чертой Волго-Уральской антеклизы является широкий стратиграфический диапазон подошвенной части осадочного чехла (от отложений нижнего рифея до верхнепермских толщ), что обусловлено, во-первых, древностью заложения осадочного бассейна (Неганов, 2011), а во-вторых разнообразием геодинамических обстановок, определивших его структурный план. В целом разрез Волго-Уральской антеклизы представлен двумя структурными мегакомплексами: архей-нижнепротерозойского консолидированного кристаллического фундамента и верхнепротерозойско-мезокайнозойского осадочного чехла.

Тектоника и история формирования фундамента

Беломорско-карельский кристаллический фундамент Волго-Уральской антеклизы представлен магматическими породами преимущественно кислого и среднего состава, практически повсеместно метаморфизованными до гнейсов, гранито-гнейсов и кристаллических сланцев.

Образование его связано с формированием фундамента Восточно-Европейской платформы, произошедшего 2,1–1,8 млрд лет назад посредством столкновения трёх крупных беломорских массивов (докарельских ядер консолидации), спаянных зонами карельской складчатости (рис.1.8).

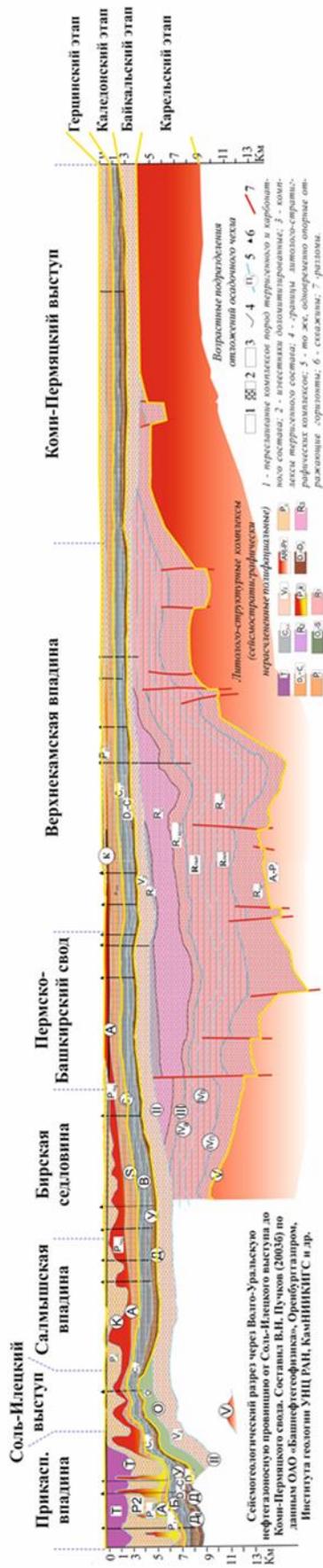


Рисунок 1.6. Сейсмогеологический разрез через Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию от Соль-Илецкого выступа до Коми-Пермяцкого свода. Составил В.Н. Пучков по данным ОАО Башнефтегеофизика, Оренбурггазпром, Института Геологии УНЦ РАН, КамНИИКИГС и др.

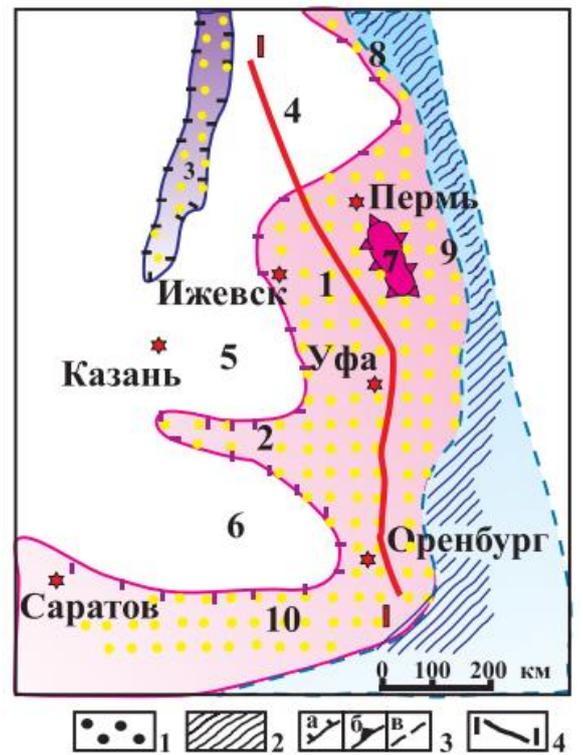


Рисунок 1.7. Схема структурного районирования Волго-Уральской области по рифейскому этажу (Пучков, Козлов, 2005)

Условные обозначения: 1 – области развития рифейских отложений, 2 – площади распространения рифейско-нижневендских отложений, подвергшихся складчатости в позднем венде, 3 – границы: а – авлакогенов (1 – Камско-Бельского, 2 – Серноводско-Абдулинского, 3 – Кажимского), б – Красноуфимского выступа, в – сводов (4 – Прикамский, 5 – Татарский, 6 – Оренбургский) и складчатых структур; 4 – линия геологического разреза. Зоны опусканий: 8 – Притиманское, 9 – Приуральское, 10 – Прикаспийское

Тем не менее, как отмечает в своих трудах В.Н. Пучков (Пучков, 2000, 2010), исследуемая нами территория Волго-Уралии могла иметь свою собственную (добеломорскую) историю развития, не связанную с образованием Фенноскандии.

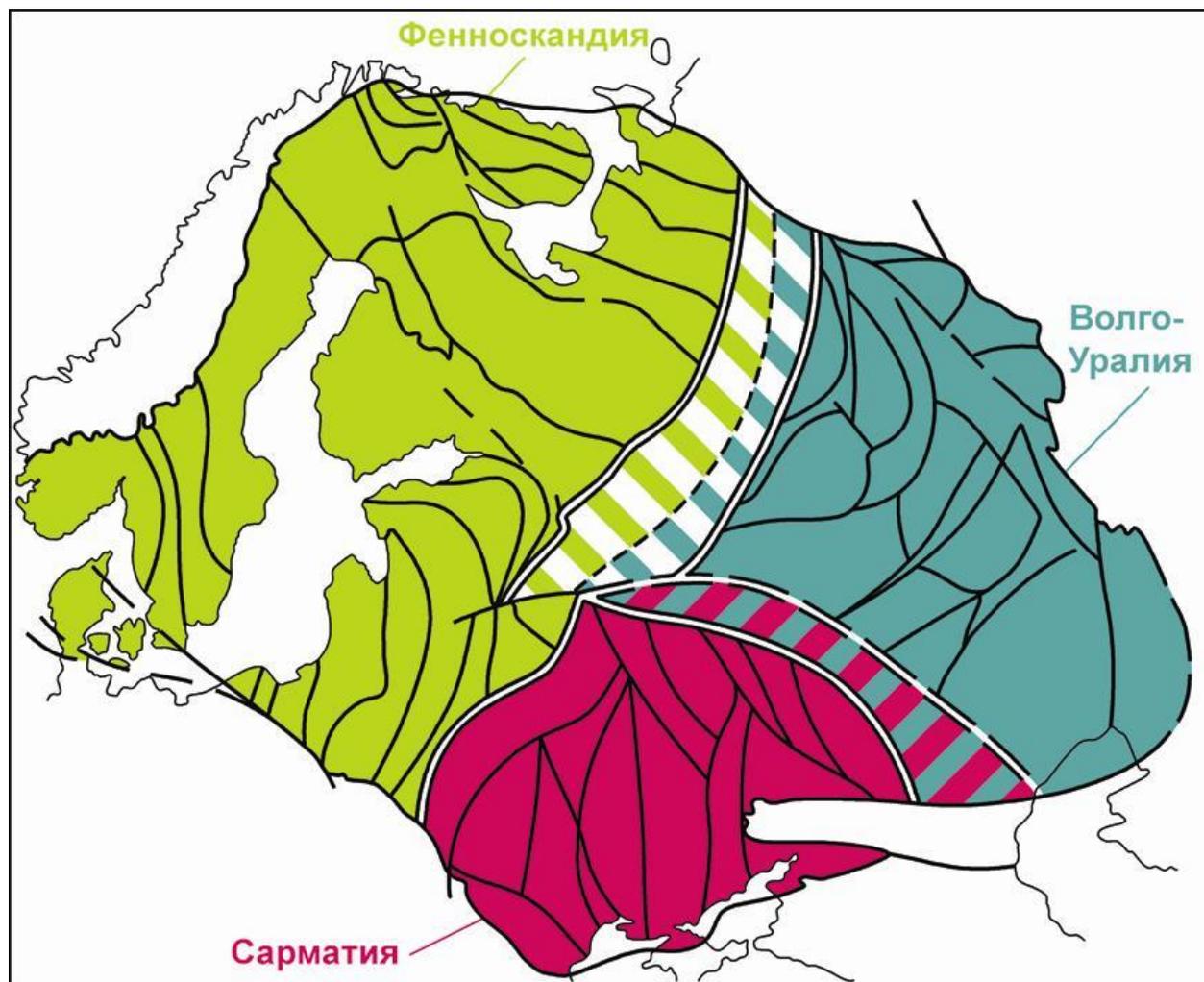


Рисунок 1.8. Строение Восточно-Европейской платформы на архей-раннепротерозойском этапе (Пучков, 2010)

В современном структурном плане по поверхности фундамента выделяются системы амплитудных субмеридиональных поднятий:

- Поднятия 1-го порядка (Сысольский, Коми-Пермяцкий, Котельнический, Северо-Татарский, Южно-Татарский, Токмовский и Жигулёвско-Пугачевский своды, Пермский (Краснокамский), Осинцевско-Красноуфимский и Немский выступы);
- Поднятия 2-го порядка (Темниковская, Нижегородская, Токмовская, Сундырская, Канашская, Ульяновская и Жигулевская вершины, Орьбаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона фундамента);
- Впадины, седловины, прогибы (Марийская и Казанская седловины, Мелекесская впадина и Камско-Бельский прогиб).

Выделение структурных этажей осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы и их связь с эпохами орогенеза

Осадочный чехол Волго-Уральской антеклизы был образован в несколько этапов, в нем выделяют: авлакогеновый (рифейский), синеклизный (верхневендский) и плитный (среднедевонско-мезокайнозойский) комплексы (рис.1.6). Каждый из этапов соответствует определенным тектоническим циклам и эпохам складчатости:

- Рифейско-нижневендский структурный этаж – раннебайкальский тектонический цикл;
- Верхневендско-нижнекембрийский – байкальский тектонический цикл;
- Девонско-нижнетриасовый – герцинский тектонический цикл;
- Среднетриасово-меловой - киммерийский тектонический цикл;
- Палеоген-неогеновый – альпийский тектонический цикл.

В процессе формирования осадочного чехла отдельные участки Волго-Уральской антеклизы испытывали 3 крупных орогенических события. Первое из них (поздний венд) послужило формированию тиманид (=кадомид) (Тиманского орогена). В эту фазу происходит формирование складчатого основания доуралид за счет орогенеза доскладчатой перикратонной структуры Балтики. В завершении указанной фазы складчатости был образован Предтиманский краевой прогиб, заполненный в поздневендско-раннепалеозойское время континентальной молассой (Пактовский, 2019). Байкальский тектонический цикл является эпохой формирования грабенообразных прогибов (авлакогенов) в пределах Восточно-Европейской платформы.

Второе орогеническое событие связано с формированием Уральского горно-складчатого сооружения уралид (Пучков, 2010). Образование Уральского горноскладчатого сооружения сопровождалось формированием флиша (Мизенс, 1997).

Третье событие связано с альпийским тектоническим циклом, в результате которого был образован современный облик Уральских гор. В структурно-тектоническом плане указанное событие послужило формированию различного рода деформаций, а также оконтуриванию положительных структур.

Структурный план и история геологического развития авлакогенового комплекса осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы

Как было сказано ранее, базальный комплекс Волго-Уральской антеклизы расположен в границах Камско-Бельского прогиба, который, скорее всего, является лишь частью большого авлакогена, скрытого под надвиговым поясом Урала. На сегодняшний день о его авлакогеновой природе свидетельствуют: его базальное положение в разрезе осадочного чехла, значительные мощности комплекса и изменение картины аномалий магнитного поля (рис.1.9).

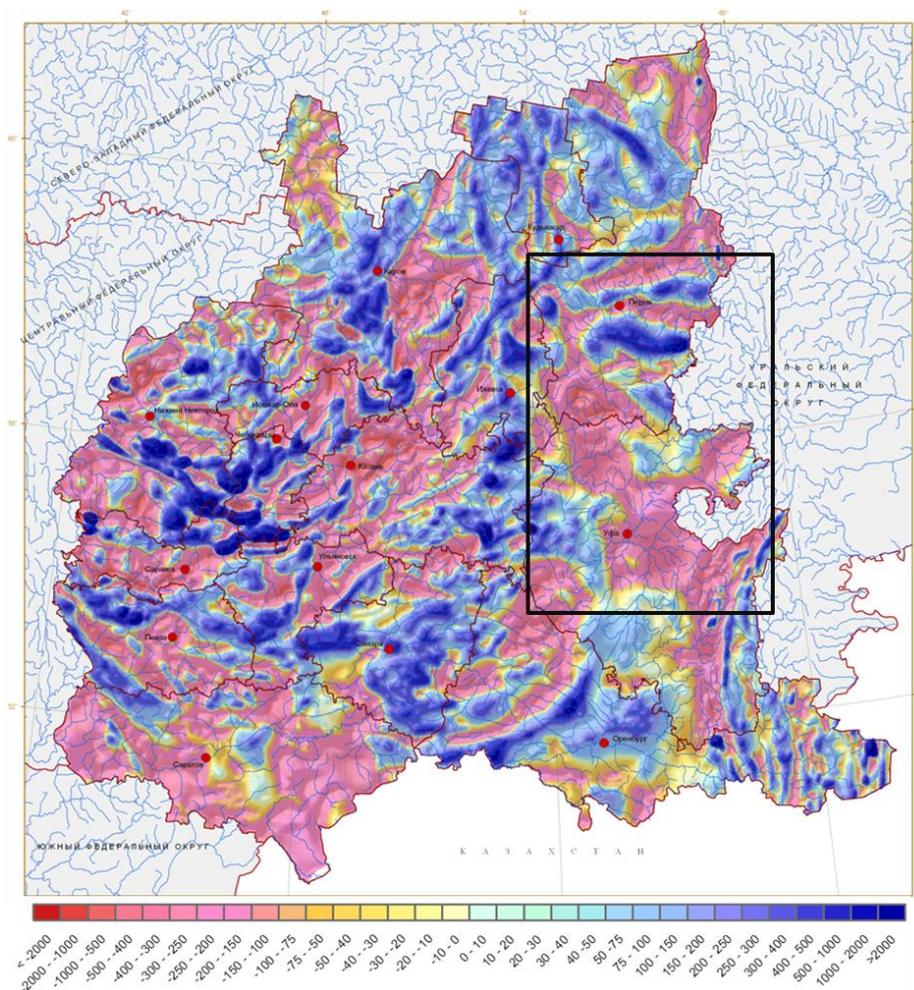


Рисунок 1.9. Карта аномального магнитного поля ($\Delta T\alpha$) (по данным ВСЕГЕИ, 2010).
Масштаб 1:5 000 000

Как единая структура Камско-Бельский прогиб имеет протяженность с севера на юг около 700 км при колебаниях ширины от 150 до 250 км (Белоконь и др., 2001). Подошвенная часть комплекса приурочена к серии грабенов и горстов, что обуславливает ступенчатое погружение осадочных толщ от бортов впадин к их осевым частям. Среди основных структур можно выделить следующие:

- Поднятия, выступы, своды – Коми-Пермский свод;
- Седловины, террасы, приподнятые зоны – Осинцевско-Красноуфимский выступ, Орьбаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона фундамента;
- Впадины, прогибы, депрессии, грабены – Камская впадина, Бельская впадина, Сарапульская впадина, Осинская депрессия, Афанасьевский грабен, Косинский грабен;
- На фоне впадин поверхности фундамента, таких как Осинская, Сарапульская, Куединская, Верещагинская, выделяются структурные выступы: Бородулинский, Ножовский, Осинский, Батырбайский, Маячный – в виде локальных воздыманий на 1–2 км, часто ограниченных разломами.

Подобно центральным областям Восточно-Европейской платформы (Хераскова и др., 2002), в составе Камско-Бельского прогиба прослеживаются отложения как минимум четырех структурно-вещественных комплексов: раннего рифея, среднего рифея, верхов среднего – нижней части позднего рифея и конца позднего рифея – (фрагментарно) нижнего венда.

Зарождение Камско-Бельского прогиба, по всей видимости, произошло в доприкамское время (до 1470 млн.лет назад) в наиболее ослабленной части Волго-Уралии. В сарапульско-прикамское время раннего рифея были накоплены значительные мощности терригенных пород (> 4 км). Выше по разрезу залегают углеродисто-глинисто-карбонатные породы калтасинской и кабаковской свит, образование которых связано с трансгрессией рифейского моря. Исходя из литологического состава отложений нижнего рифея, их базального положения в разрезе, а также синеклизоподобного характера залегания комплекса, его можно отнести к протоплатформенному чехлу.

Начало среднего рифея было ознаменовано поднятиями отдельных блоков фундамента с образованием Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны. Сам Камско-Бельский прогиб разделяется на две обособленные впадины – северо-западную замкнутую (Камскую) и незамкнутую юго-восточную (Бельскую). Область осадконакопления смещается на юго-восток (рис.1.10-1.11). На севере осадконакопление практически прекращается, что также осложняется последующими эрозионными процессами (Хопта, 2019b). В это время начинает активно развиваться уже южная (Бельская) часть Камско-Бельского прогиба, где накапливаются мощные терригенные толщи отложений среднего рифея. По мнению авторов (Хераскова и др., 2002; Пучков, 2010) на данном этапе происходит формирование рифта, очертания которого, по всей видимости, можно наблюдать на геологической карте построенной Н.Д. Сергеевой с соавторами (2021).

В конце среднего-начале позднего рифея продолжается терригенное осадконакопление, которое сменяется в конце цикла на карбонатно-глинистое. Смена режима седиментации, вероятно, была связана с изменением относительного уровня моря.

В позднем рифее-раннем венде прогиб достигает максимального снижения темпов эволюционного развития. Процессы завершения существования Камско-Бельского прогиба сопровождаются сужением области седиментации по направлению с северо-запада на юго-восток, а также мощными эрозионными процессами (рис.1.12).

Структурные особенности, история геологического развития плитного комплекса восточной части Волго-Уральской антеклизы и современный структурный план

Платформенный комплекс осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы начал своё формирование после длительного континентального перерыва в осадконакоплении.

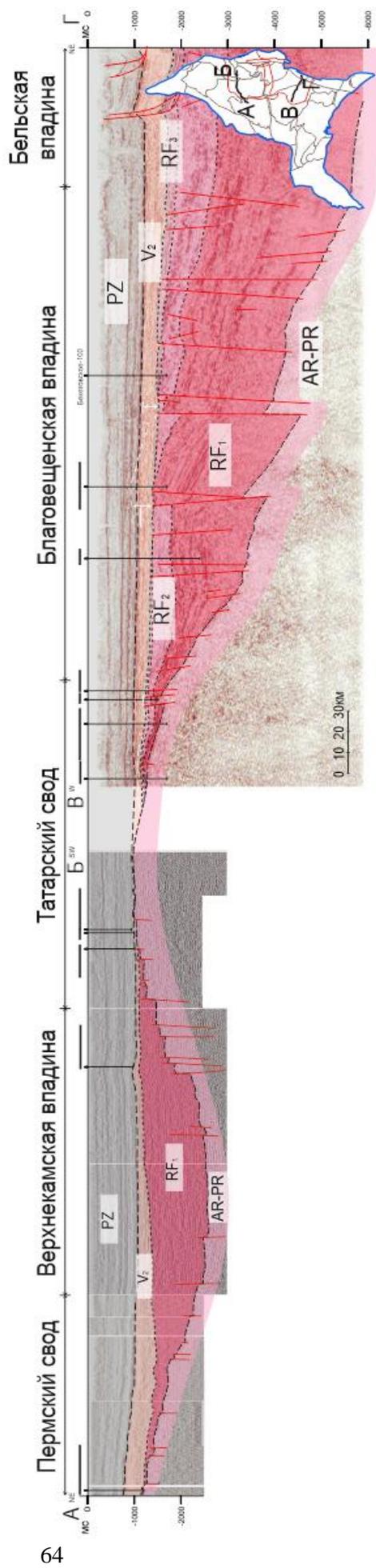
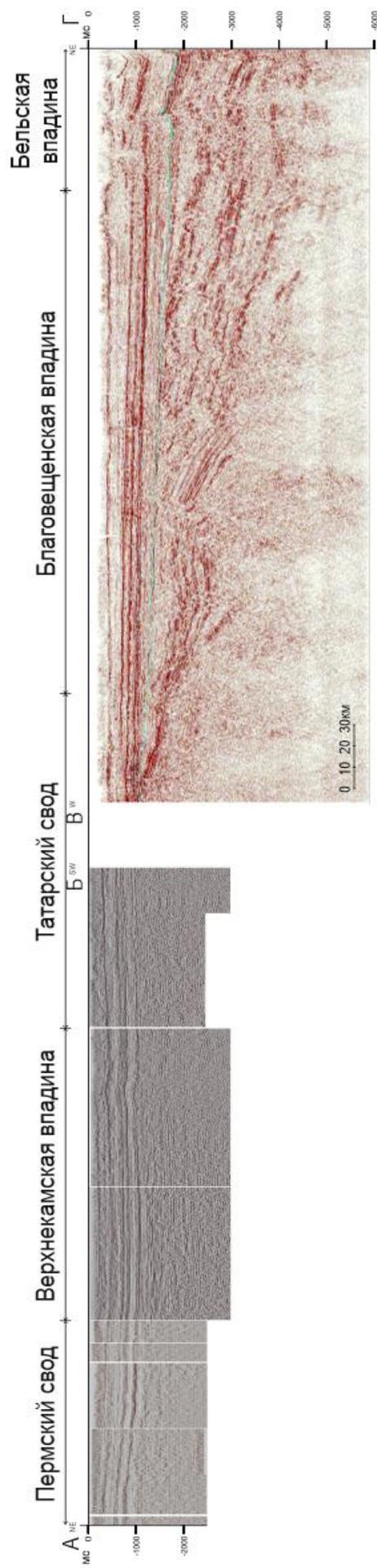


Рисунок 1.10. Разрез осадочного чехла Камской и Бельской впадин Камско-Бельского прогиба

(по материалам Комплексная..., 2004(ф); Региональные..., 2005(ф))

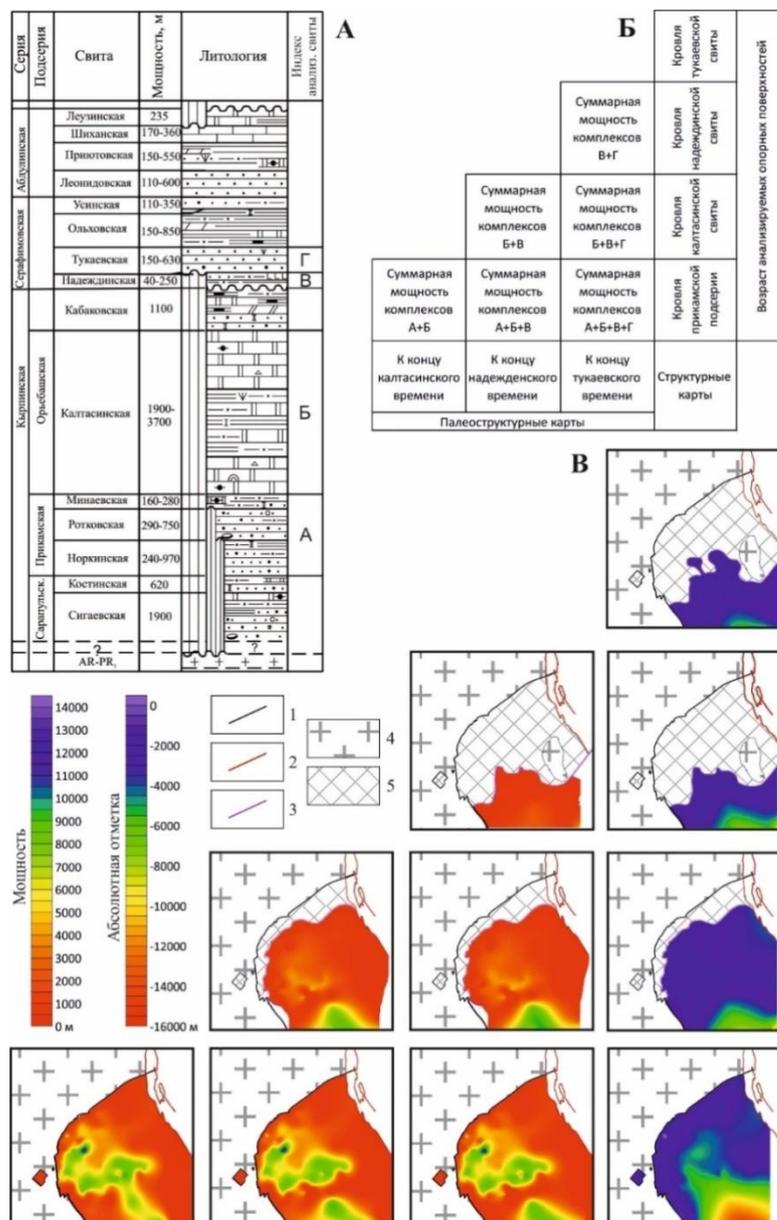


Рисунок 1.12. Изопахический треугольник северной части Камско-Бельского прогиба (Хопта, 2020)

Условные обозначения к рисунку 1.12: А) сводная стратиграфическая колонка верхнего протерозоя Волго-Уральского региона по В.И. Козлову (Козлов и др., 2011); Б) схема построения изопахического треугольника; В) изопахический треугольник. 1 – границы Камско-Бельского прогиба, 2 – границы складчатого Урала, 3 – граница распространения рифейских отложений, 4 – кристаллический фундамент, 5 – зона отсутствия рифейских отложений.

После рифейского времени процесс прогибания возобновился лишь в позднем венде, что сопровождалось кратковременной трансгрессией моря с востока. В целом бассейн был мельче рифейского и отличался режимом пассивной континентальной окраины континента Балтии (Лозин, 1999, 2002).

В стратиграфическом отношении платформенный комплекс исследуемой территории представлен отложениями верхнего венда – нижней перми. Значительный временной диапазон

формирования отложений платформенной части осадочного чехла (более 0,5 млрд. лет) послужил развитию ряда структурно-тектонических этажей (Кириков и др., 2017).

Отложения позднебайкальского структурного этажа с угловым несогласием перекрывают отложения авлакогенового комплекса рифея. Сам структурный план вендских отложений также существенно отличается от нижележащих толщ – для них характерно типичное платформенное залегание. Помимо прочего, в отличие от рифейских отложений, вендские покрывают уже более обширные площади Волго-Уральской антеклизы (рис.1.13), зачастую отсутствуя лишь на сводах (Татарский, Пермско-Башкирский).

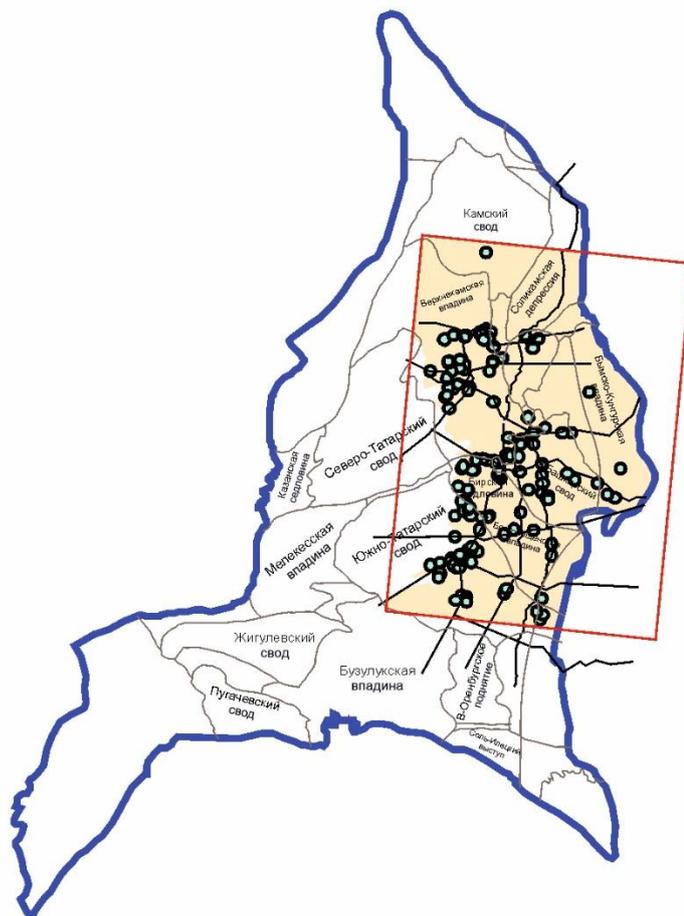


Рисунок 1.13. Карта распространения вендских отложений
(по материалам Сергеева и др., 2021)

В целом выделяются следующие структурные элементы:

- Поднятия, выступы, своды – Коми-Пермяцкий выступ и Пермское поднятие;
- Седловины, террасы, приподнятые зоны – Сарapulьско-Яныбаевская седловина;
- Впадины, прогибы – Верхнекамская впадина.

Формирование вендского комплекса было прервано коллизионными процессами и формированием в позднем венде складчатого сооружения Тиманид. В связи с чем территория восточной окраины Восточно-Европейской платформы была вновь приподнята. Отложения

каледонского структурно-литологического комплекса в платформенной части востока Волго-Уральской антеклизы не прослеживаются, а развиваются узкой полосой ордовикско-силурийских отложений вдоль палеотиманского горно-складчатого сооружения (Протоурал).

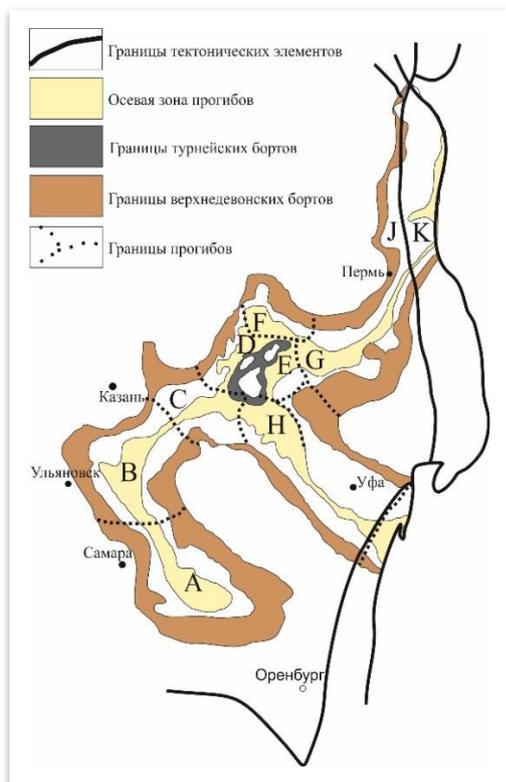


Рисунок 1.14. Схема Камско-Кинельской системы прогибов по кровле турнейского яруса каменноугольной системы (по Е.В. Лозину, 2002)

Прогибы: А – Муханово-Ероховский, В – Усть-Черемшанский, С – Нижне-Камский, D – Можгинский, E – Сарапульский, F – Фокинский, G – Шалымский и Калининский, H – Актаныш-Чишминский, J – Добрянско-Челвинский, K – Кизеловский.

После этого обширное осадконакопление на территории восточной части Волго-Уральской антеклизы возобновилось лишь в среднем девоне. Значительный перерыв в осадконакоплении, по всей видимости, был обусловлен значительной перестройкой структурного плана восточной части Восточно-Европейской платформы. После этого времени ведущую роль в структурообразовании будет играть развитие Уральского палеоокеана и формирование Уральского горноскладчатого сооружения.

В герцинский этап развития восточной части Волго-Уральской антеклизы происходила существенная перестройка структурного плана с формированием Камско-Кинельской системы прогибов (рис.1.14). В это время впервые за всю историю формирования изучаемой территории происходит полное перекрытие не только впадин, но и палеосводов водами морского бассейна, области сноса осадков значительно сужаются, за счет чего происходит формирование обстановок некомпенсированного осадконакопления.

Среди основных структур, образованных в ходе герцинского грабенообразования в пределах

исследуемой территории, можно назвать следующие (Лозин, 1999, 2002):

- 1) Сарапульский (Фокинский) прогиб, являющийся северным продолжением Актаныш-Чишминского прогиба, проходящий вдоль западной границы Башкирского свода;
- 2) Можгинский прогиб, расположенный в северо-западной оконечности Сарапульского прогиба, проходящий вдоль восточной границы Северо-Татарского свода, с окончанием в слабовыраженном Фокинском прогибе;

- 3) Шалымский прогиб, простирающийся в северо-восточном направлении, разделяя Пермский и Башкирский своды, с развитием в сторону прогирадирующего складчатого форланда;
- 4) в пределах современного положения Соликамской депрессии располагалась осевая зона Добрянско-Челвинского прогиба, приуроченная к зонам заложения прогирадирующего складчатого форланда.

В послетурнейское (позднегерцинское) время происходит нивелирование герцинского рельефа. Формируются обстановки формирования карбонатной платформы. После заполнения области прогирадирующего складчатого форланда формируется Предуральский краевой прогиб, заполненный впоследствии мощными флишевыми толщами и незначительными по мощности отложениями молассового комплекса.

В мезозойско-кайнозойский этап развития территории восточной части Волго-Уральской антеклизы структурный план восточной окраины Восточно-Европейской платформы нивелируется – на месте Уральского складчатого сооружения образуется пенеплен, претерпевавший разрушение вплоть до плиоцен-четвертичного этапа развития, после чего Уральская зона складчатости очерчивается эрозионными процессами и неотектоническими движениями, приобретая современный облик (рис.1.15).

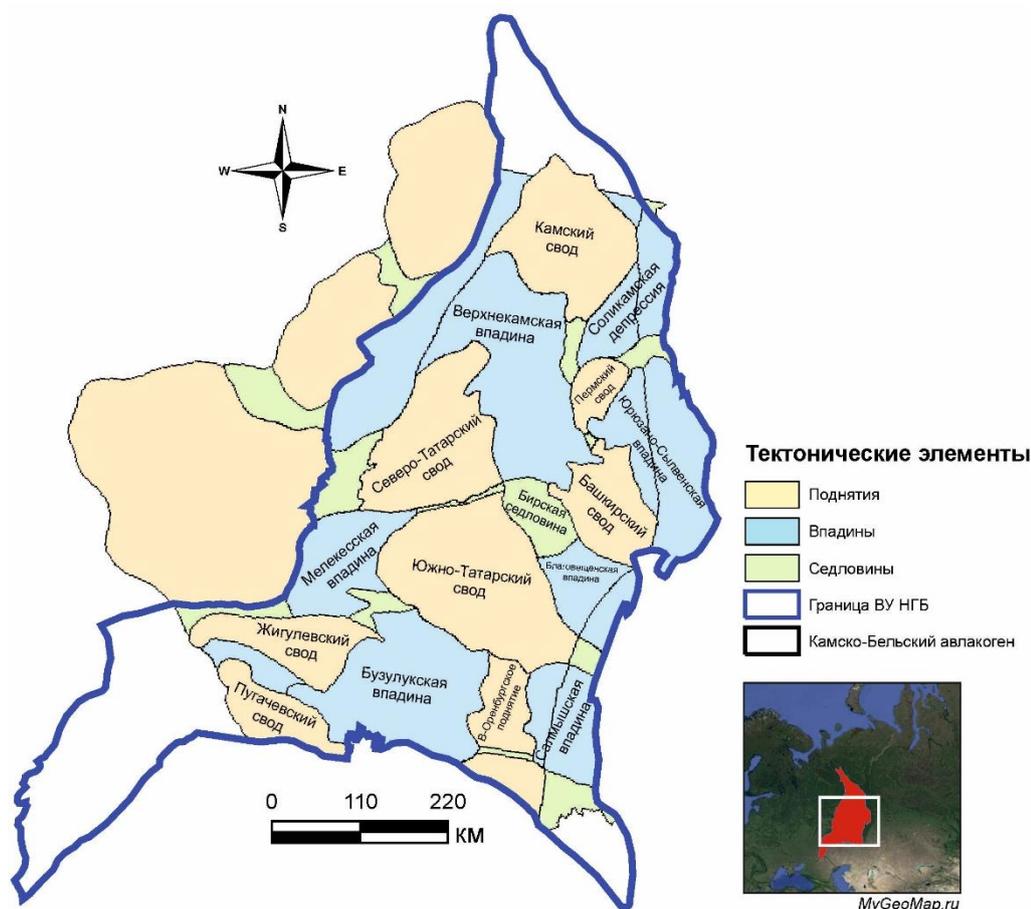


Рисунок 1.15. Схема основных структурных элементов Волго-Уральской антеклизы

1.5. Тепловой режим Волго-Уральской антеклизы

При изучении территории Волго-Уральского НГБ зачастую возникает проблема недостаточности данных о палеотепловом потоке и палеотемпературах окружающей среды. Обычно исследователи, которые занимаются реконструкцией процессов нефте- и газообразования используют различные обобщенные данные по термическому режиму на разных этапах формирования бассейна.

Однако в процессе моделирования древних нефтегеологических объектов (таких как Волго-Уральский) стоит учитывать то, что условия их формирования могли существенно отличаться от современных

В данной работе были собраны и обобщены данные о геотермическом режиме осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы, которые в дальнейшем при геолого-геохимическом моделировании были дополнены исходя из истории развития региона.

Как известно, Волго-Уральский НГБ приурочен к одноименной антеклизе, являющейся частью древнего Восточно-Европейского кратона. Именно древность фундамента изучаемого объекта, а также наличие нескольких стадий в истории геологического развития района предопределяют всю геотермическую эволюцию бассейна.

Идентификация палеотеплового потока является одной из важнейших задач при проведении моделирования формирования нефтегазоносности любого бассейна. Тем не менее для Волго-Уральского бассейна необходимые исследования проведены лишь точечно, а полученные результаты по большей мере описывают лишь косвенные параметры палеотеплового режима изучаемой части бассейна.

Исходя из истории геологического развития территории восточной части Волго-Уральской антеклизы, можно выделить несколько этапов с различным тепловым режимом:

- 1) PR_1 – коллизионный режим формирования консолидированного кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы, по всей видимости, характеризовался умеренным и спокойным геотермическим режимом, величина глубинного теплового потока на этой стадии, скорее всего, не превышала $30\text{--}50 \text{ мВт/м}^2$ (Галушкин, 2007);
- 2) $RF_1\text{--}RF_3$ – авлакогеновый (рифтовый) режим, возникающий за счет растяжения земной коры и формирования авлакогена, характеризует наличие двух различных по величине теплового потока зон: восточной и западной (Галушкин, 2007). При этом на востоке, в зоне интенсивного рифтогенеза, значение его могло достигать $60\text{--}70 \text{ мВт/м}^2$, тогда как в западных, периферийных рифтовых частях этот же параметр мог быть равным $30\text{--}40 \text{ мВт/м}^2$. Наибольшая активизация характерна для пограничных зон раннего-среднего рифея, когда вся восточная окраина ВЕП испытывала мощный региональный подъем,

сопровождаясь значительной эрозией нижнерифейских отложений, кратковременные повышения значений теплового потока имели место также в конце среднего и позднего рифея;

- 3) RF₄–V₁ – режим закрытия рифтового бассейна, характеризовался умеренным тепловым потоком, который, скорее всего, не превышал 50 мВт/м²;
- 4) V₂–Є₁ – режим кратковременного повышения значений теплового потока, связанный с коллизией и последующим горообразованием в период байкальского тектонического цикла. На данном этапе развития осадочного бассейна величина теплового потока, скорее всего, могла повышаться до 55–60 мВт/м², но не более того. Помимо этого, за счет Лапландского оледенения геотермический режим (как суммарное воздействие на породы осадочного чехла палеотемператур и палеотеплового потока) этого этапа можно охарактеризовать как спокойный или даже «холодный»;
- 5) Є₂–С_{1t} – режим заложения пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы по отношению к Уральскому палеоокеану, сопровождавшийся умеренным тепловым потоком со значениями, порядка 50–55 мВт/м²;
- 6) С_{1v}–С₃ – спокойный термический режим, связанный с образованием карбонатной платформы перикратонного осадочного бассейна. Величина теплового потока – до 45–50 мВт/м²;
- 7) P–T – на этом этапе происходит завершение герцинского тектонического цикла с окончательным формированием Уральского горно-складчатого сооружения. Существовавшие в это время обстановки поднятий и пассивной окраины, формирование проградирующего складчатого форманда обусловили увеличение палеотеплового потока до 55, а в восточных частях до 60 мВт/м²;
- 8) MZ–KZ этап формирования теплового режима северной части Волго-Уральского осадочного бассейна «...характеризуется медленным остыванием литосферы с выходом на околостационарный режим в кайнозой» (Галушкин, 2007). Величина теплового потока в целом низкая.

Значения современного теплового потока Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна изменяются в достаточно широких пределах: от 20 мВт/м² в северных частях, до 50 мВт/м² в юго-восточных. Средняя величина плотности поверхностного теплового потока варьируется в пределах 30–40 мВт/м² (Яценко и др., 2007) (рис.1.16).

При этом влияние современных денудации, седиментации и неотектонической активизации в целом минимально (Сальников, Попов, 1982). Однако фактор климата, как было показано И.В. Головановой (2009, 2010) с соавторами, оказывает существенное влияние на величину плотности современного теплового потока.

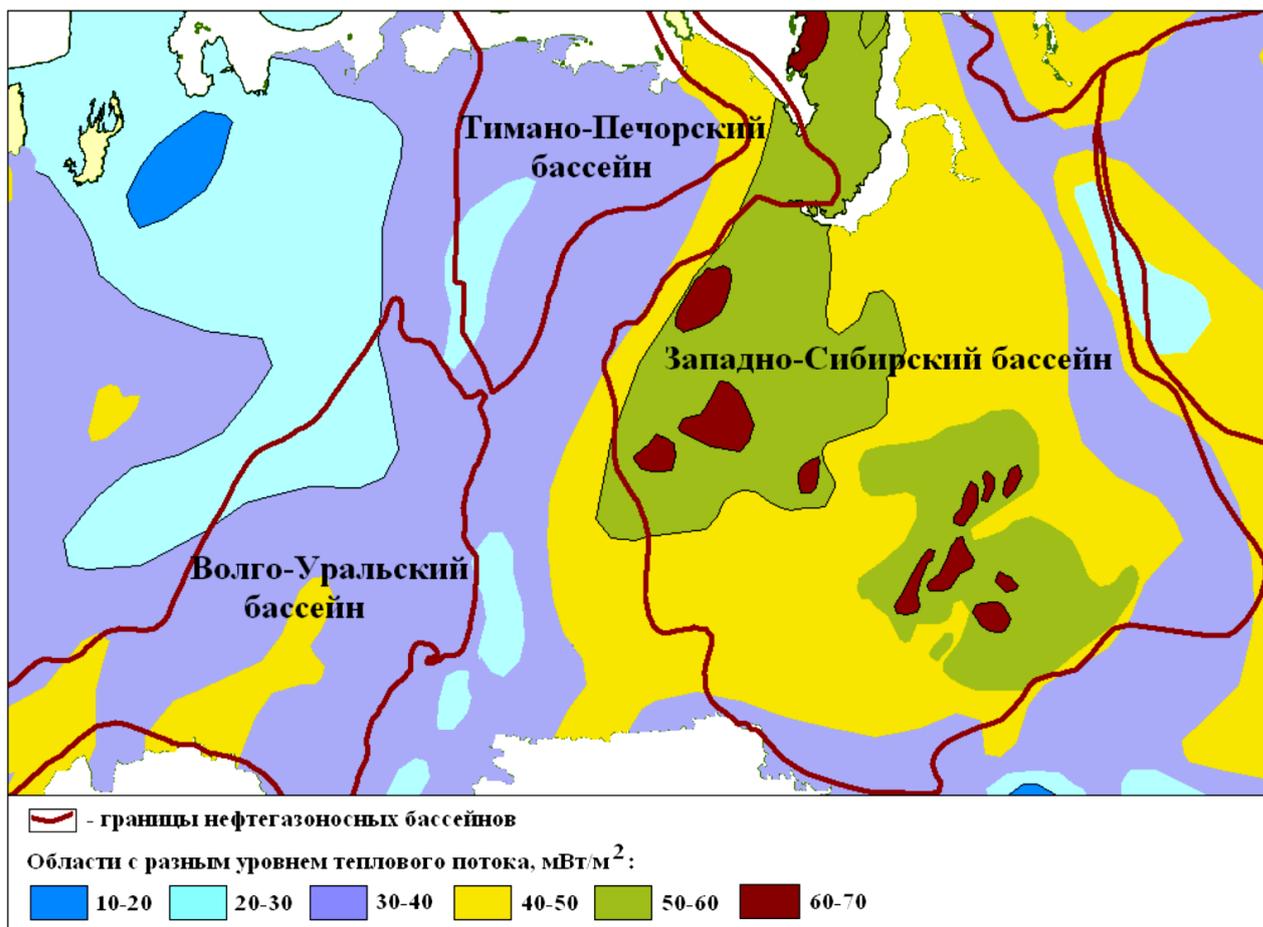


Рисунок 1.16. Геозонирование территорий Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов по уровню плотности поверхностного теплового потока (Яценко и др., 2007)

Так, было установлено, что при учете мощности зон активного (100–200 м) и затрудненного (300–400 м) водообмена, а также в соответствии с влиянием на величину теплового потока плиоцен-четвертичных оледенений современный геотермический режим может быть искажен в значительных пределах (до 50%).

Показано, что при поправках на палеоклимат величина плотности поверхностного теплового потока может быть увеличена, что в целом объясняет довольно низкие его значения на территории платформенного Башкортостана и Пермского Приуралья. Величина исправленных значений теплового потока для территории Республики Башкортостан приведена в таблице (табл. 1.1).

Современный температурный режим характеризует восточную часть Волго-Уральского НГБ как «холодную», величина геотермического градиента в общем варьируется от 0,7 до 2,5 °С / 100м (Баженова, 2008), в сводовых частях 0,41 до 3,33°С / 100м (Шестов и др., 2015).

Значения современного теплового потока,
исправленные на палеоклимат (Голованова и др., 2010)

Зоны	Тепловой поток	Значение теплового потока, мВт/м ²		Потери глубинного тепла, Вт
		среднее	стандартное отклонение	
I	измеренный	36	4,4	$27,23 \cdot 10^9$
	исправленный	42	5,5	$32,08 \cdot 10^9$
II	измеренный	24	3,3	$2,37 \cdot 10^9$
	исправленный	36	3,5	$3,20 \cdot 10^9$
III	измеренный	34	7,2	$12,69 \cdot 10^9$
	исправленный	46	7,8	$17,28 \cdot 10^9$

1.6. Палеогеографические условия формирования осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы

Для полного понимания картины формирования изучаемых толщ необходимо также обозначить ключевые палеогеографические и палеоклиматические изменения, происходившие на протяжении геологической истории района исследований.

Раннерифейская эра на Восточно-Европейской платформе была ознаменована началом формирования авлакогенов и заполняющих их комплексов. Так, в составе рифейских отложений выделяют (Хопта, 2020): континентальную инверсионную красноцветную и морскую трансгрессивную формации, соответствующие основным этапам развития Камско-Бельского прогиба. В литофациальном отношении в рифейском комплексе выделены (Дьяконова, 2009) следующие фации: континентальная, прибрежно-морская, мелководно-морская и относительно глубоководная.

Образование осадков, заполняющих грабенообразный прогиб, началось в сарапульско-прикамское время с накопления континентальных красноцветных отложений. Осадконакопление указанных толщ по большей мере происходило в мелководных (зачастую опресненных) внутриконтинентальных водоемах. На суше в то время происходило формирование кор выветривания выступов кристаллического фундамента (преимущественно Южно-Татарского и Северо-Татарского блоков). Климат этого времени, по мнению О.Б. Дьяконовой (2009), был умеренным, близким к аридному. Временами бассейн значительно мелел (Алиев и др., 1977).

В дальнейшем, в течение оръебашского времени в восточной части Камско-Бельского прогиба происходит мощная трансгрессия, связанная с углублением бассейна седиментации. В фациальном отношении эти процессы отразились в формировании 2 типов глубоководных фаций (Дьяконова, 2009):

- 1) **Относительно-глубоководной**, связанной с образованием толщ кабаковской свиты, чермасанской подсвиты надеждинской свиты, саузовской и ашитской подсвит калтасинской свиты;
- 2) **Глубоководной**, послужившей формированию доломитов арланской и ашитской подсвит калтасинской свиты.

Последние данные о палеоэкологических особенностях существования калтасинских биотических сообществ (Сергеев и др., 2018, 2019) говорят о том, что Камско-Бельская область седиментации была частично изолированной от основного бассейна. Широкое развитие седиментационных доломитов, наличие гипса и единичных кристаллов соли свидетельствуют о повышенной солености вод бассейна. При этом в свете исследований высокореагентного железа (проведенных В.Н. Сергеевым с соавторами, 2018-2019г.г.) можно сделать вывод о

значительной аэрированности в прошлом вод калтасинского моря (рис.1.17), «...где в результате оксигенного фотосинтеза цианобактерий были созданы лишь локальные аэробные условия».

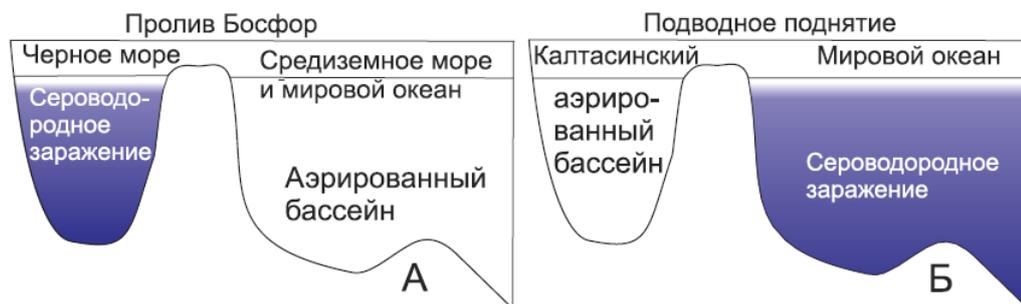


Рисунок 1.17. Принципиальная схема, объясняющая локальное аэрирование калтасинского бассейна при общем анаэробном характере океана в раннерифейское время (Б), по аналогии с современным бассейном Черного моря (А)
(Сергеев и др., 2018, 2019)*

В целом указанные положения, подкрепленные заключением О.Б. Дьяконовой об «...увеличении аридности климата в калтасинское время», позволяют сделать вывод о значительных, а, вероятнее всего, и достаточных условиях для формирования нефтематеринского потенциала этих древних отложений. При этом аридность климата в совокупности с нормальной аэрированностью бассейна выступают в качестве факторов, способствующих развитию биоразнообразия бассейнов того времени.

В конце раннерифейской эры происходит смещение депоцентра грабенообразования в юго-восточном направлении, в связи с чем область осадконакопления сужается.

На протяжении всего среднего и позднего рифея территория Камской части Камско-Бельского прогиба подвергалась интенсивной эрозии мощностью до 1000-1500 м (Постников, Удовиченко, 1969).

В южной Бельской части Камско-Бельского прогиба в кабаковско-надеждинское время завершается калтасинская трансгрессия, сменившаяся впоследствии сначала мелководно-морскими (кабаковская свита), а затем прибрежно-морскими (тукаевская свита) обстановками осадконакопления (рис.1.18).

* Стоит заметить, что основной центр седиментации, вероятно, располагался восточнее, в пределах современного Уральского горно-складчатого сооружения. При этом Урало-Тиманская грабенообразная зона представляла собой глубокий эпикратонный осадочный бассейн (Пучков, 2010), с которым были тесно связаны Камско-Бельский и Серноводско-Абдулинский авлакогены (перикратонные по отношению к Восточно-Европейской платформе).

В ольховское время в пределах Камско-Бельского прогиба были широко развиты мелководно-морские обстановки преимущественно терригенного осадконакопления (рис.1.18). Глинисто-карбонатные толщи характерны лишь для акбердинского горизонта ольховской свиты, что связано с возникновением кратковременных глубоководных обстановок седиментации. В конце этапа область питания в значительной степени была пенеценизирована, в результате чего происходил привнос глинисто-алевритового материала и окислов железа. По большей части в конце среднего и начале позднего рифея климат был теплым и влажным, воды бассейна хорошо прогревались.

В начале позднерифейской эры, в течение усинско (RF₂) – приютовского (RF₃) времени, после кратковременного перерыва в осадконакоплении в результате наступившей трансгрессии в восточной части района исследования накапливались морские и прибрежно-морские карбонатно-терригенные осадки зоны шельфа, перекрываемые песчано-алевритовыми отложениями (рис.1.18).

В позднерифейское время произошло существенное снижение глубины бассейна, вызванного общим подъемом территории, а также уменьшением уровня мирового океана, связанным, по всей видимости, с гляциальными причинами. В этот период усиливается развитие разломов в фундаменте и распространение их на осадочную толщу. По разломам происходит внедрение пород габбро-диабазовой формации в нижне-, средне- и верхнерифейские образования.

На границе раннего и позднего венда происходит резкая смена палеогеографических обстановок осадконакопления, геохимического режима и климатических условий. В отличие от рифея и раннего венда обстановки становятся восстановительными, теплый аридный климат сменяется на холодный (ледниковый), а осадконакопление имеет исключительно терригенный характер (Алиев и др., 1977; Лагутенкова, Чепикова, 1982).

По палеогеографическим обстановкам осадконакопления верхневендские отложения можно условно подразделить на 2 этажа: бородулинский (каировский), связанный с обширной трансгрессией вендского моря на территорию восточной окраины Восточно-Европейской платформы, и краснокамский (шкаповский), обусловленный регрессией моря, а также завершением Байкальского тектонического цикла.

В начале позднего венда на рассматриваемой территории был широко развит мелководный морской бассейн (рис.1.19), характеризующийся восстановительными обстановками среды осадконакопления. В это время преобладали западные источники сноса – на Татарском своде происходит разрушение гранат-плагиоклазовых и плагиоклазо-биотитовых гнейсов. Вместе с обломочным материалом в бассейн седиментации поступает большое количество вулканогенного материала. В конце этапа происходит максимальная трансгрессия

моря, на большей части территории начинают отлагаться тонкие глинисто-алевритовые илы. С запада на восток происходит закономерная смена прибрежно-морских и прибрежных фаций на мелководно-морские и глубоководные. В этом же направлении увеличиваются мощности вендских отложений (Алиев и др., 1977; Лагутенкова, Чепова, 1982).

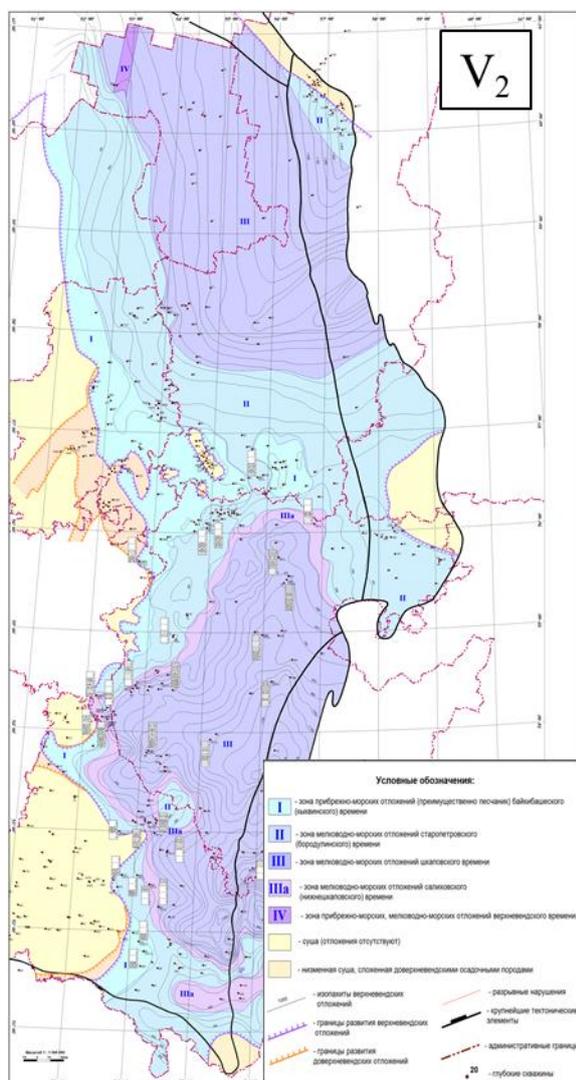


Рисунок 1.19. Литолого-палеогеографические карты верхневендских отложений восточной окраины Восточно-Европейской платформы (по данным (Проведение..., 2016(ф))

можно охарактеризовать как денудационный.

Начиная с кембрия-ордовика процессы геологического развития территории восточной окраины ВЕП подчинялись уже двум факторам: формированию унаследованных от блоков фундамента структур и эволюцией Уральского палеоокеана.

В конце позднего венда за счет обмеления морского бассейна происходит смена характера осадконакопления – с глинистого на терригенное (обломочное). Увеличение размера обломочного материала происходит в восточном направлении, что связано с возникновением восточных источников сноса. В это время воды бассейна характеризуются неустойчивой геохимической обстановкой среды, а именно частой сменой окислительного режима на восстановительный. Ближе к концу этапа происходит дальнейшее сокращение морского бассейна, вплоть до его полного закрытия.

В целом условия существования осадочного бассейна в венде послужили накоплению достаточно мощных осадочных толщ, которые впоследствии были срезаны раннепалеозойской эрозией.

В кембрийский и ордовикский периоды развитие территории восточной части Волго-Уральской антеклизы подчинялось процессам заложения Уральского палеоокеана. В течение всего раннего палеозоя область седиментации охватывала лишь узкие восточные области Восточно-Европейской платформы, а режим седиментационного развития изучаемой области

В позднесилурийско-раннедевонскую эпоху на территории восточного обрамления Башкирского мегантиклинория существовали обстановки карбонатного осадконакопления перикратонной карбонатной платформы мелководного морского бассейна (Горожанина, 2008). В раннем девоне территория восточной части Восточно-Европейской платформы была представлена в основном пенеппенизированной сушей с узкими областями преимущественно терригенного осадконакопления на востоке.

В эмско-эйфельское время осадконакопление было связано с развитием наклонной карбонатной платформы (рампа), а также с областями умеренного прогибания морского бассейна в восточном направлении.

Осадконакопление в живетский век было смешанным терригенно-карбонатным, в предпашийское время за счет общего регионального подъема западной части Уральского региона имела место обширная регрессия, послужившая размыву части додевонских отложений восточной окраины ВЕП. К концу пашия регрессия сменилась трансгрессией с образованием мелководно-морских обстановок преимущественного терригенного осадконакопления (рис.1.20).

В течение франского и турнейского веков на всей исследуемой территории существовала эпикратонная карбонатная платформа, расчлененная Камско-Кинельской системой грабенообразных прогибов. Осадконакопление было преимущественно карбонатным, в прогибах – некомпенсированным (за счет затопления источников сноса), глинисто-карбонатно-кремнистым (рис.1.20).

В раннем карбоне, в послевизейское время область карбонатного осадконакопления была обширной и простиралась от западного крыла Московской синеклизы до Урала.

Обстановки карбонатонакопления были связаны с развитием эпикратонной карбонатной платформы. По мнению Е.Н. Горожаниной (2008), «...присутствие глубоководных карбонатно-терригенных толщ раннего-среднего карбона на Западном Урале свидетельствует о разобщенности Восточно-Европейской и Восточно-Уральской карбонатных платформ».

В поздневизейское время происходит формирование обстановок эрозионного срезания нижекаменноугольных отложений (рис.1.20).

Карбонатная платформа визе-башкира относится к изолированной карбонатной платформе (рис.1.21). В дальнейшем в течение среднего девона-позднего карбона существовали нормально-морские обстановки карбонатонакопления (Староверов, 2019).

В раннепермскую эпоху на востоке Восточно-Европейской платформы за коллизии и горообразования образуется Предуральский краевой прогиб. Раннепермская карбонатная платформа характеризовалась наличием органогенных построек, маркирующих границу передового прогиба. В ассель-сакмарский век происходит «отмирание» карбонатной платформы,

карбонатное осадконакопление характеризуется отложением мелководных органогенно-детритовых известняков (рис.1.21).

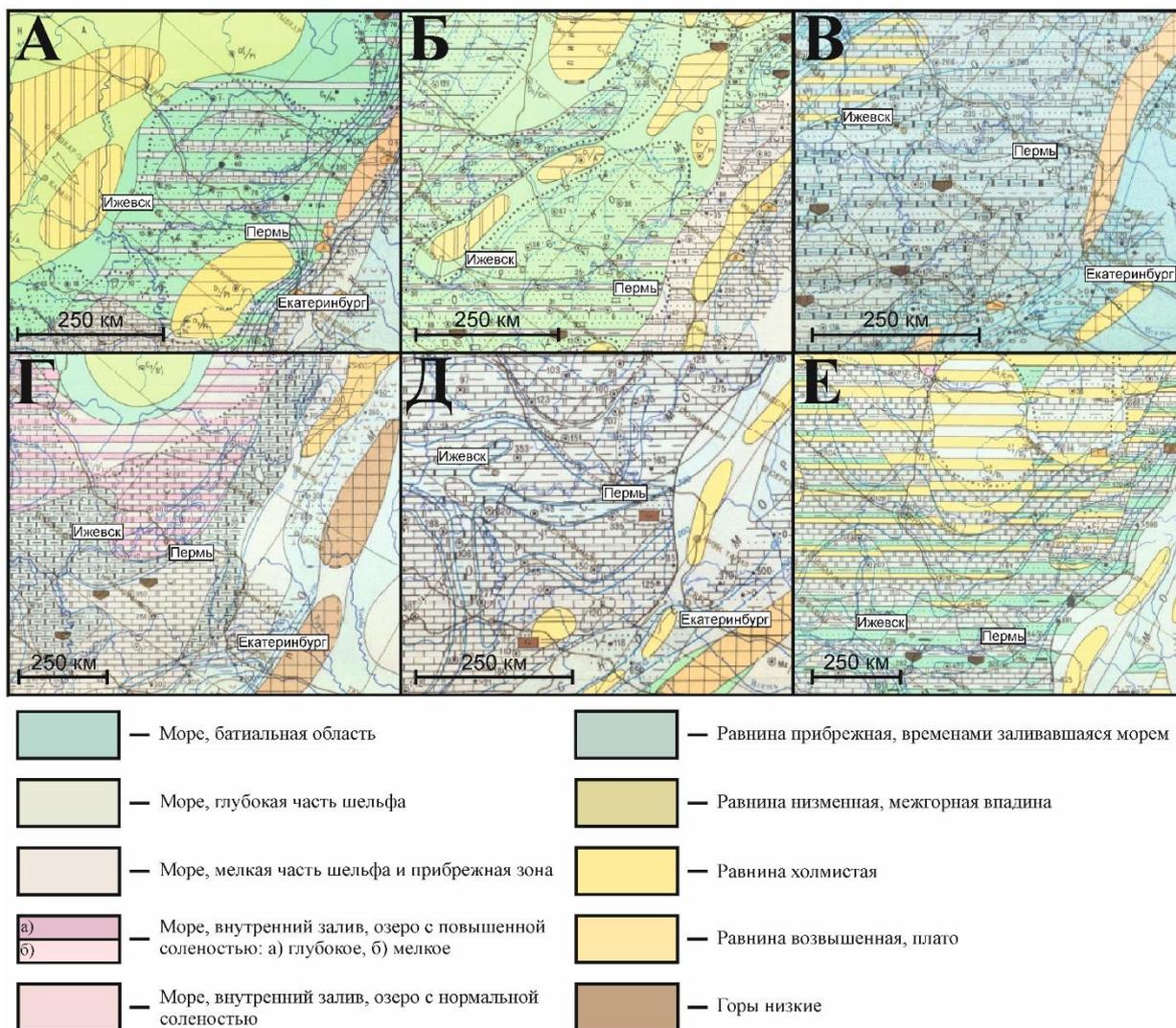


Рисунок 1.20. Палеофациальные карты Восточно-Европейской платформы (Атлас..., 1969)

Условные обозначения: А – эйфельский ярус (D_{2ef}); Б – живетский ярус (D_{2zv}); В – франкийский ярус (D_{3fr}); Г – фаменский ярус (D_{3fm}); Д – турнейский ярус (C_{1t});

Е – визейский ярус (C_{1v}).

В артинский век за счет глобального подъема уровня Мирового океана происходит кратковременная смена характера осадконакопления (на глубоководный). В наиболее прогнутых зонах кунгурского палеорельефа образуются лагунные обстановки осадконакопления. Аридный климат и общее, вызванное эвстатическими причинами, обмеление Мирового океана привели к накоплению мощных толщ эвапоритов (гипсы, ангидриты, в отдельных частях (Соликамская впадина и южная часть Юрюзано-Сылвинской впадины) - соли) (Трапезников, 2018). В дальнейшем, в течение уфимского века, происходит накопление к западу от формирующегося Уральского горно-складчатого сооружения красноцветных молассовых толщ (шешминская свита).

При этом на границе кунгурского и уфимского веков эвапоритовая седиментация сменяется на глинистую и терригенную.

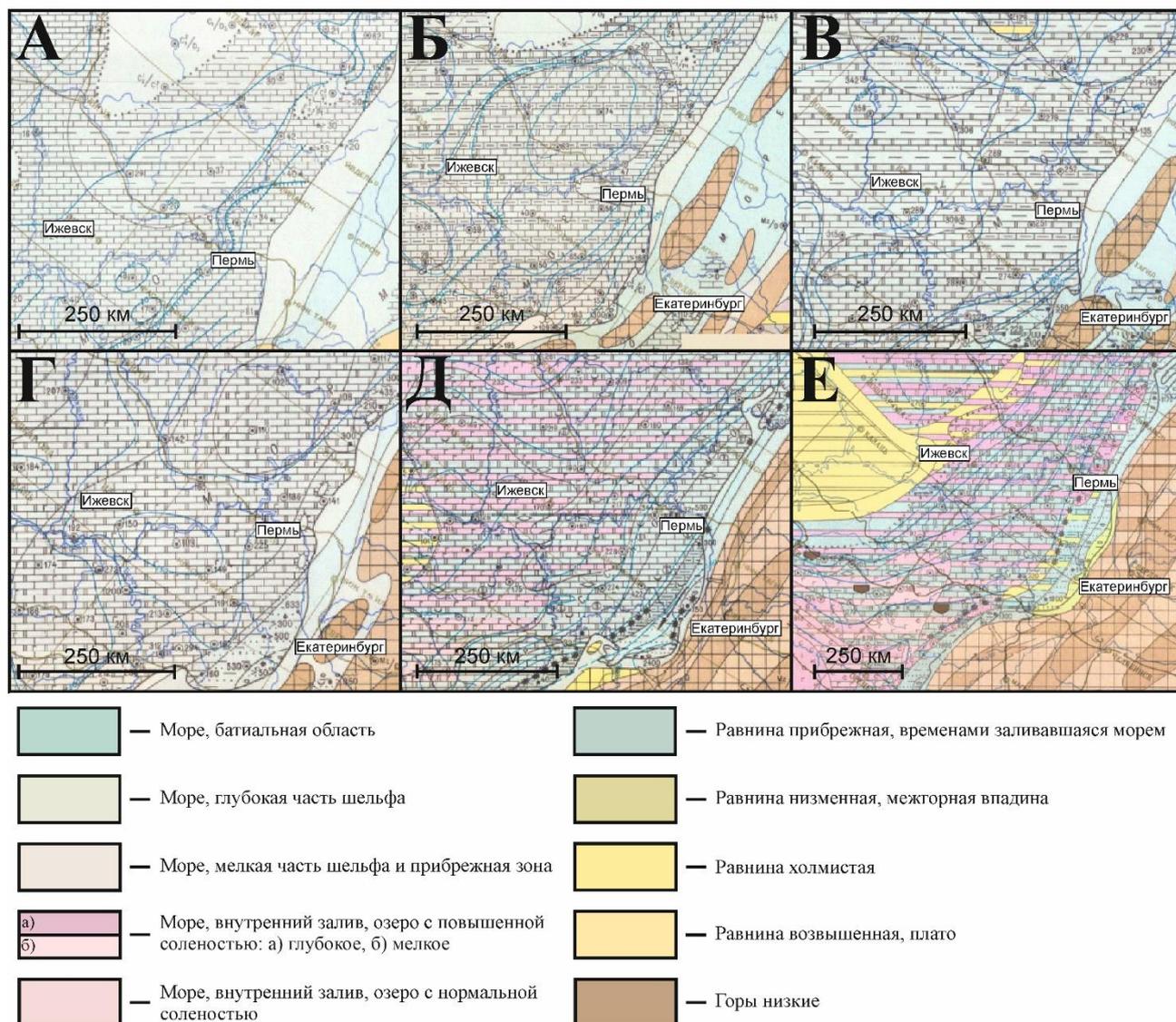


Рисунок 1.21. Палеофациальные карты Восточно-Европейской платформы (Атлас..., 1969)
 Условные обозначения: А – серпуховский ярус (C_{1s}); Б – бакирский ярус (C_{2b}); В – московский ярус (C_{2m}); Г – верхний карбон (C_3); Д – ассельский-сакмарский яруса ($P_{1a}-P_{1s}$); Е – артинский-кунгурский ($P_{1ar}-P_{1kg}$).

Пермский период завершился общим региональным подъемом изучаемой территории с образованием обстановок эрозионного размыва, которые просуществовали вплоть до поздних этапов раннего триаса.

В дальнейшем, в раннетриасово-меловое время, гумидный климат, характерный практически для всего мезозоя, послужил развитию обширных кор выветривания (Климат..., 2004).

В эоцен-олигоценую эпоху происходят кратковременные тектонические активизации, послужившие формированию новой речной сети, представляющей собой комплекс унаследованных (меридиональных) и вновь разработанных (широтных) речных долин. В плиоцен-четвертичную эпоху вновь происходит активизация тектонических движений, с понижением уровня базиса эрозии и, соответственно, с увеличением вреза речных долин.

Эпохи оледенения Восточно-Европейской платформы в четвертичное время (Наумова, 2002):

- 1) Ликовское – 1,0-0,9 млн. лет назад;
- 2) Донское – 650 тыс. лет назад;
- 3) Навлинское (?) – 550 тыс. лет назад;
- 4) Окское оледенение – 450 тыс. лет назад;
- 5) Лихвинское – 400 тыс. лет назад;
- 6) Днепровское – 180 тыс. лет назад;
- 7) Микулинское – 115-112 тыс. лет назад;
- 8) Валдайское – 45-40 тыс. лет назад.

ГЛАВА 2. Нефтегазоносность восточной части Волго-Уральского бассейна

Нефтегеологическое районирование

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн является одним из самых старых

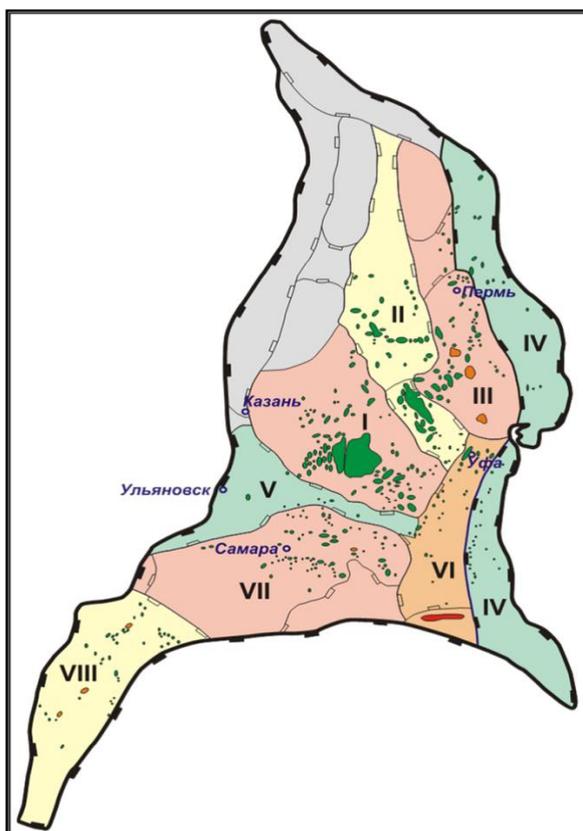


Рисунок 2.1. Схема нефтегеологического районирования Волго-Уральского НГБ
(по С.В. Фролову)

Нефтегазоносные области: I – Татарская, II – Верхнекамская, III – Пермско-Башкирская, IV – Предуральская, V – Мелекесско-Абдуллинская, VI – Уфимско-Оренбургская, VII – Средневожская, VIII – Нижневожская

добывающих скважин составляет в среднем 2-3, реже 4 км. При этом нижепогруженные горизонты практически не включены в разработку.

В состав Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна входит 8 нефтегазоносных областей: Татарская, Верхнекамская, Пермско-Башкирская, Предуральская, Мелекесско-Абдуллинская, Уфимско-Оренбургская, Средневожская (рис.2.1).

нефтегеологических объектов в нашей стране. Месторождения углеводородного сырья, относящиеся к Волго-Уральскому нефтегазоносному бассейну, охватывают восточную часть Восточно-Европейской платформы (Волго-Уральская антеклиза и Предуральский краевой прогиб) (рис.2.1). В связи с установленной и предполагаемой нефтегазоносностью к бассейну также относят и примыкающую к прогибу полосу развития терригенно-карбонатных палеозойских отложений западного склона Урала.

Волго-Уральский НГБ в целом характеризуется высоким уровнем освоенности ресурсов. Выработанность месторождений в среднем по бассейну достигает 60-70 % (Жилина, Утопленников, 2018). Начальные суммарные ресурсы (НСР) бассейна составляют около половины ресурсов всей Восточно-Европейской платформы (Лозин, 1999, 2002).

Сегодня основная добыча в бассейне связана с каменноугольным и девонским нефтегазоносными комплексами, глубина

В разрезе осадочных пород выделяют несколько нефтеносных и нефтегазоперспективных комплексов, каждый из которых характеризуется сходными условиями нефтегазонакопления и типами залежей углеводородов.

Каждый из комплексов отличается литологическим составом пород. Границы НГК проводятся по регионально выдержанным непроницаемым покрывкам.

Нефтеносными комплексами являются вендский терригенный, средне-верхнедевонский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, нижнекаменноугольный терригенный, среднекаменноугольный карбонатный. К нефтегазоперспективным комплексам относится верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный.

Нефтяные системы

Нефтегазоносность рифей-вендского комплекса

Трансгрессивно-регрессивные условия накопления отложений рифея-венда, а также благоприятный диа-катагенетический режим их преобразования способствовали (Геология..., 1977) формированию всех элементов, необходимых для существования УВ систем (рис.2.2).

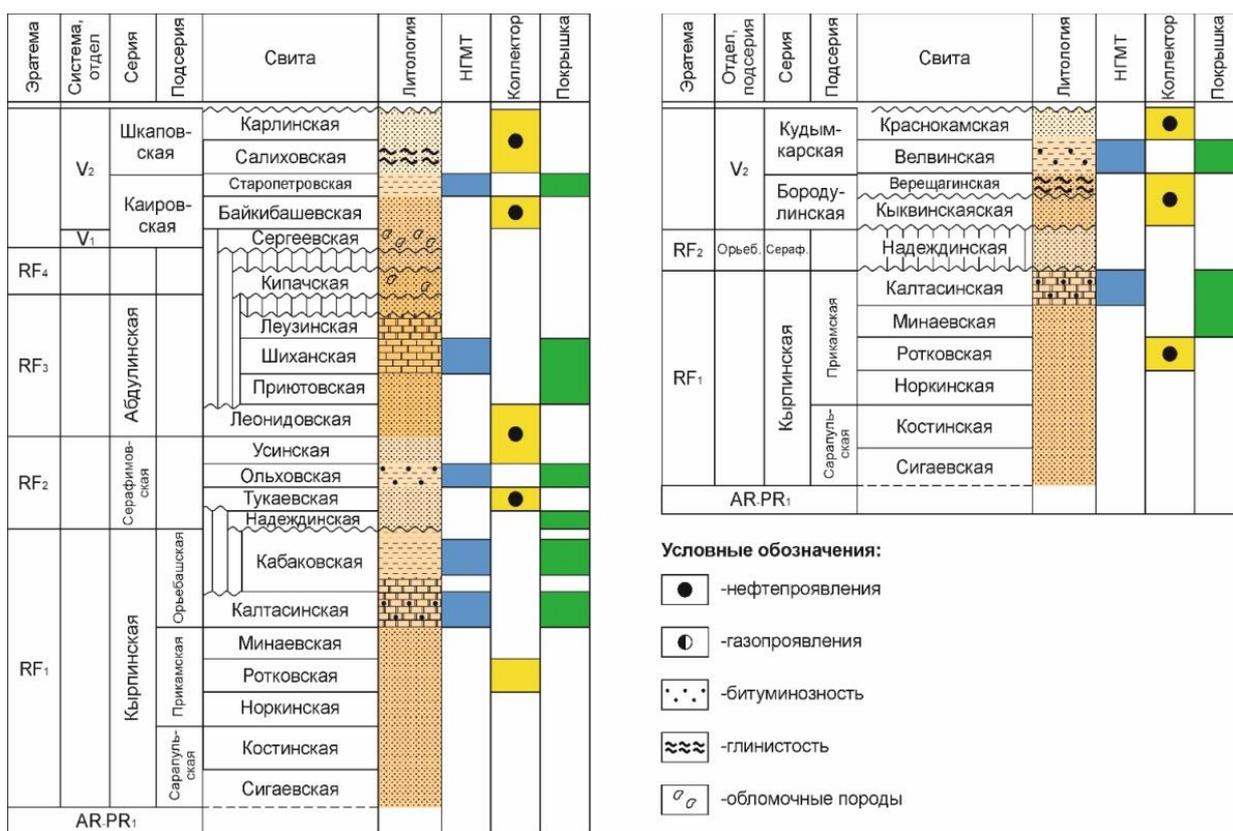


Рисунок 2.2. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем протерозоя, принятых в моделировании: слева – для Бельской впадины, справа – для Камской впадины

Характерной особенностью изучаемой территории является то, что заполнение впадин Камско-Бельского прогиба различное – в южных районах в стратиграфическом отношении

представлен весь разрез рифея (от нижнего до терминального), тогда как в северной части присутствуют лишь отложения RF₁-RF₂ возраста (рис.2.2). Верхневендские отложения Верхнекамской и Шкапово-Шиханской впадин характеризуются примерно одинаковым объемом отложений, однако наименование стратиграфических подразделений здесь разное.

Нефтематеринские породы

В качестве нефтематеринских пород рифей-вендского комплекса Камской части Камско-Бельского прогиба рассматриваются толщи калтасинской свиты нижнего рифея, а также глинистые отложения верещагинской и старопетровской свит верхнего венда. В Бельской части, помимо перечисленных, описываются также нефтематеринские отложения кабаковской, ольховской и шиханской свит рифея (рис.2.2). Содержание органического углерода (C_{орг}) в среднем не превышает 1%, водородный индекс также повсеместно низкий – до 350 мгУВ/гТОС. При этом зрелость ОВ высокая – до МК₅ и выше.

Коллекторские интервалы

Отложения по литологическому составу, относящиеся к коллекторам, приурочены к следующим стратиграфическим подразделениям рифея Камско-Бельского прогиба: ашитская подсвита калтасинской свиты нижнего рифея, надеждинская, тукаевская и ольховская свиты среднего рифея, леонидовская и приютовская свиты верхнего рифея.

Верхневендские коллекторы представлены песчано-алевритовыми пластами (V_{VI}, V_V, V_{IV}) общей мощностью до 100-120 м. Эффективная пористость – до 15-20%, проницаемость – 78-100 мД (до 939 мД).

Покрышки

В пределах Камской и Бельской частей Камско-Бельского прогиба породами покрышками могут являться глинистые и глинисто-карбонатные отложения калтасинской свиты нижнего рифея, ольховской свиты среднего рифея, шиханской и леузинской свит верхнего рифея. Однако, как показывает практика, породы-покрышки докембрийского возраста зачастую являются сильно разуплотненными, что негативно отражается на их удерживающих свойствах (Литолого-петрографическая..., 1998(ф)). Помимо этого, в связи с различием в стратиграфическом составе рифейского комплекса отдельных частей Камско-Бельского прогиба в качестве пород-покрышек могут также рассматриваться аргиллиты верхнего венда, а также глинисто-карбонатно-кремнистые толщи верхнего девона-турне.

Ловушки

В составе рифей-вендского комплекса восточной части ВУ НГБ выделяются следующие типы ловушек: стратиграфически-экранированные, приуроченные к останцам рифейского палеорельефа (в т.ч. к выступам фундамента), а также антиклинальные пластово-сводовые (Башкова и др., 2017; Никитина, 2014).

Нефтепроявления в рифей-вендском комплексе

Нефтегазопроявления, связанные с рифей-вендскими отложениями Верхнекамской впадины, установлены в сорока трёх скважинах. В рифейском комплексе Камско-Бельского прогиба наблюдались лишь незначительные нефте- и газопроявления, отмеченные в основном в отложениях калтасинской свиты (Проворов, 2007; Башкова и др., 2018). Основной объем углеводородов сконцентрирован главным образом в отложениях калтасинской, тукаевской, ольховской и усинской свит (Проворов и др., 2007; Башкова и др., 2017).

В отложениях венда Верхнекамской впадины, помимо многочисленных нефте- и газопроявлений, открыты также и месторождения – Соколовское, Сивинское, Шарканское (рис.2.3), Дебесское, Ларионовское, Верещагинское и др. В Шкапово-Шиханской впадине нефтепроявления отмечены лишь по пятнадцати скважинам и выражены слабо. Нефтепроявления рассеяны по всему разрезу венда, как в песчаных толщах байкибашевской и салиховской свит, так и в глинистых толщах старопетровской и карлинской свит, обычно принимаемых за покрывки (Василенко, 2018).

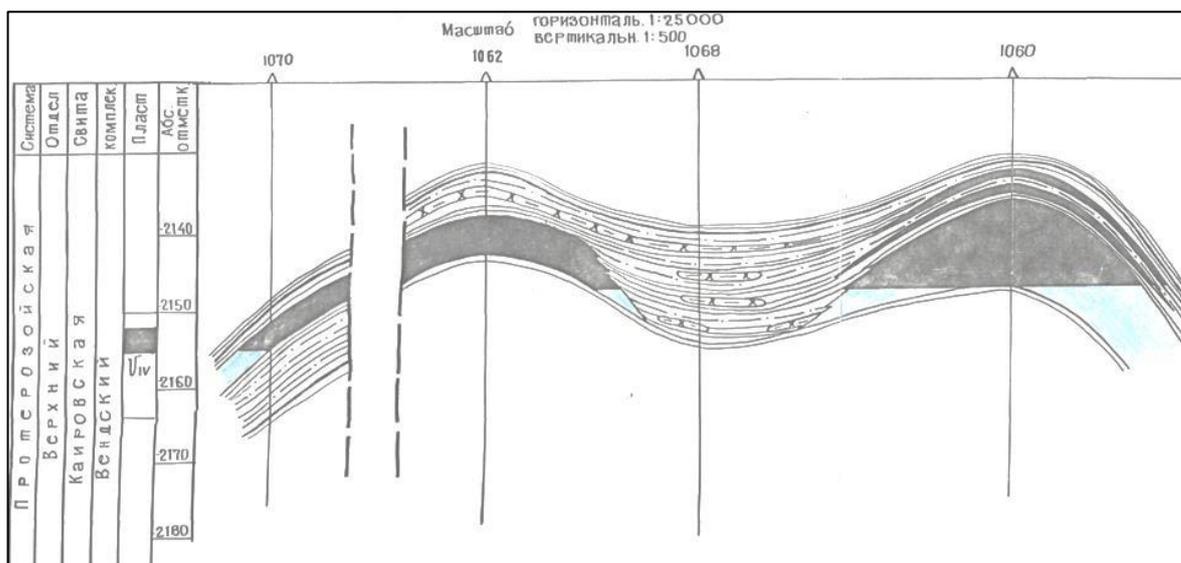


Рисунок 2.3. Разрез Шарканского месторождения (Ряхова и др., 1999)

Свойства нефти

Вендская нефть характеризуется высокими плотностью (0,9550 – 0,9585 г/см³) и вязкостью (291 сСт), а также низкой газонасыщенностью и большим содержанием смол (19,62 %), асфальтенов (9,47 %), невысоким содержанием парафина (2,25 %) и серы (0,30-0,33 %). Для вендской нефти характерно низкое содержание бензиновых фракций (Нефти..., 1977, 1989).

Нефтегазоносность палеозойского комплекса

Палеозойский комплекс осадочного чехла Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна является основным объектом при поисках, разведке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Активное его освоение началось еще в начале прошлого века. В настоящий

момент основная нефтегазоносность связана с положительными структурами Татарского и Пермско-Башкирского сводов, а также с Бирской седловины. В состав палеозойского нефтегазоносного мегакомплекса входит 5 обособленных комплексов, речь о которых пойдет далее.

Эйфельско-нижнефранский терригенный нефтегазоносный комплекс

Эйфельско-нижнефранский нефтегазоносный комплекс Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (терригенный комплекс среднего девона) включает в себя отложения эйфельского, живетского ярусов и терригенную часть франского яруса. Анализ палеотектонического развития территории и результаты геохимических исследований свидетельствуют о том, что в среднедевонско-нижнефранское время наиболее благоприятные для формирования нефтегазоматеринских пород условия соответствовали этапам морских трансгрессий и началу крупных регрессий. В качестве нефтематеринских пород комплекса рассматриваются глинистые отложения афонинского горизонта (D_{2af}) (Казанцева, 2014).

Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами с прослоями известняков и мергелей. В разрезе терригенной толщи четко выделяют четыре проницаемых алевролитопесчаных пласта: D_{III} в ардатовских и D_{II} в муллинских слоях, D_I в пашийском и $D_{кн}$ в кыновском горизонтах (рис.2.4). Покрышками для терригенного комплекса среднего девона в пределах восточной части Волго-Уральского НГБ принято считать глинисто-карбонатно-кремнистые отложения верхнедевонско-турнейского комплекса.

Наиболее характерный тип залежей – пластово-сводовые и литологически ограниченные, значительная часть залежей относится к тектонически-экранированным. Дизъюнктивные дислокации, выступающие в роли тектонического экрана, сформировались из-за постседиментационного грабенообразования (Лозин, 2002). При этом Е.В. Лозин (2002) отмечает тот факт, что некоторые крупные залежи (Туймазинская, Шкаповская) были переформированы под действием разломной тектоники.

Нефтегазопроявления отмечены во всех вышеперечисленных пластах, но наибольшее их количество и промышленные скопления нефти связаны с пластами $D_{кн}$ и D_I , залегающими непосредственно под региональной покрышкой (D_{3tm-sr}). Залежи нефти в них установлены на Областовской, Архангельской, Решетниковской, Граховской, Покровской, Есенеиной, Ижевской, Северокамской и Бардымской площадях. Дебиты нефти составляют от 0,3 до 320 т/сут (Архангельское месторождение). В ардатовских и муллинских слоях (пласты D_{III} и D_{II}) слабые нефтепроявления отмечены на Мишкинской, Архангельской, Ижевской и Вятской площадях. Суммарная мощность пород-коллекторов достигает 70 м. Значения пористости варьируются от 5 до 25 %, проницаемости от 10 до 850 мД.

Распределение залежей нефти и газа по нефтегазоносным комплексам и тектоническим элементам Волго-Камской антеклизы

Нефтегазоносные комплексы	Тектонические элементы		Своды						Впадины						Седловины			
	Пермский	Вашкирский	Северо-Татарский	Южно-Татарский	Жигулевско-Пугачевский	Соль-Илецкий	Восточно-Оренбургский структурный выступ	Висимская	Верхнекамская	Бымакско-Кунгурская	Блатовещенская	Мелекесская	Бугулузская	Бирская	Сокая	Бардымская	Саргитинская	
Верхнепермский карбонатно-терригенный	Плоский			●			◇											
	Плоский			●			◇											
Нижнепермский карбонатный	казанский ярус			●			◇											
	уфимский ярус			●			◇											
	кунгурский			○			◇											
	артинский			○			◇											
	сакмарский						◇											
Московско-гжельский терригенно-карбонатный	гжельский						◇											
	мягковский						◇											
	подольский						◇											
	каширский						◇											
	верейский						◇											
Вицейско-башкирский карбонатный	башкирский	●	○	○	○	○	○											
	протвинский	○	○	○	○	○	○											
	серпуховский																	
	окский																	
	алексинский																	
Нижнекаменно-угольный терригенный	тульский	●	●	●	●	●	●											
	бобриновский	●	●	●	●	●	●											
	радаевский																	
	малиновский (елховский)																	
	турне	○	○	○	○	○	○											
Девонско-турнейский карбонатный	заволжский																	
	фаменский																	
	аскинский+евлантовский + воронежский																	
	мендымский (бурганский)																	
	доманиковский																	
Девонский терригенный	Д-кн	●	●	●	●	●	●											
	Дп	●	●	●	●	●	●											
	ДП	●	●	●	●	●	●											
	ДПВ	●	●	●	●	●	●											
	ДП	●	●	●	●	●	●											

Примечание. Залежи ○ - нефтяные, □ - газонефтяные, ◇ - газовые/газоконденсатные. Залежи в комплексах пород: ● ■ ◆ - в терригенных, ○ □ ◇ - в карбонатных.

Рисунок 2.4. Распределение залежей нефти и газа по нефтегазоносным комплексам и тектоническим элементам Волго-Камской антеклизы (Лозин, 2002)

Плотность нефти имеет значения от 0,855 (Архангельское месторождение) до 0,954 г/см³ (Решетниковское), содержание серы от 1,8 (Есене́йская площадь) до 3,7 % (Решетниковское месторождение), газонасыщенность до 23-28 м³/т. Вязкость нефти изменяется в пределах 0,7-12, иногда до 18 мПа·с (преимущественно маловязкие нефти).

Верхнедевонско-турнейский глинисто-карбонатный нефтегазоносный комплекс

В строении верхнедевонско-турнейского глинисто-карбонатного (глинисто-карбонатно-кремнистого) комплекса принимают участие 3 структурно-фациальные группы, слагающие разрез формации доманикоидов (Ступакова и др., 2017): разрезы относительно глубоководных впадин (НГМП), разрезы склонов, поднятий или бортов рифовых тел (коллекторы), разрезы мелководно-морского шельфа (коллекторы). Базальные части верхнедевонско-турнейского разреза характеризуются наилучшими нефтематеринскими свойствами ($C_{орг}$, литологический состав и т.д.), тогда как в терминальных породах наиболее часто встречаются коллекторы (традиционные и нетрадиционные). В качестве покрышки могут рассматриваться прослои глин и аргиллитов, широко развитые по всему интервалу разреза.

По типу залежей выделяются в основном литологически-ограниченные, массивные (Лядова и др., 2010). Залежи нефти массивного типа с этажами нефтеносности 26-72 м открыты на Мишкинской, Лиственской, Лудошурской и Южно-Киенгопской, Ярино-Каменоложской, Благовещенской, Верхнечусовской площадях.

Нефтенасыщенность девонской и каменноугольной частей разреза различна для платформы и Предуральяского прогиба. На платформенной части территории к турнейскому ярусу приурочено 78 % залежей, к фаменскому – 17 % и к франскому – 5 %. В прогибе 50 % залежей относится к фаменским отложениям, 39 % - к турнейским и 11 % - к франским.

Нефтеносность

Залежи нефти заключены в основном в отложениях турнейского яруса, в верхней части которого (черепетский горизонт) выделяется проницаемый пласт – Т, сложенный органогенными тонкозернистыми известняками. Пористость меняется от 2 до 16 %, проницаемость – от 104 до 2850 мД, увеличиваясь в зонах развития рифовых массивов и вдоль бортов Камско-Кинельской системы впадин, что обусловлено палеокарстовыми процессами и трещиноватостью. Среди месторождений этого комплекса можно выделить следующие: Ромашкинское, Бавлинское, Тлянчи-Тамакское, Алимовское, Чекалинское, Южно-Киенгопское, Мишкинское, Яганское. Стоит заметить, что имеющиеся ресурсы верхнедевонско-турнейского НГК по большей части относятся к нетрадиционным.

Свойства нефти

Дебиты нефти достигают 800 т/сут (скв. № 340 Ю-Киенгопская). Нефть метановая, плотность ее 0,922 г/см³ с содержанием серы до 3,6 % (Мишкинская площадь). Вязкость нефти

варьируется в пределах 9-20 мПа·с (маловязкие и вязкие нефти). Все нефтепроявления и залежи нефти комплекса распространены в бортовых и внутренних зонах Камско-Кинельской системы впадин (Шеходанов, Армишев, 1970).

Нижнекаменноугольный терригенный комплекс

В данный НГК входят терригенные отложения бобриковского и тульского горизонтов, а также малиновского надгоризонта, которые представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Относится к главным НГК региона и включает наибольшие начальные суммарные ресурсы УВ сырья: 47,3 % нефти, 31 % растворенного газа, 10,8 % свободного газа, 15 % конденсата.

В пределах Волго-Уральского НГБ данный комплекс характеризуется непостоянством стратиграфического состава и большим колебанием мощности. Собственные нефтематеринские породы в нижнекаменноугольном терригенном комплексе отсутствуют, редко в качестве НГМП в нижнем карбоне могут рассматриваться визейские отложения (C_{1V}) – в основном в южной части ВУ НГБ. В настоящее время считается, что УВ, содержащиеся в продуктивных горизонтах этого комплекса, были генерированы нижележащими породами верхнего девона – турне.

Коллекторские интервалы выделяют в пределах внутренних частей Камско-Кинельской системы впадин, где их суммарная мощность достигает 60 м, а на бортах и в сводовых разрезах 10-30 м (за счет заполнения пространства аккомодации). Коллекторы сложены в основном кварцевыми мелкозернистыми, хорошо отсортированными песчаниками, не выдержанными по простирацию. Они часто замещены алевролитами и аргиллитами, нередко выклиниваются. В разрезе комплекса выделено шесть проницаемых пластов: Тл₀, Тл_I, Тл_{II} в тульском и Бб_I, Бб_{II} и Бб_{III} в бобриковском горизонтах.

Пласт Бб_{III} прослежен в нижней части бобриковского горизонта. Он наиболее выдержан по мощности, более однороден и имеет лучшие коллекторские свойства по сравнению с другими пластами толщи. Мощность пласта достигает 7 м, пористость 27 %, проницаемость до 2590 мД. От вышележащего пласта отделен алевролитно-аргиллитовой пачкой пород небольшой мощности.

Пласт Бб_{II} выделен в средней части бобриковского горизонта мощностью 5-10 м. От вышележащего пласта он отделен небольшой алевролитно-аргиллитовой пачкой, которая иногда отсутствует, и оба пласта образуют единый коллектор (Зурайская, Кулигинская, Гремихинская площади). Пористость пласта в среднем 13-18 %.

Пласт Бб_I приурочен к верхней части бобриковского горизонта. По своему литологическому составу он менее однороден, чем нижележащие. Пласт сложен

переслаиванием песчаников и алевролитов и часто разделен на ряд мелких пропластков. Мощность пласта 2-12 м. Пористость 13-15 %.

Пласт Тл_{II} выделен в нижней части тульского горизонта. Пласт литологически неоднороден, алевролитово-аргиллитовыми прослоями разделен на несколько пропластков (Тукачевское месторождение – рис.2.5). Мощность пласта составляет 2-9 м. Пористость в среднем равна 12-15 %.

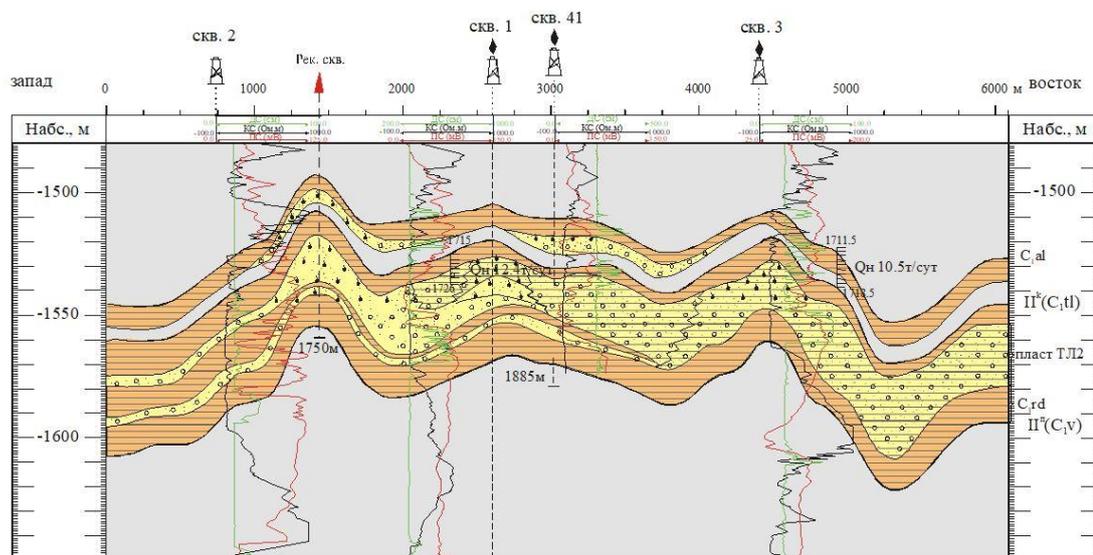


Рисунок 2.5. Разрез Тукачевского месторождения (Сейсморазведочные..., 2006(ф))

Пласт Тл_I прослежен в средней части тульского горизонта мощностью 3-10 м. От вышележащего пласта он отделен алевролитово-аргиллитовой пачкой пород мощностью 2-6 м, которая на некоторых площадях отсутствует, что приводит к слиянию пластов (Гремихинская площадь). Пористость пласта в среднем 12-15 %.

Пласт Тл₀ приурочен к верхней части терригенной пачки тульского горизонта. Он имеет линзовидную форму и ограниченное распространение. На многих площадях пласт отсутствует (Киенгопская, Гремихинская, Бурановская, Вятская, Кырыкмасская площади). Мощность пласта 1,5-16 м. Коллекторские свойства сравнительно низкие. Пористость в среднем достигает 15 %. Покрышкой для пласта, так же как и для всего комплекса, служат глинистые известняки тульского горизонта, мощность которых изменяется от 2 до 25 м.

При рассмотрении коллекторских свойств пород по пластам отмечено увеличение средней пористости и проницаемости сверху вниз по разрезу, то есть наиболее хорошими коллекторскими свойствами обладают пласты Бб_{III} и Бб_{II}, плохими - Тл₀. При этом 77 % залежей являются пластово-сводовыми, менее 8 % - литологически ограниченными. Все выявленные залежи нефти приурочены к структурам облекания, развитым по бортам и во

внутренних массивах Камско-Кинельской впадины. В роли покрышек выступают глины и аргиллиты, залегающие в основании визейского яруса (C_{1v}).

Нефтеносность

На территории Волго-Уральского НГБ в данном комплексе залежи нефти открыты на Мишкинской, Лиственской, Чутыро-Киенгопской, Гремихинской, Ижевской, Яганской, Бурановской, Кырыкмасской, Вятско-Тарасовской, Байсаровской, Хмелевской, Воядинской, Ярино-Каменоложской, Полазненской, Северокамской, Батырбайской и др. площадях (Геология..., 1976; Нефтяные..., 1987); на большинстве из них открыто по несколько залежей.

Дебиты нефти достигают до 180 т/сут. Нефти метановые, плотностью 0,890-0,960 г/см³, высокосернистые (2,5-5,2 %). Газонасыщенность пластовой нефти изменяется в пределах 12-30 м³/т. Вязкость нефти может достигать значений 34-84 мПа·с (высоковязкие нефти).

Среднекаменноугольный комплекс

Включает отложения башкирского и московского ярусов. Распространен практически повсеместно, мощность и стратиграфическая полнота разреза не испытывает больших колебаний. Литологически комплекс представлен в основном карбонатными породами – известняками и доломитами, а также терригенно-карбонатными образованиями.

Терригенно-карбонатные образования среднекаменноугольного возраста в целом характеризуются плохими нефтегазоматеринскими свойствами пород. В качестве НГМП рассматриваются визейские отложения нижнего карбона (C_{1v}) и верейские углистые аргиллиты (C_{2vr}).

В разрезе комплекса выделяют четыре продуктивных пласта: B_{III} – в башкирском ярусе, B_{III} и B_{II} – в верейском и P_d – в подольском горизонтах московского яруса. В каширском и мячковском горизонтах нефтяных залежей не обнаружено, но отмечены нефтегазопроявления различной интенсивности.

Пласт B_{III} приурочен к средней части башкирского яруса, залегают непосредственно под окремелой пачкой известняков и аргиллитов башкирского и верейского возраста, являющихся для пласта изолирующей покрышкой, мощность которой возрастает в северном направлении от 3 до 15 м. Коллекторами являются органогенные известняки. Пористость коллекторов варьируется от 9 до 23 %, проницаемость до 1178 мД. Наиболее распространены коллекторы с пористостью 12-15 %, проницаемостью 50-130 мД. Залежи нефти установлены на Красногорской, Зотовской, Кезской, Чутыро-Киенгопской, Мишкинской, Гремихинской, Лиственской, Южно-Киенгопской, Лудошурской, Лозюлокской, Ярино-Каменоложской, Полазненской, Северокамской, Батырбайской площадях (Геология..., 1976; Нефтяные..., 1987). Все выявленные залежи массивного типа с этажами нефтеносности от 10 до 63 м. В Гремихинском и Южно-Киенгопском месторождениях, где высота залежи превышает

мощность башкирского яруса, насыщены нефтью карбонатные породы намюрского и серпуховского возраста. Дебиты нефти достигают 130 т/сут. Красногорская, Зотовская и Чутыро-Киенгопская залежи имеют газовые шапки, состоящие на 80-90 % из азота. Нефти башкирского яруса имеют плотность 0,860-0,926 г/см³, содержание серы 1,3-3,4 %, газонасыщенность 29-14 м³/т.

Пласт В_{III} расположен в нижней части верейского горизонта. Мощность пласта 1,5-8 м. Коллекторы – органогенно-обломочные известняки с пористостью до 18 % и проницаемостью до 522 мД. Покрышкой служит аргиллитовая пачка мощностью от 2 до 5 м.

Пласт В_{II} расположен в 10-15 м от подошвы верейского горизонта и хорошо прослежен по всей территории. Мощность пласта 2-9 м. Пористость достигает 23 %, проницаемость 824 мД. Иногда пласты В_{II} и В_{III} образуют единый коллектор. Покрышкой пласта служит аргиллитовая пачка пород мощностью до 15 м.

Пласт Пд выделяется в нижней части подольского горизонта. Коллекторами являются органогенные известняки и доломиты. Мощность пласта 8-10 м, пористость до 22 %, проницаемость до 300 мД. Покрышкой служат плотные глинистые известняки и доломиты средней части горизонта.

Нефтеносность

К верейскому горизонту приурочено 20 выявленных залежей нефти (Областовская, Красногорская, Чутырско-Киенгопская и др.). Дебиты нефти достигают 70 т/сут. Притоки нефти непромышленного значения получены на Кырыкмасской площади. Промышленные притоки нефти из пласта Пд получены на Вятской, Кырыкмасской и Золотаревской площадях.

Свойства нефти

Плотность нефтей верейского горизонта составляет от 0,869 до 0,911 г/см³, содержание серы в них достигает значений 1,3-3,2 %, газонасыщенность до 20 м³/т. Залежи подольского горизонта характеризуются следующими параметрами: дебиты нефти 0,7-5 т/сут, плотность до 0,890 г/см³, содержание серы до 2,7 %.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс

Указанный комплекс характеризуется ограниченными зонами нефтегазонакопления, приуроченными в основном к областям Предуральяского краевого прогиба, что связано с развитием в этой зоне рифовых построек нижнепермского возраста (коллектор), зачастую перекрытых мощными толщами эвапоритов (покрышка). Нефтематеринскими породами для этого комплекса являются глины и аргиллиты верхнего девона-турне, а также НГМП нижнего, среднего карбона и нижней перми. Пласты-коллекторы представлены в основном низкопроницаемыми разностями известняков, промышленная емкость которых обусловлена в основном трещиноватостью.

Нефтеносность

Промышленная нефтегазоносность этого комплекса в пределах Волго-Уральского НГБ установлена на Ишимбайской, Мурапталовской (рис.2.6), Кинзебулатово-Волостановской, Табынско-Архангельской, Шумовской, Ольховской, Ульяновской и др. площадях. Нефтепроявления различной интенсивности обнаружены на Варзи-Ятчинской, Голышурминской, Киясовской, Киенгопской, Сарапульской, Опаринской, Закамской, Кырыкмасской и Вятской площадях (Геология..., 1976; Нефтяные..., 1987).

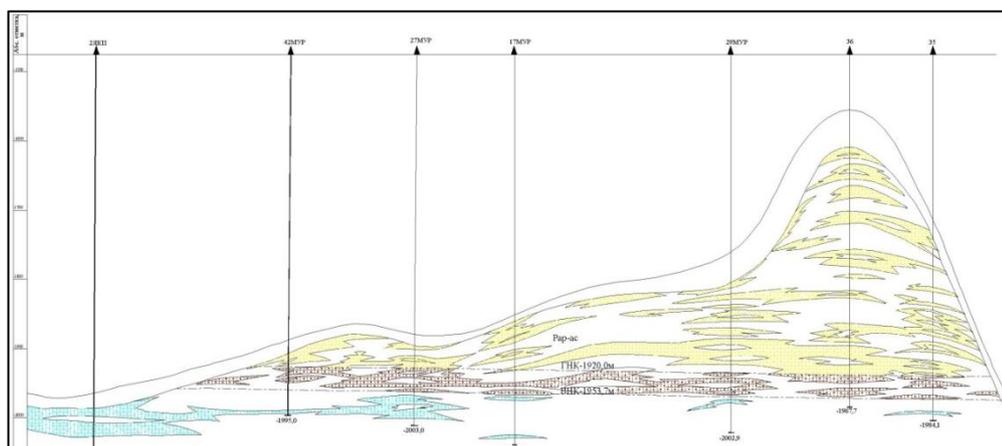


Рисунок 2.6. Разрез Мурапталовского месторождения (Подсчет..., 2008(ф))

Свойства нефти

Как правило, это легкие или средние нефти ($0,826-0,870 \text{ г/см}^3$), сернистые (от 0,71 до 2,74 %) и высокосмолистые; свободный газ – метановый (CH_4 до 92 %), часто содержит значительное количество азота и сероводорода (5 % и более), вязкость в них варьируется в пределах 9-15 мПа·с. Плотность и сернистость нефтей увеличиваются с севера на юг.

ГЛАВА 3. Геолого-геохимическая характеристика нефтегазоматеринских пород рифея-венда восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Изучение свойств нефтегазоматеринских пород (определение типа органического вещества, содержания органического углерода и мощности НГМП) является важной частью региональных исследований по выявлению условий формирования нефтегазоносности осадочного чехла. Рассмотрение геологических особенностей, подкрепленное данными геохимического анализа, позволяет выявлять важные связи между органическим веществом и нефтями, а также определять истинные границы нефтяных систем.

Особенную роль играет оценка возможных источников углеводородов в тех бассейнах, в которых прогнозируется наличие нескольких нефтегазоматеринских пород. Одним из таких объектов является Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн.

Фактический материал и методы проводимых исследований

В настоящее время собрано достаточно большое количество данных по результатам геолого-геохимического анализа нефтегазоматеринских пород рифея-венда восточной части ВУ НГБ. В рамках данной работы были проведены, во-первых, анализ имеющихся материалов, а во-вторых, интерпретация данных собственных геохимических исследований.

В распоряжении автора помимо литературных данных имелись образцы каменного материала отложений:

- калтасинской свиты нижнего рифея (RF_{1kl}): скв. Аксеновцевская, 4; Азино-Пальниковская, 133; Арланская, 7000; Восточно-Аскинская, 1; Титпинская, 608.
- леузинской и шиханской свит верхнего рифея (RF_{3lz-shn}): скв. Кушкульская, 40.
- кочешорской свиты верхнего венда (V_{2kc}): скв. Красновишерская, 2,4,8,301.
- краснокамской свиты верхнего венда (скв. Дебесская, 600).

Итоговая база данных включает в себя сведения по более чем 120 скважинам.

В данной главе выводы о содержании и зрелости органического вещества НГМП базируются на результатах пиролиза, углепетрографии и элементного анализа органического вещества. Определение мощности потенциальных НГМП основано на сопоставлении геохимических параметров ($C_{орг}$, водородный индекс (НИ)) с данными литологического описания пород и кривыми ГИС (гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК)) по 10 скважинам.

Пиролитическое изучение пород проводилось по методу Рок Эвал на приборном комплексе Рок Эвал-6 (Франция), который имеет 5 стандартных режимов выполнения пиролиза пород и позволяет проводить широкий комплекс исследований минеральной и органической части НГМП (Espitalie, Bordenave, 1993).

Имеющиеся образцы изучались в режиме Балк Рок (Bulk Rock), в ходе которого осуществлялся программируемый нагрев предварительно измельченной пробы породы незначительной массы (менее 70 мг) в инертном газе с получением пика выхода свободных УВ до 300 °С (пик S_1 , мг УВ/г породы). Помимо этого, с помощью данного метода также производилась оценка остаточного потенциала органического вещества (пик S_2 , мг УВ/г породы), определялась степень его катагенетической зрелости (T_{max} , °С). Кроме того, при дальнейшем нагреве проводилось определение суммарного содержания органического (ТОС, %) и минерального (MinC, %) углерода.

Всего пиролитические исследования проведены для 101 образца НГМП рифея (RF_{1kl} - 20 обр.), венда (V_{2kc} - 81 обр.). Остальные значения были собраны из фондовых отчетов (Работа..., 2004(ф); Зонально-региональные..., 2006(ф); Оценка..., 2010(ф)) и диссертаций (Иванов, 2008; Башкова, 2009; Станекзай, 2009). Всего база данных включает в себя результаты по 234 образцам (RF - 85 шт, V - 149 шт). Положение скважин отображено на рисунке 3.1.

После обобщения и сведения всей имеющейся информации была проведена отбраковка всех образцов по значениям показателей S_2 (< 0,09 мг УВ/г породы - Сивкова и др., 2021) и T_{max} (\leq 420 °С - Филиппов, 2015) по результатам которой для дальнейшей интерпретации было выбрано 9 замеров по RF₁ и 13 проб по V₂. В результате, полученные параметры были отображены на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена, что позволило с учетом катагенетической зрелости определить тип исходного ОВ для всех изучаемых комплексов отложений. Дальнейшая обработка полученных результатов проводилась с целью выявления степени катагенетической зрелости органического вещества, его типа, а также определения его сингенетичности/эпигенетичности по отношению к вмещающей породе.

Углетрографические исследования проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке QD1302 (Craic Technologies) согласно ГОСТам:

- 9414.2-2011 Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Ч.2: метод подготовки образцов. Соответствует международному стандарту ISO 7404-2;
- 9411.3-2011. Методы петрографического анализа углей. Ч.3. Методы определения мацерального состава. Соответствует международному стандарту ISO 7404-3.

Всего из образцов керна было изготовлено и проанализировано 8 аншлифов (V_{2kc}). Исследования проводились в отраженном свете (простом и ультрафиолетовом) с масляной иммерсией и объективом х50. Такая методика предлагается для исследования органического вещества и изложена в отмеченном выше ГОСТе. Исследования люминесцентных свойств органических мацералов применяются в органической петрологии как дополнительный

качественный анализ. Никаких регламентирующих методик в этом виде исследований не существует.

Помимо перечисленных методов для определения степени зрелости ОВ НГМП, в составе которых отсутствует витринит и другие мацералы, соответствующая оценка была проведена по *элементному составу органического вещества* (по методу А.Э. Конторовича (Конторович и др., 1971; Богородская и др., 2005)).

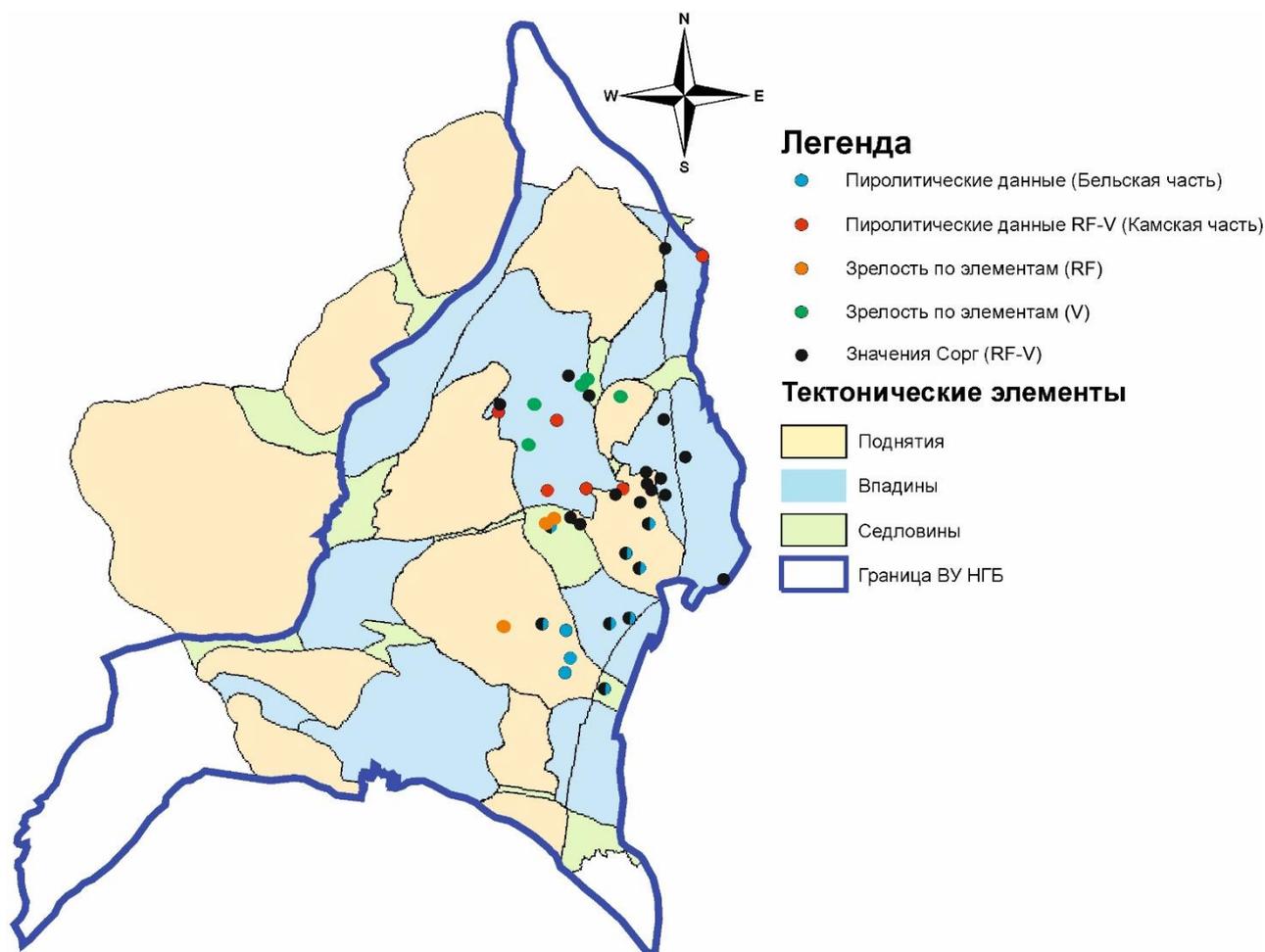


Рисунок 3.1. Карта фактического материала проводимых геохимических исследований

Для этого из различных фондовых отчетов (Обобщить..., 1992(ф); Геохимическая..., 1994(ф)) были взяты значения содержания С, Н и суммы О+S+N, которые затем наносились на соответствующую тригонограмму. Полученные значения зрелости органического вещества были использованы в дальнейшем при построении катагенетических карт. Итоговая база данных включает в себя 3 рифейских образца и 8 вендских.

Выделение интервалов развития потенциальных рифей-вендских нефтегазоматеринских пород проводилось по литологической характеристике пород (аргиллиты, глинистые известняки и мергели), а также по данным ГИС (высокие показания значений ГК при низких НГК). Корректировка выделенных границ осуществлялась путем наложения значений замеренного показателя $S_{орг}$ и/или ТОС ($\geq 0,4\%$ (Баженова и др., 2000; Craig et al., 2013)). После чего

производилось итоговое определение мощности НГМП. Корреляция скважин проводилась в направлении с северо-запада на юго-восток (рис.3.2).

Всего при анализе были использованы материалы по 10 скважинам (рис.3.1 - Сарапульская, 1П; Арланская, 7000; Бедряжская, 203; Бедряжская, 204; Восточно-Аскинская, 1; Аслыкульская, 4; Кушкульская, 100; Кипчакская, 1; Кабаковская, 62; Леузинская, 1), взятые из отчетов (Изучение..., 1985(ф); Петрографические..., 1992(ф); Изучение..., 2002(ф); Отчет..., 2004а(ф); Отчет..., 2004б(ф); Зонально-региональные..., 2006(ф); Зонально-региональные..., 2008(ф); Составление..., 2014(ф)) и монографий (Козлов и др., 2011; Сергеева и др., 2021), для определения содержания в породах органического углерода использовались верифицированные значения пиролиза и данные, полученные из фондовых отчетов (Изучение..., 2002(ф); Отчет..., 2004а(ф); Отчет..., 2004б(ф); Зонально-региональные..., 2006(ф); Зонально-региональные..., 2008(ф); Составление..., 2014(ф)).

ВЫДЕЛЕНИЕ НГМП В РАЗРЕЗЕ РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В связи с тем, что целью проводимого исследования является оценка роли органического вещества рифей-венда на формирование нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, ниже будет дана геолого-геохимическая характеристика основных докембрийских нефтегазоматеринских пород.

Рифейские нефтегазоматеринские породы

Камская часть. Наиболее древними нефтематеринскими породами являются отложения калтасинской свиты нижнего рифея (RF_{1kl}), которые, однако, вскрыты лишь единичными скважинами, а геохимические исследования пород проведены лишь точно.

Так, на основании данных С.Е. Башковой, Т.В. Белоконь (2008), В.М. Проворова и др. (2007) было установлено, что наилучшим нефтематеринским потенциалом среди пород калтасинской свиты нижнего рифея обладают арланско-ашитские отложения.

В литологическом отношении эти толщи представлены глинисто-карбонатными породами, сложены серыми (в различных оттенках) массивными доломитами, нередко органогенными (с наличием строматолитовых и онколитовых разностей) прослоями микро-, тонко-, неравномерно кристаллических, иногда окремнелых и пиритизированных прослоев и пачек. Среди отложений арланской и ашитской свит присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов и мергелей.

Распространение свит ограничивается зонами развития Камско-Бельского прогиба, мощность варьируется в широких пределах (от первых десятков до 7000 метров (Башкова, 2009)) с тенденцией к увеличению в юго-восточном направлении (рис.3.2). Суммарная толщина НГМП в отложениях свиты не превышает 100-300 м (рис.3.3).

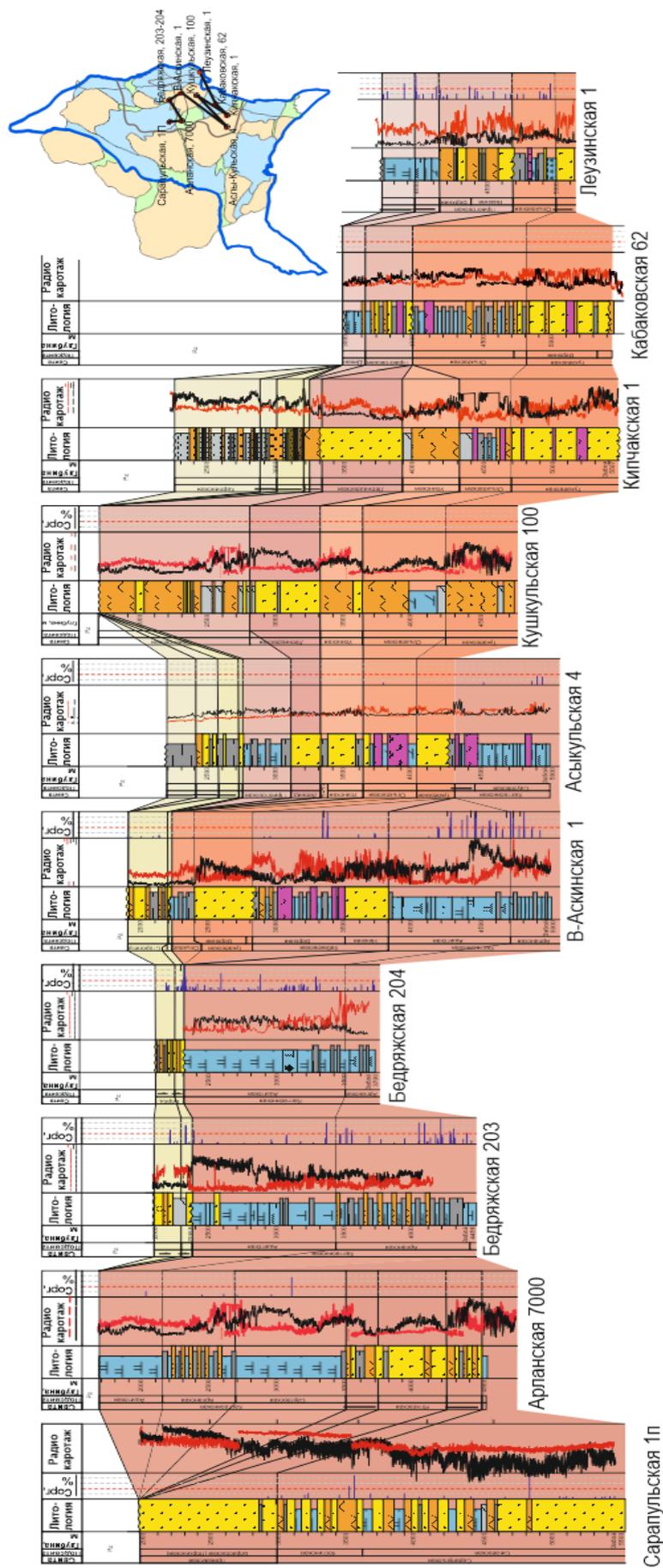


Рисунок 3.2. Схема корреляции рифей-вендских отложений восточной части Волго-Уральского НГБ

(по материалам Отчет ..., 2004а,б(ф); Зонально-региональные ..., 2006(ф); Оценка ..., 2015(ф); Сергеева и др., 2021)

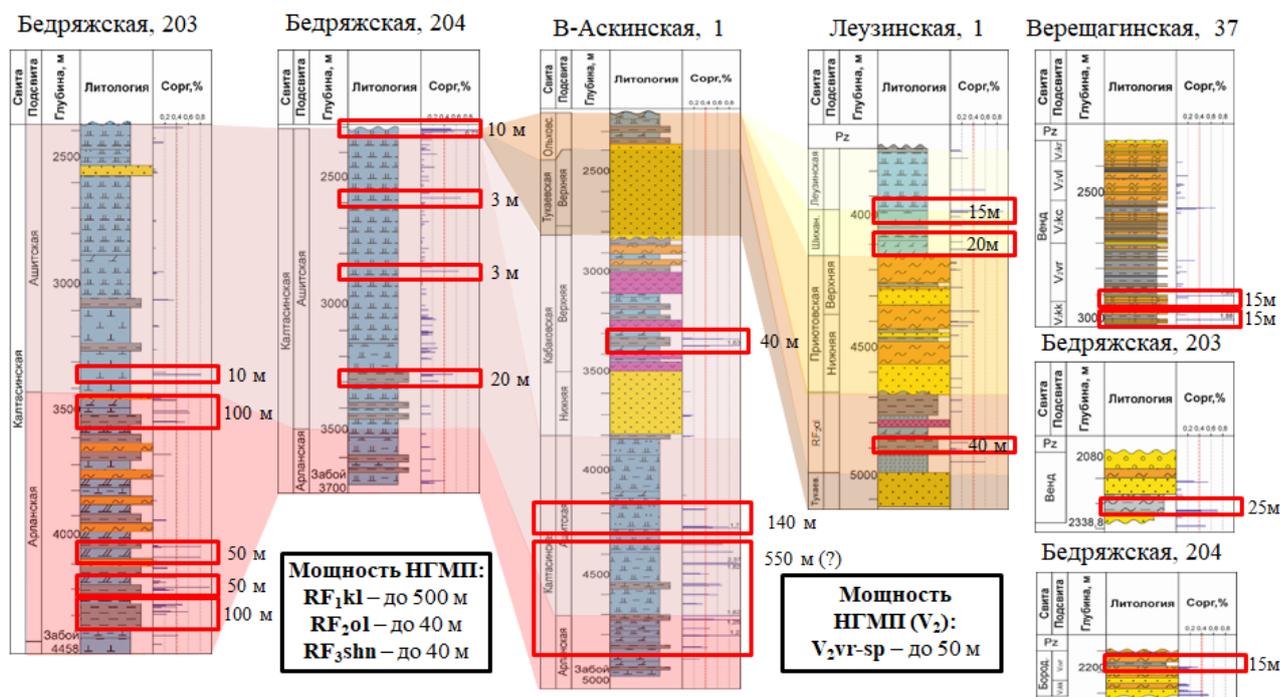


Рисунок 3.3. Схема корреляции нефтегазоматеринских пород рифея-венда в пределах восточной части Волго-Уральского НГБ

В геохимическом отношении изучаемые отложения характеризуются (табл.3.1) невысоким содержанием органического углерода (до 1,08 %) и небольшим выходом хлороформенного битумоида (Бхл) – до 0,156 %, что говорит о развитии процессов генерации УВ флюидов этими породами. Выявленные содержания петролейно-эфирного (Бпэ), спиртобензольного (Бспб) битумоидов, а также гуминовых кислот свидетельствуют о значительной выработанности потенциала НГМП и частичной окисленности ОВ и продуктов его генерации (табл.3.1).

Таблица 3.1.

Геохимическая характеристика отложений калтасинской свиты Камской впадины Камско-Бельского прогиба (по материалам Разработать..., 2006(ф))

Геохимический показатель	Значение*	Скважины
$C_{орг}, \%$	0,01-1,08 (0,38)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бхл	0-0,156 (0,022)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бспб	0,0003-0,156 (0,022)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бпэ	0,0-0,1 (0,00059)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
Гуминовые кислоты	0,0-0,0025 (0,00008)	min – >> max – (Дебесская, 603)

* - min-max (среднее)

По пиролитическим характеристикам видно (табл.3.2), что НГМП нижнего рифея сильно преобразованы ($T_{max} = 442-501$ °С) степень зрелости – до МК₅. Значения показателя водородного индекса (НИ) варьируются в пределах от 21 до 149 мгУВ/гТОС, что свидетельствует о наличии III геохимического типа органического вещества. Тем не менее исходный тип керогена для калтасинской свиты определяется как II (сапропелевый). Значение восстановленного водородного индекса равно 210 мгУВ/гТОС (рис.3.4)

Таблица 3.2.

Пиролитические характеристики отложений калтасинской свиты Камско-Бельского прогиба (по результатам собственных исследований и материалам Зонально-региональные...,2006(ф))

Образец	Глубина, м	S ₁	S ₂	TOC	T _{max}	НИ
		Free Oil	Kerogen Yield	Total Organic Carbon	Maturity	Hydrogen Index
Бедряжская, 203 (1)	3347,18	0,33	1,21	0,81	442	149
Бедряжская, 203 (2)	3453,7	0,02	0,1	0,4	454	23
Бедряжская, 203(3)	3504,35	0,1	0,32	0,58	447	54
Бедряжская, 203 (5)	4082,92	0,07	0,23	0,78	483	29
Бедряжская, 203(7)	4167,33	0,04	0,1	0,41	501	23
Бедряжская, 203(8)	4197,57	0,09	0,29	0,99	495	29
Бедряжская, 203(9)	4263,59	0,03	0,1	0,48	474	21
Бедряжская, 204	3304,0	0,04	0,13	0,54	450	24
В-Аскинская, 1	-	0,17	1,49	1,14	431	131

Изучаемые отложения характеризуются низкими содержаниями свободных углеводородов (S₁ до 0,33 мг УВ/г породы) и незначительным генерационным потенциалом (S₂ до 1,49 мг УВ/г породы), значения суммы пиков S₁+S₂ в среднем равняются 0,54 мг УВ/г породы (при максимуме 1,66), что характеризует нефтегазоматеринские свойства породы как удовлетворительные (рис.3.5).

Расчет степени катагенетической преобразованности по элементному составу органического вещества нижнерифейских НГМП не проводился в связи с отсутствием данных.

Исходные значения C_{орг0} варьируются от 0,6 до 2,0 %, исходный водородный индекс мог достигать значений 210 мгУВ/гТОС. Суммарная толщина НГМП в отложениях свиты не превышает 100-300 м (рис.3.3).

Бельская часть. В южной (Бельской) впадине Камско-Бельского прогиба состав стратиграфического комплекса рифея значительно шире (рис.3.2). Помимо калтасинских отложений, нефтегазоматеринские породы здесь также выделяются в толщах кабаковской (RF₁kb), ольховской (RF₂ol) и шиханско-леузинской свит (RF₃shn-lz) рифея. Наиболее полные данные касательно характеристик органического вещества этих пород представлены в диссертации Д.И. Иванова (2008). Так, указано, что наилучшими нефтематеринскими свойствами обладают отложения арланской и ашитской подсвит калтасинской свиты нижнего

рифья. По результатам обобщения имеющихся данных значения C_{org} варьируются в пределах от 0,04 до 2,65 %, $T_{max} = 434-440$ °C. Содержание органического углерода в отложениях кабаковской свиты достигает значений 1,63 %.

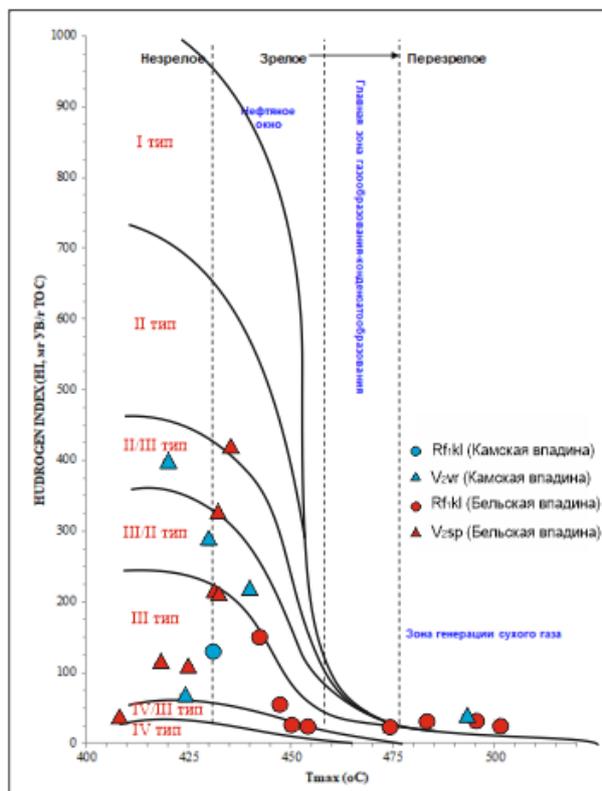


Рисунок 3.4. Пиролитические характеристики рифей-вендских отложений на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена

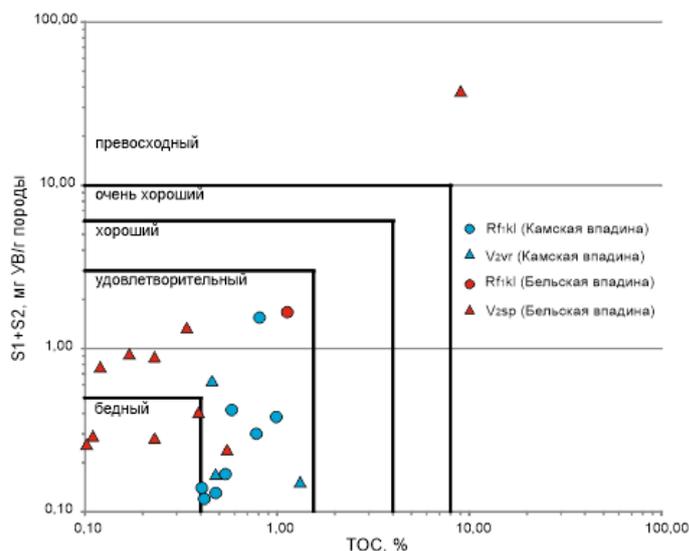


Рисунок 3.5. Пиролитические характеристики рифей-вендских отложений на диаграмме генерационного потенциала

В разрезе скв. Восточно-Аскинская, 1 обнаружена толща арланско-ашитских ($RF_{1arl-ash}$) глинистых доломитов и аргиллитов мощностью 550 м с повсеместно высокими значениями C_{org} ($\geq 0,4$ % (до 2,37 %)) – рис.3.3. Данный факт может свидетельствовать о том, что мощность нефтематеринских пород раннерифейского возраста может варьироваться в широких пределах и достигать больших мощностей.

Нефтегазоматеринские отложения ольховской свиты среднего рифья (RF_{2ol}) характеризуются значениями $C_{org} = 0,03-0,58$ %, породы шиханской и леузинской свит верхнего рифья ($RF_{3shn-lz}$) имеют значения $C_{org} = 0,05-0,85$ %. Исходя из представленных данных, тип органического вещества зачастую определяется как III (геохимический), а также нередко как II. Для дальнейшего геолого-геохимического моделирования значения восстановленного водородного индекса определены на уровне 250 мгУВ/гТОС. По литологическому составу отложения данных стратиграфических интервалов являются глинистыми известняками, нередко

аргиллитами и мергелями. Также в разрезах кабаковской (RF₁kb) и ольховской (RF₂ol) свит часто присутствуют тонкие прослои алевролитов и песчаников.

Значения содержания хлороформенного битумоида в рифейских отложениях Бельской впадины демонстрируют широкое развитие процессов нефтеобразования во всех стратиграфических интервалах изучаемого разреза. Так, из представленной таблицы (табл.3.3) видно, что битумоиды отложений нижнего рифея наиболее приближены по составу к реальной нефти (Б_{ХЛ} до 0,23 %). С уменьшением возраста вмещающих отложений этот показатель постепенно снижается.

Таблица 3.3.

Геохимическая характеристика рифейских отложений Бельской впадины Камско-Бельского прогиба (по материалам Д.И. Иванова (2008))

Геохимический показатель	Значение*	Скважины
RF ₁		
C _{орг}	0,04-2,37(0,43)	min – (Арланская, 7000) max – (Восточно-Аскинская, 1)
Б _{ХЛ}	0,0012-0,23 (0,02)	min – (Кабаковская, 62) max – (Калтасинская, 57)
RF ₂		
C _{орг}	0,03-0,58 (0,2)	min – (Сергеевская, 800) max – (Кабаковская, 62)
Б _{ХЛ}	0,002-0,041 (0,0095)	min – (Серафимовская, 119) max – (Калтасинская, 12)
RF ₃		
C _{орг}	0,05-0,85 (0,25)	min – (Кушкульская, 103) max – (Кабаковская, 62)
Б _{ХЛ}	0,006-0,03 (0,014)	min – (Кушкульская, 100) max – (Кабаковская, 62)

* - min-max (среднее)

Значения содержания основных элементов органического вещества, полученные из фондовых отчетов (Обобщить..., 1992(ф); Геохимическая..., 1994(ф)) и диссертации (Иванов, 2008), также свидетельствуют о том, что НГМП нижнего рифея находятся/находились в главной зоне нефтеобразования (табл.3.4).

Таблица 3.4.

Значения содержания основных элементов органического вещества НГМП нижнего рифея

Скважина	С	Н	N+S+O	Катагенез
Подгорная, 20006	78,7	11,3	10,1	МК ₂
Арланская, 7000	73,97-87,61	8,3-10,1	6,9-8,9	МК ₁₋₄
Арланская, 36	80	11,79	6,8	МК ₂

Таким образом, высокая степень катагенетической преобразованности органического вещества позволяет предполагать следующие исходные значения $C_{орг0}$ (для RF_1 - от 0,8 до 6,2 %; RF_2 - от 0,3 до 0,83 %; RF_3 - от 0,3 до 1,2 %) и водородного индекса (для RF_1 - до 200 мгУВ/гТОС; RF_2 - 250 мгУВ/гТОС; RF_3 - 250 мгУВ/гТОС) в этих породах. Мощность рифейских НГМП в пределах Бельской впадины достигает следующих значений: RF_1 - 500 м; RF_2 - до 40 м; RF_3 - до 40 м.

Вендские нефтегазоматеринские породы

Верхнекамская впадина. Верхневендские НГМП Верхнекамской впадины представлены углеродистыми аргиллитами кыквинской (V_2kk) и верещагинской (V_2vr) свит бородулинской серии (V_2br), содержащие от 0,1 до 3,48 %. Тип ОВ - II, степень преобразованности соответствует градациям MK_{1-2} (Башкова, 2009). Указанные породы имеют широкое распространение по всей площади впадины, мощность нефтематеринских отложений достигает 50 метров (рис.3.3).

Породы кыквинской свиты (V_2kk) наиболее обогащены $C_{орг}$ (до 3,48 %) и $B_{ХЛ}$ (до 0,625 %), что говорит о высоком нефтематеринском потенциале этих отложений, а также о его частичной реализованности (табл.3.5). Тогда как породы верещагинской свиты (V_2vr) имеют более ярко выраженные геохимические характеристики, указывающие на наличие миграционных процессов, происходящих в этих породах. Данная особенность говорит о генерационно-аккумуляционных процессах, происходящих в вендских отложениях, и об образовании нефтей на градациях катагенеза MK_1 - MK_2 .

Исходя из данных пиролиза (табл. 3.6) терригенно-глинистых отложений бородулинской серии верхнего венда (V_2br) Бедряжской площади, можно сказать о том, что указанные породы характеризуются невысокими содержаниями органического углерода - до 0,48 %, что может быть связано как с наличием миграционных процессов, так и с репрезентативностью выборки каменного материала. Помимо прочего, бородулинские отложения в объеме исследуемых образцов характеризуются еще более низкими (по сравнению с рифейскими) показателями S_1 до 0,01 мг УВ/г породы и S_2 до 0,52 мг УВ/г породы, сумма S_1+S_2 - до 0,62 мг УВ/г породы (рис.3.5). Водородный индекс отложений также незначительный - до 113 мг УВ/г ТОС, при этом T_{max} находится в пределах 408-418 °С (рис.3.4). Указанные параметры не позволяют провести качественную интерпретацию типа ОВ этих отложений.

Немного лучше обстоят дела с образцом аргиллита алевритистого кочешорской свиты верхнего венда (V_2kc) Красновишерской площади, который характеризуется (табл.3.6) достаточно высоким значением ТОС, равным 1,32 %. Значения S_1 и S_2 в целом невысокие, их сумма равна 0,15. Значения водородного индекса также низкие (10 мгУВ/гТОС), что объясняется высокой степенью катагенетической преобразованности породы ($T_{max} = 552$ °С).

Таблица 3.5.

Геохимическая характеристика отложений кыквинской и верещагинской свит бородулинской серии верхнего венда (по материалам Разработать..., 2006(ф))

Геохимический показатель	Значение*	Скважины
V _{2br}		
C _{орг}	0,1-0,7 (0,27)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
β _{хл}	0,93-16,86 (6,16)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
B _{хл}	0,0002-0,118 (0,014)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
K _н	0,12-2 (0,39)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
B _{СПБ}	0,0006-0,08 (0,029)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
B _п	0,0-0,1 (0,00074)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
Гуминовые кислоты	0,0-0,0019 (0,00008)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
V _{2kk}		
C _{орг}	0,02-3,48 (0,49)	min – (Дебесская, 603) max – (Дебесская, 603)
β _{хл}	0,04-74,07 (7,29)	min – (Золотаревская, 96) max – (Мишкинская, 185)
B _{хл}	0,0-0,625 (0,013)	min – (Глазовская, Дебесская, 603) max – (Золотаревская, 96)
K _н	0,03-2 (0,33)	min – (Центральная, 400) max – (Золотаревская, 96)
B _{СПБ}	0,0003-0,313 (0,027)	min – (Дебесская, 603) max – (Золотаревская, 96)
B _п	0,0-0,04 (0,0004)	min – >> max – (Золотаревская, 96)
V _{2vr}		
C _{орг}	0,03-1,83 (0,27)	min – (Ельниковская, 45) max – (Ниримская, 83)
Н.О.	29,38-93,34 (81,39)	min – (Дебесская, 603) max – (Ельниковская, 45)
β _{хл}	0,04-100 (13,89)	min – (Дебесская, 603; Ельниковская, 45) max – (Дебесская, 603)
B _{хл}	0,0003-0,156 (0,016)	min – (Дебесская, 603) max – (Ельниковская, 45)
K _н	0,05-0,075 (0,683)	min – (Дебесская, 603) max – (Дебесская, 603)
B _{СПБ}	0,0006-0,118 (0,034)	min – >> max – (Дебесская, 603)

* - min-max (среднее)

Таблица 3.6.

Пиролитические характеристики отложений верещагинской и старопетровской свит верхнего венда (по результатам собственных исследований и материалам Станекзай..., 2009)

Образец	Глубина, м	S ₁	S ₂	TOC	T _{max}	HI
		Free Oil	Kerogen Yield	Total Organic Carbon	Maturity	Hydrogen Index
Красновишерская, 4 (5)	32,5	0,02	0,13	1,32	552	10
Бедряжская, 203 (11)	2223,15	0	0,17	0,48	408	35
Бедряжская, 203 (12)	2336,5	0,1	0,52	0,46	418	113
Шиханская, 5	2877-2878	0,15	0,25	0,39	424	64,1
Шиханская, 5	2467-2470	17,8	19,4	9	440	215
Шиханская, 5	2098-2099	0,13	0,75	0,23	432	326
Шиханская, 5	2027	0,06	0,23	0,11	431	209
Шиханская, 5	1935-1939	0,04	0,21	0,1	433	210
Ю-Тавтимаановская, 188	3553-3555	0,13	0,63	0,12	488	525
Ю-Тавтимаановская, 184	2681-2686	0,22	0,71	0,17	435	417
Морозовская, 1	1858-1953	0,34	0,97	0,34	430	285
Кушкульская, 40	-	0,05	0,19	0,55	493	35
Кипчакская, 1	2483-2509	0,04	0,24	0,23	425	104

Значения содержания основных элементов органического вещества, полученные из фондовых отчетов (Обобщить..., 1992(ф); Геохимическая..., 1994(ф)), указывают на то, что НГМП верхнего венда также находятся/находились в главной зоне нефтеобразования (табл.3.7). Резкое повышение степени катагенетической преобразованности (Соколовская, 14), определяемое по элементному составу, может быть связано с низкими концентрациями ОВ в породе (Богородская и др., 2005).

Таблица 3.7.

Значения содержания основных элементов органического вещества НГМП верхнего венда Верхнекамской впадины

Скважина	С	Н	N+S+O	Катагенез
Дебесская, 600	76,07	10,75	13,18	МК ₁
Ягульская, 357	79,18	11,82	10	МК ₂
Лозолюкская, 505	81,31	12,42	6,27	МК ₂
Соколовская, 53	77,72	11,99	5,77	МК ₂
Игринская, 477	75,6	11,3	13,1	МК ₂
Верещагинская, 60	80,57	11,5	7,93	МК ₂
Соколовская, 14	87,62	9,41	2,93	МК ₃

Исходя из степени катагенетической зрелости органического вещества и его типа, можно предположить, что исходные значения содержания $C_{орг}$ могли быть равными $\approx 0,8 \%$, водородный индекс также мог быть значительно выше, до ≈ 400 мг УВ/г ТОС.

Колчимская антиклиналь. В связи с тем, что в распоряжении автора находились образцы каменного материала, отобранного на Ефимовском (Красновишерском) участке (выходящего за рамки Верхнекамской впадины), в данном разделе дополнительно приводятся характеристики НГМП кочешорской свиты верхнего венда ($V_{2кc}$) Колчимской антиклинали.

Мацеральный состав изучаемых отложений представлен в виде «твердых битумов» или остаточного ОВ – твердых обуглероженных остатков ОВ после полной генерации ими жидких и газообразных продуктов. Эти образования очень мелки и встречаются в породе в виде мельчайших включений, располагающихся между минеральными зёрнами и слоями. Их оптические свойства из-за крайне малых размеров невозможно точно охарактеризовать и тем более измерить. Только в тех случаях, когда размер включения относительно большой, можно заметить, что в исследованных образцах они слабо анизотропны, что свидетельствует о наличии локальных участков, испытавших значительные динамические напряжения.

В двух образцах (301.16 и 301.24) (рис.3.6), наблюдались участки включений твердых битумов, по морфологии зоны скоплений напоминающие исходный битуминит, который полностью потерял целостность и четкие контуры. Размеры таких скоплений достигают $0,02 \times 0,8$ мм, они сопровождаются замещающими глобулами пирита, плотно покрывающими участки породы (рис.3.6). Битумные пленки в прямом смысле являются пленками - оболочками, которые равномерно покрывают минеральный матрикс породы и придают ей коричневый цвет в отраженном свете. Это всегда подвижные (жидкие) новообразованные продукты, сопровождающие трансформацию ОВ. Их присутствие в породе свидетельствует о проходящем или прошедшем уже процессе нефтеобразования.

Два образца (рис.3.6) условно отнесенные к «коллекторам», представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и алевролитами, содержат меньше ОВ, минеральный и гранулометрический состав их отличается от описанных выше образцов. Образец 2.6 представляет плохо сортированную породу с цементом, который был существенно изменен. В породе много мелких «рудных» и других минералов, расцветивающих ее разными цветами. Органического вещества мало, оно встречается в виде битумных пленок (темно-коричневые изометричные пятна в общей матрице породы), возможно, аллохтонных. Образец 8.7 представлен довольно однообразным сильно уплотненным песчаником (мало пор) с прослоями аржиллитов, содержащих ОВ. Толщина таких прослоев – до $0,02$ мм.

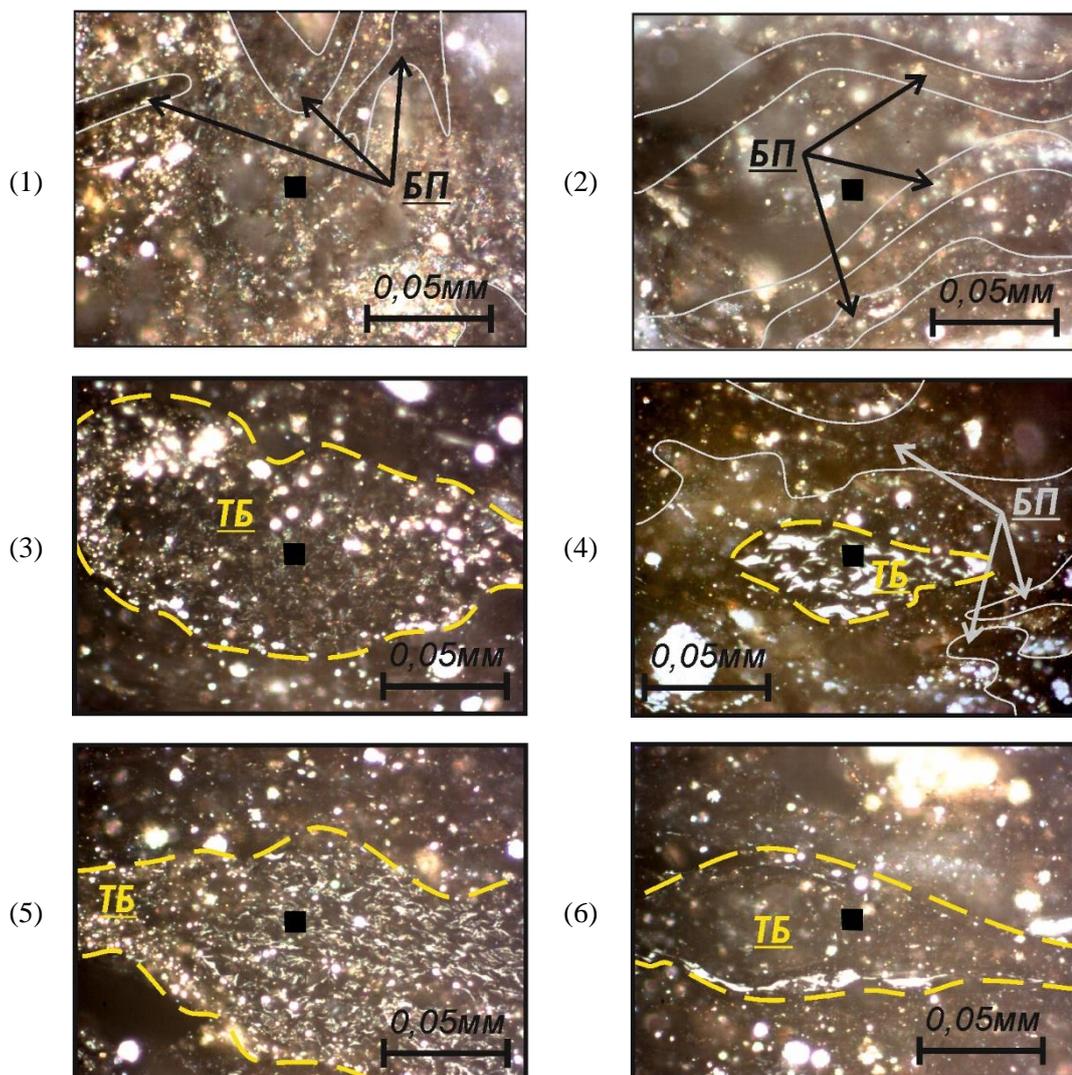


Рисунок. 3.6. Фото-таблица образцов коллекции анилифов кочешорской свиты верхнего венда, выделенные в группы: (1), (2) – коллектор, (3) – (6) - НГМП
В проходящем свете при 50-кратном увеличении

Примечание: ТБ – твердые битумы, БП – битумные пленки

Поскольку измерить показатель отражения по какому-либо мацералу не представлялось возможным, можно предположить, что уровень катагенеза исследованных пород довольно высок и находится на стадии апокатагенеза. Вывод основывается на анизотропии твердых включений ОВ, названных «твердыми битумами» и отсутствии люминесцентного свечения битумных пленок. Для рассеянного органического вещества II типа такое состояние характерно после прохождения главной фазы нефтеобразования и далее.

Совершенно удивительным при этом кажется то, что, несмотря на явную преобразованность и практически полное отсутствие пика S_1 (табл.3.6), при экстракции обр. 301.2 (1), 301.26 (2), 2.4 (3) были получены жидкие битумоиды (коэффициент битуминозности β – до 2 %). Исследования полученных экстрактов позволили подтвердить сапропелевый тип ОВ, а также его высокую термическую зрелость.

Шкапово-Шиханская впадина. В южной части изучаемой территории НГМП в составе верхневендского комплекса приурочены в основном к отложениям старопетровской свиты, представленной углеродистыми аргиллитами с различной долей песчаной примеси (Станекзай, 2009). Указанные отложения имеют широкое распространение в пределах Шкапово-Шиханской впадины, мощность их редко превышает 100 м.

Содержание органического углерода в отложениях старопетровской свиты достигает значений 12,26 %, при степени катагенетической зрелости отложений, равной ПК₃-МК₅ (T_{max} = 424-493 °C). Водородный индекс, оцененный пиролитическим методом, указывает на II тип исходного органического вещества (HI = 35-417 мг УВ/г ТОС) (рис.3.4; табл.3.6). Сумма пиков S₁+S₂ демонстрирует значения от 0,24 до 37,2 мг УВ/г породы (в среднем 4,254), что характеризует нефтегазоматеринские свойства породы как удовлетворительные, хорошие и очень хорошие.

По результатам люминесцентно-битуминологического анализа (Станекзай, 2009) выявлено, что битуминозность пород изменяется в широких пределах – от тысячных до сотых долей процента. На большей части территории содержание хлороформного битумоида (Б_{хл}) варьируется в пределах от 0,001 до 0,008 %. Увеличение данного показателя происходит в северо-западном и юго-восточном направлениях.

Степень катагенетической преобразованности, согласно данным элементного анализа (табл.3.8), определяется в пределах от МК₁ до МК₃, что свидетельствует о том, что данная НГМП находилась/находится в ГЗН. При этом значения показателей С_{орг} и HI указывают на то, что основной объем УВ флюидов уже был сгенерирован ранее. Современные значения характеризуют ОВ как остаточное.

Таблица 3.8.

Значения содержания основных элементов органического вещества НГМП верхнего венда Шкапово-Шиханской впадины

Скважина	С	Н	N+S+O	Катагенез
Куш-Кульская, 101	75,61	9,53	6	МК ₁
Куш-Кульская, 100	77,16	12	6,4	МК ₂
Хлебодаровская, 9	78,12	13,39	5,5	МК ₂
Зиганская, 46	78,35	10,24	7,6	МК ₂
Сергеевская, 800	82,1	12,25	6,9	МК ₂₋₃

ГЛАВА 4. Геохимическая характеристика органического вещества и нефтей пород докембрия и палеозоя восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Использование геохимического анализа органического вещества при проведении геологоразведочных работ позволяет, в первую очередь, определять палеофациальные условия его накопления, состав исходного живого вещества, а также наличие генетической связи с нефтями продуктивных комплексов.

Стандартный набор биомаркеров, как правило, включает в себя различные отношения нормальных и изопреноидных алканов (Pr/Ph ; $Pr/n-C_{17}$; $Ph/n-C_{18}$), хейлантанов ($t_{28}+t_{29}/Ts$; t_{19}/t_{23} ; t_{26}/t_{25} и др.), стеранов (C_{28}/C_{29} ; C_{27}/C_{29}), гопанов (H_{29ab}/H_{30ab}), а также ароматических УВ-соединений (DBT/P ; $4-MDBT/1-MDBT$ и др.). Однако, как показывает практика, данные параметры не всегда могут быть применены при исследовании ОВ и нефтей докембрия (в силу специфических особенностей среды его накопления). Более того, в настоящее время выявлено лишь небольшое количество биомаркеров, позволяющих достоверно идентифицировать древние УВ флюиды. В данной главе будут обобщены основные подходы к геохимическому анализу докембрийского ОВ и нефтей, а также представлены результаты собственного геохимического анализа.

Фактический материал и методы проводимых исследований

В настоящее время собрано достаточно большое количество данных по геохимическому анализу органического вещества и нефтей разновозрастных отложений осадочного чехла ВУ НГБ. В данном разделе будет дана характеристика ОВ и нефтей с точки зрения их индивидуальных геохимических особенностей, условий формирования и преобразования. В качестве материала использовались данные, собранные из фондовых отчетов (Зонально-региональные..., 2006(ф); Зонально-региональные..., 2008(ф); Проведение..., 2016(ф) и др.), справочной и научной литературы (Нефти..., 1977; Vazhenova et al., 2005; Проворов, 2007; Башкова, 2009; Орлова и др., 2021 и др.), а также результаты собственных аналитических исследований.

В распоряжении автора, помимо литературных данных, имелись также образцы каменного материала отложений калтасинской свиты нижнего рифея (скв. Аксеновцевская, 4, Азино-Пальниковская, 133; Арланская, 7000, Восточно-Аскинская, 1; Титпинская, 608), леузинской свиты верхнего рифея (скв. Кушкульская, 40), шиханской свиты верхнего венда (скв. Кушкульская, 40), кочешорской свиты верхнего венда (скв. Красновишерская (Ефимовская), 2,4,8,301) и краснокамской свиты верхнего венда (скв. Дебесская, 600). Помимо этого, в работе также было проанализировано 12 проб нефтей разновозрастных продуктивных

интервалов следующих площадей: Дебесская (V_2kr), Соколовская (V_2kr), Сивинская (D_2kn), Кудымкарская (D_2kn), Краснокамская (D_2kn), Куединская (D_2ps), Касибская (D_2ps), Мишкинская (D_3dm), Кулигинская (D), Савинская (C_{1t}) и Гожанская (C_{1bb}). Также было исследовано 12 образцов битумоидов, экстрагированных из углеродистых отложений зильмердакской свиты верхнего рифея разреза Кагарманово (RF_{3zl}), бутонской свиты аршиния (RF_{4bt}) разрезов Усть-Цепел и Койва, кочешорской свиты верхнего венда (V_2kc) Ефимовской площади. Итоговая база данных включает в себя сведения по более чем 60 скважинам (рис.4.1).

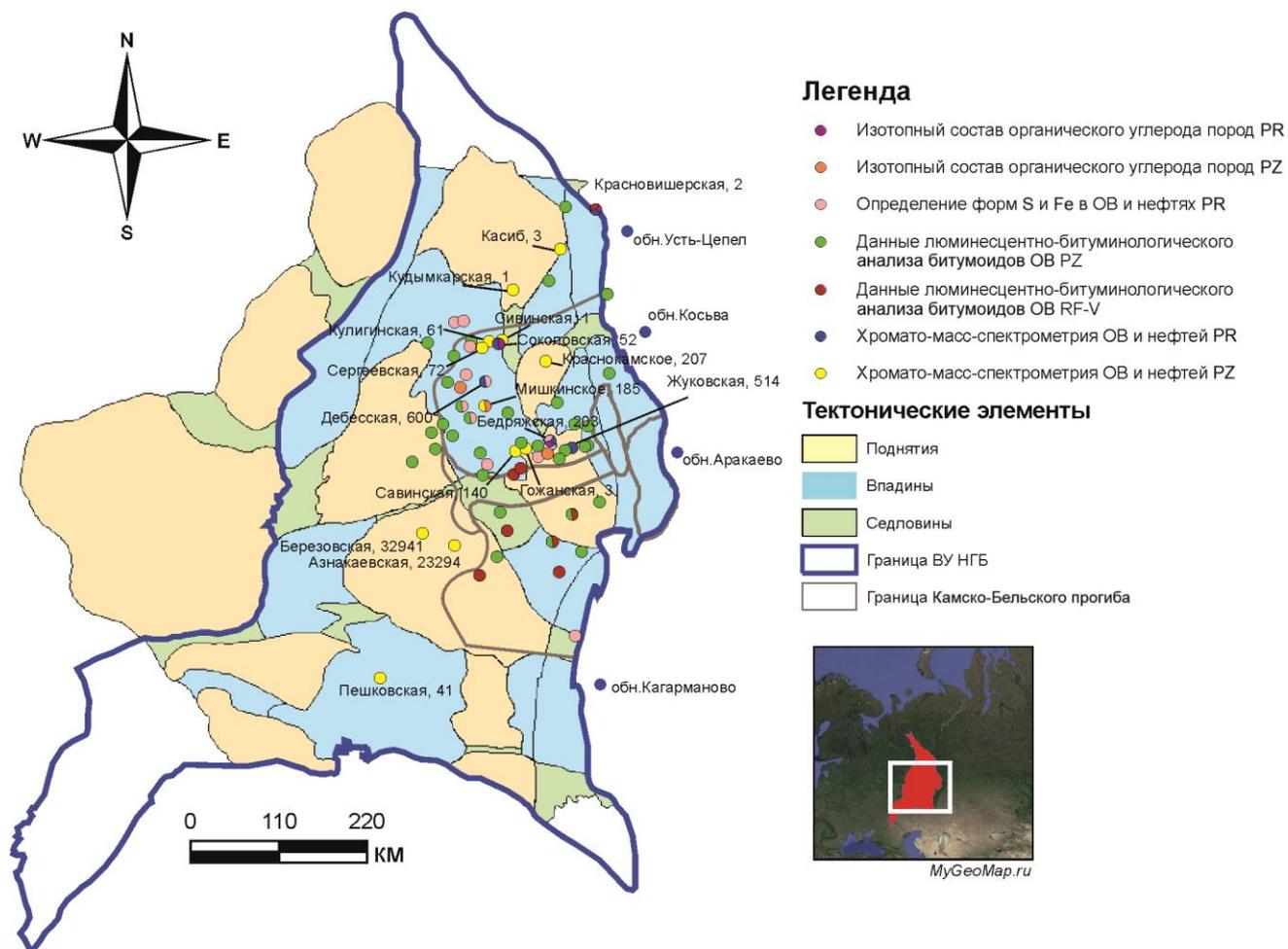


Рисунок 4.1. Карта фактического материала проводимых геохимических исследований

В связи с тем, что целью диссертации является оценка роли органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, в данной главе особое внимание отведено изучению геохимических особенностей ОБ докембрия. Выводы по данной главе базируются на результатах люминесцентно-битуминологического анализа, хромато-масс-спектрометрии, изотопного анализа органического углерода ОБ и нефтей.

Для анализа растворимой части органического вещества образцов, имеющих в распоряжении автора (1 образец зильмердакской свиты верхнего рифея (RF_{3zl}), 2 образца

бутонской свиты (RF_{4bt}), 7 образцов кочешорской свиты (V_{2kc}) и 2 образца краснокамской свиты (V_{2kr} верхнего венда), была выполнена **холодная и горячая экстракции**. Получение битумоида проводилось в стеклянной колбе (500 мл) с помощью хлороформа (CHCl₃). В качестве навески использовалась порода, предварительно измельченная до размеров зерен 0,25-0,3 (аналитическая пыль), масса ее составляла 150 г. Для полного извлечения из породы ОВ колбы были помещены в ультразвуковую установку (по типу Сапфир).

Затем экстракт перемещали в аппарат Сокслета и проводили отгонку до тех пор, пока в колбе не осталось 4-6 мл экстракта. Получившийся концентрат отфильтровывали в обработанный хлороформом, высушенный и предварительно взвешенный бюкс. Затем бюкс с концентратом экстракта помещали в вытяжной шкаф, где при комнатной температуре проводили окончательное выпаривание растворителя. После того как хлороформ испарился полностью, флаконы доводили до постоянного веса до тех пор, пока расхождение между двумя последовательными взвешиваниями перестало превышать 0,0001 г.

После того как был получен экстракт, в качестве подготовки для последующих исследований проводилось его разделение по группам.

Дальнейшие исследования экстрактов проводились совместно с образцами нефти. Выбор образцов проводился исходя из принципа территориальной близости к прибортовым зонам Камско-Бельского прогиба (исходя из рекомендаций, предложенных в предыдущей работе (Кожанов и др., 2021)). Таким образом, были выбраны образцы нефтей из продуктивных интервалов следующих площадей: Дебесская (V_{2kr}), Соколовская (V_{2kr}), Сивинская (D_{2kn}), Кудымкарская (D_{2kn}), Краснокамская (D_{2kn}), Куединская (D_{2ps}), Касибская (D_{2ps}), Мишкинская (D_{3dm}), Чутырская (D_{3dm}), Кулигинская (D), Савинская (C_{1t}) и Гожанская (C_{1bb}) (рис.4.1).

На первом этапе производилось осаждение нерастворимых в гексане асфальтенов. Часть деасфальтенезированного битумоида (мальтеновая фракция) разделялась методом жидкостной элюентной хроматографии на колонке. Разделение метилхлоридных экстрактов на фракции проводили на стеклянных колонках, заполненных активированным аргентированным силикагелем марки АСКГ с размером зерен 0,1-0,2 мм. После смачивания силикагеля гексаном в колонку переносили навеску мальтена. Далее проводили элюирование гексаном фракции парафино-нафтеновых УВ. Фракцию ароматических УВ десорбировали и элюировали толуолом. После окончания разделения флаконы с фракциями ставили под вытяжной шкаф до полного испарения растворителя.

Параллельно проводилось разделение остатка мальтеновой фракции на масла, бензольные и спиртобензольные смолы на стеклянных колонках, заполненных силикагелем (для группового анализа). Элюентами служат: гексан для выделения фракции масел, бензол и смесь этилового спирта с бензолом в соотношении 1:1 для выделения бензольных и спиртобензольных смол,

соответственно (Гусева, Соболева, 1989). Дальнейший геохимический анализ аналитических групп ОВ и нефтей производился методами хромато-масс-спектрометрии и изотопного анализа углерода.

Для более детального определения характеристик органического вещества НГМП автором рассмотрены литературные данные по *люминесцентно-битуминологическому анализу и фракционному составу битумоидов* пород рифея, венда и верхнего девона - турне, опубликованные в каталоге (Нефти..., 1977).

После разделения битумоида было проведено изучение *изотопного состава углерода фракций* (8 шт.) на приборе Delta V Advantage фирмы Thermo Finnigan (Бремен, Германия). Комплекс оборудования Delta V Advantage включает элементный анализатор Thermo Scientific™ Flash HT Plus, газовый хроматограф Thermo Scientific™ LC IsoLink™ и универсальную систему для пробоподготовки Thermo Scientific™ GasBench II.

Изотопный состав углерода определялся с помощью масс-спектрометра. Принцип разделения изотопов основывается на том, что на заряженную частицу в магнитном поле действует определенная сила, под действием которой ион начинает двигаться по окружности. Радиус этой окружности зависит от массы иона. В результате ионизации молекул, разделения ионов и их детектирования получается спектр, по которому можно определить молекулярную массу.

Важным является то, что при изотопном анализе определяется не отношение изотопов, а различие между изотопным составом элемента в исследуемом образце и изотопным составом того же элемента в стандарте ($\delta^{13}\text{C}$). Точность измерений контролировалась по международному стандарту NBS-22. Изотопные значения указываются в ‰ относительно стандарта VPDB.

Хромато-масс-спектрометрические исследования (12 обр. насыщенной фракции + 12 обр. ароматической фракции) проводились в лаборатории Химического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Анализ состава высокомолекулярных углеводородных и гетероатомных соединений выполняли с помощью хромато-масс-спектрометрического анализа на базе газового хроматографа Agilent 6890B, снабженного масс-спектрометром Agilent 5977A MSD. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель – гелий, расход газа-носителя – 1 см³/мин. Использовалась капиллярная колонка HP-5MS с размерами 30 м × 0,25 мм × 25 мкм и неподвижной фазой DB-5. Скорость программирования температуры термостата колонок 8–4–3 °C/мин, начальная температура – 60 °C, конечная – 300 °C. Время программирования составляло 63 мин, выдержка при изотермическом режиме 300 °C – 10 мин. Обработка данных велась с помощью программного обеспечения MassHunter.

Масс-спектрометрический анализ алкановой (насыщенной) фракции отображается в виде хроматограммы TIC (Total Ion Current), на которой идентифицируются пики нормальных и изопреноидных алканов.

Идентификация пиков стеранов насыщенной фракции проводилась при отношении массы к заряду ионов (m/z), равном 217, $m/z = 218$, $m/z = 259$. При $m/z = 217$ идентифицируется наиболее полный спектр стерановых УВ, включающий биологические $\alpha\alpha\alpha$ -стераны, «геологические» или изо- $\alpha\beta\beta$ - стераны и перегруппированные или диа- $\alpha\beta\alpha$ -стераны. При $m/z = 218$ идентифицируются только пики изостеранов, а при $m/z = 259$ – диастеранов, обозначения пиков при этом совпадают. Для определения типов исходного ОВ используется треугольная диаграмма распределения стеранов с 27, 28 и 29 атомами углерода. УВ ряда тритерпанов, к которым относятся гопаны, моретаны, гомогопаны, трициклические терпаны (хейлантаны) и тетрациклические терпаны, идентифицируются по масс-хроматограмме при $m/z = 191$ алкановой фракции.

Также в рамках данной работы по материалам (Зонально-региональные..., 2006(ф)) был проведен *анализ различных форм серы и железа* с целью выявления окислительно-восстановительных условий диагенетического преобразования ОВ изучаемых пород. В обобщенной базе данных имелись значения по 45 образцам рифея (RF_{1kl}) и 22 – венда (V_{2br}). Заключение о восстановительных условиях среды справедливо при преобладающей доле сульфидной S и закисного Fe, тогда как окислительные условия характеризуются значительными концентрациями сульфатной S и окисного Fe. Стоит заметить, что пиритные формы Fe также указывают на восстановительные условия среды.

Органическое вещество и нефти докембрия рассматриваются без разделения на рифей и венд ввиду отсутствия необходимых для этого параметров. Основные характеристики ОВ и нефтей приводятся по северной (Камской) впадине Камско-Бельского прогиба ввиду отсутствия необходимого фактического материала.

Геохимические особенности органического вещества и нефтей докембрийского возраста восточной части ВУ НГБ

Выявление индивидуальных геохимических характеристик органического вещества и нефтей докембрия является важной задачей при прогнозе нефтегазоносности как разновозрастных отложений, так и вышележащих комплексов. Несмотря на то, что мировая практика по изучению особенностей УВ архея-протерозоя ведется уже более 60 лет, до сих пор выявлено лишь незначительное количество биомаркеров, достоверно указывающих на принадлежность к древнему ОВ.

Алканы. Исходя из истории геологического развития, известно, что биотические сообщества архея-протерозоя были представлены в основном бактериями, а также примитивными водорослями и простейшими (фито- и зоопланктон) (Конторович и др., 1996), что отразилось на их геохимическом составе. По данным (McKirdy, Hahn, 1982; Каширцев и др., 2009; Дахнова и др.,

2014; Гордадзе, 2015), определение источника органического вещества в докембрии может проводиться по следующим индивидуальным характеристикам (табл.4.1).

Таблица 4.1.

*Потенциальные углеводородные биомаркеры докембрийского ОВ
(нормальные и изопреноидные алканы)*

Группа соединений	Ключевая характеристика	Источник ОВ
Нормальные алканы	Преобладание $n-C_{12} - n-C_{21}$ с максимумами в области $C_{15}-C_{17}$	Водоросли, бактерии, цианобактерии
	Преобладание «нечетных» n -алканов в области $n-C_{22} - n-C_{35}$	Хлорофиты типа <i>Volvox</i> , некоторые цианобактерии
	Преобладание «четных» n -алканов в области $n-C_{20} - n-C_{32}$	Анаэробные бактерии
Разветвленные алканы	изо-, антеизоалканы $C_{16}-C_{30}$	Бактерии
	Регулярные изопреноиды $i-C_{13} - i-C_{20}$	Фотосинтетические водоросли, некоторые бактерии
	$C_{21}-C_{40}$ регулярные и нерегулярные изопреноиды (кром. сквалана)	Археобактерии
	12-, 13- монометилалканы	Археобактерии
	2,7-диметилалканы	Бактерии

Также для докембрийского органического вещества характерны следующие характеристики:

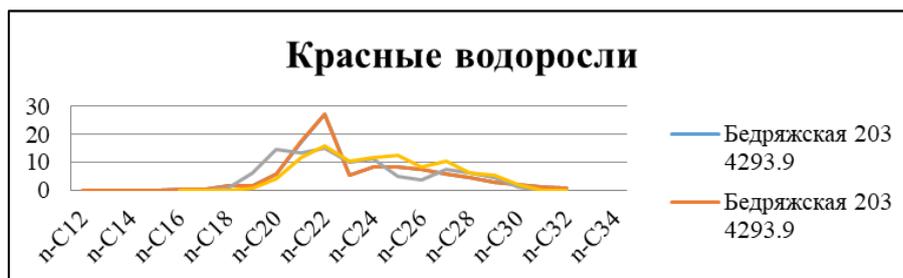
- Нормальные и изопреноидные алканы преобладают над циклоалканами (McKirdy, 1974).
- Отношение $Pr/Ph < 1$, $НЧ/Ч < 1$, высокие значения процентного содержания $n-C_{17}$ (Peters et al., 2005).
- Характерно содержание монометилалканов средней цепи $C_{20}-C_{30}$, $17\alpha(H)$ -диагопанов и 3β - и 2α -метилстеранов (Imbus, McKirdy, 1993).
- В большом количестве присутствуют 2- и 3-метилзамещенные алканы (Kissin, 1987), что обусловлено их бактериальной природой (Tissot, Welte, 1981).

Для выявления особенностей индивидуального состава углеводородов автором с использованием представленных параметров была проведена характеристика докембрийского органического вещества восточной части ВУ НГБ. В органическом веществе и нефтях докембрия отношение нормальных алканов с нечетным числом атомов углерода в цепи к нормальным алканам с четным практически равно 1 (показатель $НЧ/Ч$ варьируется в пределах от 0,9 до 1,1 (в ср. 0,98)). Основные члены гомологического ряда в основном расположены в высокомолекулярной области ($n-C < 20 / n-C > 21 = 0,25-0,83$), максимумы в распределении n -алканов соответствуют гомологам $n-C_{21}$, $n-C_{23}$, $n-C_{25}$, $n-C_{26}$. Отношение Pr/Ph высокое - до 1,25. По распределению членов

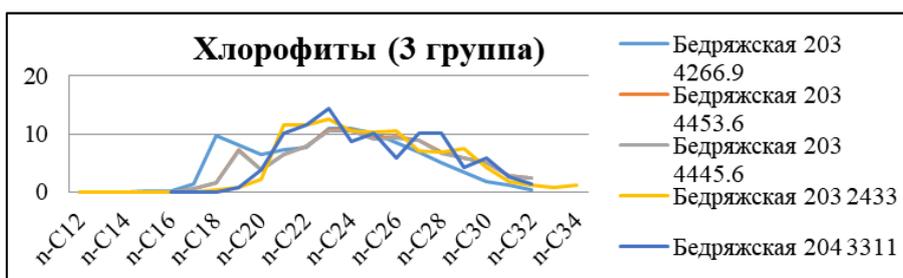
гомологического ряда n-алканов в битумоидах указанных отложений можно выделить как минимум пять групп (рис.4.2).



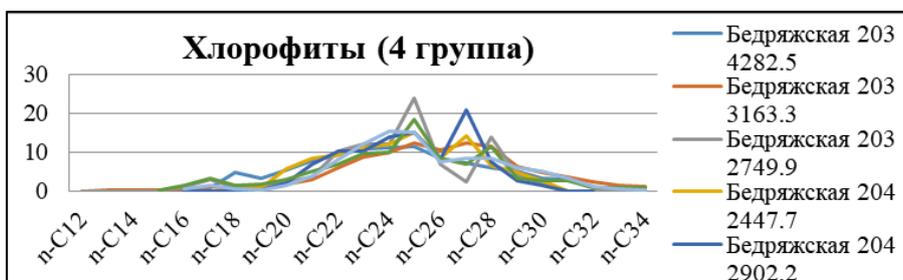
A



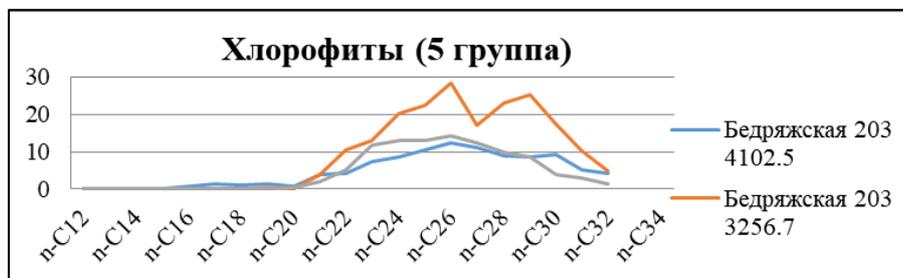
B



C



D



E

Рисунок 4.2. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (по данным Зонально-региональные..., 2006(ф))

Битумоиды группы А (рис.4.2А). Аллохтонно-параавтохтонные (β до 30 %) битумоиды, получены практически из самых глубокопогруженных частей калтасинской свиты скважины Бедряжская, 204 (инт. 3051,1–3693,0 – ашитская и арланская подсвиты), что, по-видимому, объясняет преобладание в общей структуре низко-среднемолекулярных членов гомологического ряда ($n-C_{17}$ - $n-C_{25}$). При этом распределение характеризуется бимодальностью со вторым максимумом в области ($n-C_{27}$ - $n-C_{30}$). Тип исходного органического вещества определяется как сапропелевый, образованный в восстановительных условиях ($H_2C/H_2 < 1$). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) низкое, что также подтверждает сапропелевый тип ОВ и восстановительные обстановки диагенеза. По совокупности признаков, приведенных в таблице (табл.4.1), исходную биотическую группу, послужившую образованию ОВ, можно отнести к анаэробным бактериям.

Группа В (рис.4.2В) – экстракты из пород ашитской подсвиты – автохтонные ($\beta = 8,7 \%$), в них присутствуют легкие n -алканы с мономодальным распределением. Исходное ОВ здесь определяется как сапропелевое, катагенетически зрелое. При этом в образце (Бедряжская, 203 (гл. 4293,9 м)) отношение пристана к фитану равно 1,23, если учитывать глубины отложений, а также литологию пород (мергель), данное соотношение можно объяснить лишь наличием нейтральных и восстановительных обстановок осадконакопления. По совокупности признаков, приведенных в таблице (табл.4.1), исходную биотическую группу, послужившую образованию ОВ, можно отнести к водорослям.

Битумоиды группы С – параавтохтонно-аллохтонные ($\beta = 28,57$ - 40%) (рис.4.2С). Здесь для алканов нормального строения характерно мономодальное распределение с максимумом в области $n-C_{23}$ - $n-C_{25}$, отношение Pr/Ph в целом меньше 1, что говорит о сапропелевом типе исходного ОВ. Условия диагенеза-катагенеза – нейтральные – до слабо окислительных. Интересно, что отношение нечетных гомологов n -алканов к четным примерно равно 1 или немного превышает 1. По совокупности признаков, приведенных в таблице (табл.4.1), исходную биотическую группу, послужившую образованию ОВ, можно отнести к хлорофитам.

Параавтохтонно-автохтонные битумоиды группы D ($\beta = 8,33$ - $20,34 \%$) (рис.4.2D) расположены в достаточно широком диапазоне глубин (от 2447,7 до 4282,5 м). Экстракты характеризуются бимодальным распределением n -алканов (максимумы на $n-C_{23-25}$; $n-C_{27-29}$). Преобладают высокомолекулярные гомологи, при этом отношение Pr/Ph преимущественно < 1 , лишь в одном образце этот коэффициент равен 1,1 (интересно, что β в этом образце отличается от остальных членов ряда, его значение равняется 100). По совокупности признаков, приведенных в таблице (табл.4.1), исходную биотическую группу, послужившую образованию ОВ, можно отнести к анаэробным бактериям. Условия катагенетического преобразования ОВ изучаемых образцов близки к слабо окислительным (за счет еще большего смещения максимума содержания n -алканов в высокомолекулярную область).

Паравтохтонно-аллохтонные битумоиды группы E ($\beta = 22-100\%$) (рис.4.2E) также были получены из пород ашитской подсвиты, отобранных в широком интервале глубин (3050,4-4102,5 м). Также как в группе В, здесь преобладают тяжелые гомологи n-алканов, а также нечетные члены этого гомологического ряда (по всей видимости, за счет специфики исходного ОВ). Отношение пристана к фитану немногим больше 1. По совокупности признаков, приведенных в таблице (табл.4.1), исходную биотическую группу, послужившую образованию ОВ, можно отнести к анаэробным бактериям. Окислительно-восстановительные условия диагенеза соответствуют окислительным фациям.

Стоит отметить, что согласно диаграмме Шанмугама (Кенона-Кессоу) диагенетические условия преобразования ОВ были разнообразными - в рифейское время осадконакопление происходило в мелководно-морских и глубоководных условиях, накопление верхневендских НГМП происходило в восстановительных и нейтральных условиях относительно глубоководного морского бассейна (рис.4.3).

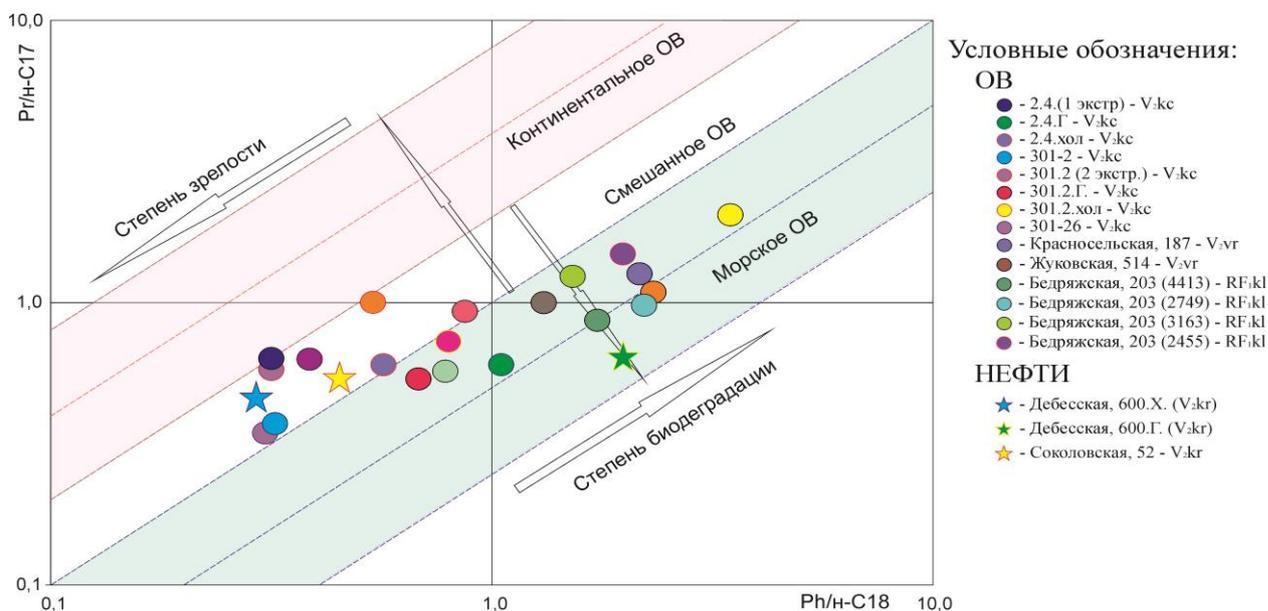


Рисунок 4.3. Диаграмма Кенона-Кессоу для RF_1 и V_2 отложений

Анализ разветвленных алканов в межалкановых пиках. Помимо этого, в составе насыщенной фракции органического вещества и нефтей докембрийских отложений методом хромато-масс-спектрометрии были идентифицированы следовые количества 12-, 13-метилалканов (рис.4.4), наличие которых указывает на докембрийский генезис УВ флюидов (Макушина и др., 1978). Помимо этого наблюдается также наличие 2,7-диметилалканов.

Анализ распределения различных форм S и Fe в органическом веществе. В анализе были использованы данные по распределению различных форм S и Fe в скважинах Бедряжская, 203 и Бедряжская, 204 (рис.4.1), расположенных на южной границе Камской части Камско-Бельского прогиба.

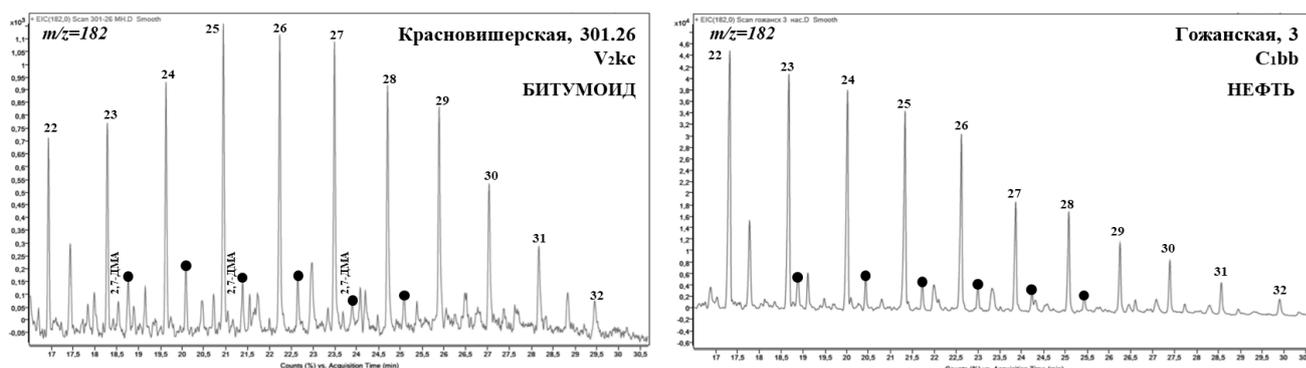


Рисунок 4.4. Масс-хроматограммы фракций насыщенных УВ по $m/z=182$ ОВ кочешорской свиты (V₂кс) и нефти Гожанского месторождения (C₁bb)

Так, при анализе геохимических фаций, выделяемых по закисной (Fe^{2+}) и окисной (Fe^{3+}) формам железа, было установлено, что отложения саузовской и арланской подсвит калтасинской свиты характеризуются преобладанием закисных форм над окисными, за счет чего обстановку диагенеза этих отложений можно охарактеризовать как нейтральную (сидеритно-глауконитовую) – рис.4.5.

Первое окислительное событие характерно для контакта арланской и ашитской подсвит, что, по всей видимости, было связано с кратковременной сменой карбонатного осадконакопления на терригенное, повлиявшего на смену окислительно-восстановительного характера диагенеза с нейтральной до окислительной (железисто-гидроокисной). В дальнейшем, после перерыва в ашитское время, сидерит-глауконитовые фации развиваются лишь спорадически, тогда как существенная роль принадлежит уже слабо окислительным и окислительным обстановкам.

Показательным в этом плане является также распределение сульфидной и сульфатной форм серы. Замечено, что для восстановительных фаций, выделенных ранее, характерно относительно высокое содержание сульфидной S, тогда как для слабо окислительной и окислительной содержание серы вообще находится в области минимальных пределов определения.

Интересно, что выделяемые по распределению различных форм S и Fe зоны достаточно хорошо согласуются с выделенной В.М. Проворовым (2007) закономерностью увеличения нефтегенерационных свойств от ашитской к арланской подсвите калтасинской свиты.

Для контроля связи геохимических фаций с выделяемыми группами по распределению n-алканов на данный график были также нанесены типы исходной органики, определенные на рис.4.2. Видно, что биологические предшественники, идентифицированные по различным алкановым показателям из экстрактов автохтонного битумоида, в целом сопоставимы с фациями, определенными по S и Fe (рис.4.5).

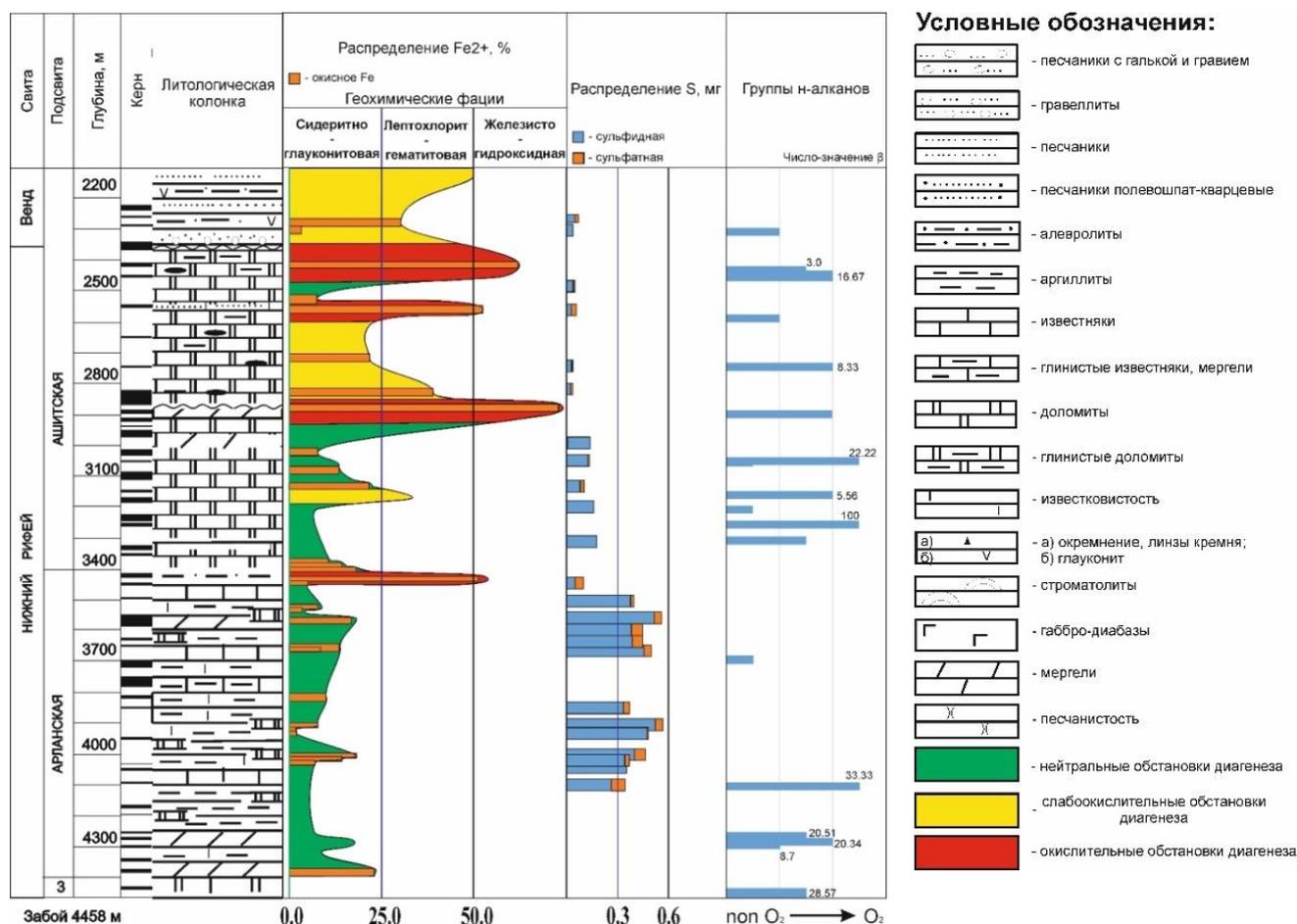


Рисунок 4.5. Распределение различных форм серы и железа в разрезе скважин Бедряжская, 203,204

Условно сопоставление можно провести следующим образом:

1. Анаэробные бактерии (1 группа) – восстановительные и резко восстановительные условия седиментогенеза – диагенеза;
2. Водоросли (2 группа) – восстановительные и нейтральные обстановки;
3. Хлорофиты (3 группа) – нейтральные обстановки;
4. Хлорофиты (4 группа) – слабо окислительные (лептохлорит-гематитовые) геохимические фации седиментогенеза – диагенеза;
5. Хлорофиты (5 группа) – слабо окислительные и окислительные обстановки.

На наличие как окислительных, так и восстановительных обстановок в рифее-венде также указывают данные графика Петраша (рис.4.6).

Таким образом, объясняется наличие III и IV типа керогена, определяемого по пиролизу. Приведенные аналогии между процессами, происходившими в рифей-вендское время, и выявленными закономерностями нефтегазоносности древних докембрийских осадочных пород восточной части Волго-Уральского НГБ и выводы достаточно хорошо согласуются между собой, а также основываются на всех проведенных ранее исследованиях.

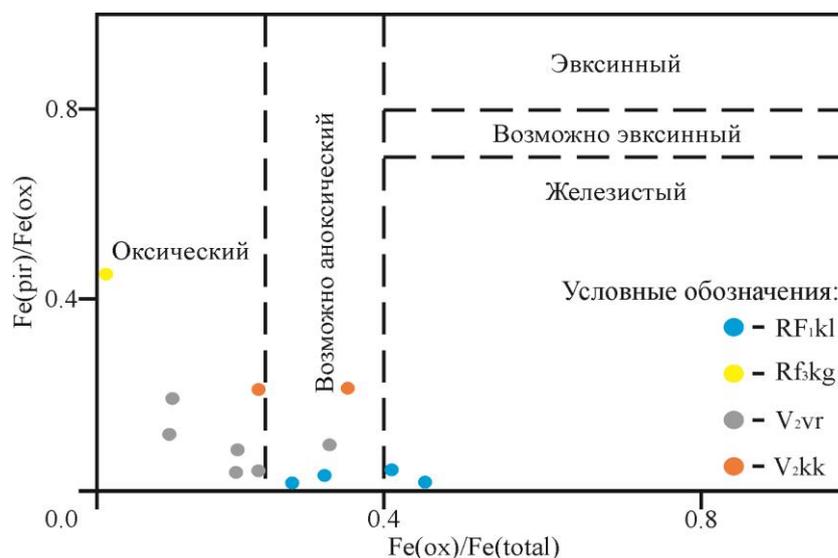


Рисунок 4.6. График Петраша (Petrash et al., 2016) для RF_{1kl} и V_{2br} отложений

Циклоалканы. Помимо этого, маркерами среды и типа исходного органического вещества являются также циклоалканы (табл.4.2).

Таблица 4.2.

Потенциальные углеводородные биомаркеры докембрийского ОВ
(циклоалканы)

Группа соединений	Ключевая характеристика	Источник ОВ	Источник
Циклические алканы	Преобладание этилхолестанов в составе стеранов	Водоросли, цианобактерии	McKirdy, Hahn, 1982
	Высокие отношения 24-изопропил/п-пропилхолестан	Археоциаты	McKirdy, Hahn, 1982
	Преобладание регулярных структур над перегруппированными, αβ-изостеранов над ααα-стеранами	-	Дахнова и др., 2014
	Доминирование C ₂₉ гомологов в составе αβ-изостеранов	-	Дахнова и др., 2014
	Преобладание 18α(H)-неогопанов над 17α(H)-21β(H)-гопанами	Бактерии	Li Chao, 2000
	В составе терпанов преобладают трицикланы (ΣT)	-	Конторович и др., 2011
	Трициклановый индекс 2T ₁₉₋₂₀ /T ₂₃₋₂₆ < 1	-	Конторович и др., 2011
	Преобладание гомогопанов Nh ₃₅ над Nh ₃₄	-	Конторович и др., 2011
	Доминирование 2α-метильного ряда	Метилотрофные бактерии и цианобактерии	Summons, Jahnke, 1990
	Доминирование 3β-метильного ряда	Бактерии типа Acetobacter	Summons, Jahnke, 1990

В целом, исходя из представленных параметров, органическое вещество RF-V НГМП имеет классический докембрийский облик - его характерной особенностью является **преобладание этилхолестана** над холестаном и метилхолестаном. По характеру распределения стерановых углеводородов (рис.4.7) наблюдается разделение изучаемых образцов как минимум на 3 группы. В первую вошли нефти, отобранные из продуктивных интервалов докембрийского возраста, а также нефть Сивинского месторождения. Для этих проб установлено резкое преобладание стерана C₂₉. Однотипность в распределении стерановых УВ может быть обусловлена единым (докембрийским) источником этих нефтей.

Во вторую группу вошли нефти продуктивных комплексов палеозоя (D-C), а также образцы ОВ кочешорской свиты. В этих образцах также преобладает этилхолестан, однако его относительная доля не такая большая, как в образцах первой группы, что может косвенно указывать на наличие в этих нефтях УВ флюидов, генерированных разными НГМП.

Третья группа представлена битумоидами ОВ зильмердакской свиты (RF_{3zl}), бутонской свиты (RF_{4bt}) и кочешорской свиты (V_{2kc}), для них характерно небольшое преобладание стерана C₂₇, доля C₂₈ и C₂₉ примерно равная. Эта особенность с учетом палеогеографических обстановок осадконакопления (ледниковые и межледниковые эпохи) может свидетельствовать о смене источника исходного ОВ (с прокариот на эукариоты). Помимо этого, данная особенность может быть связана также с различной глубиной и аэрируемостью бассейна (Pehr, 2020). Тем не менее преобладание стерана C₂₉ практически во всех образцах дает основание предполагать их докембрийский генезис.

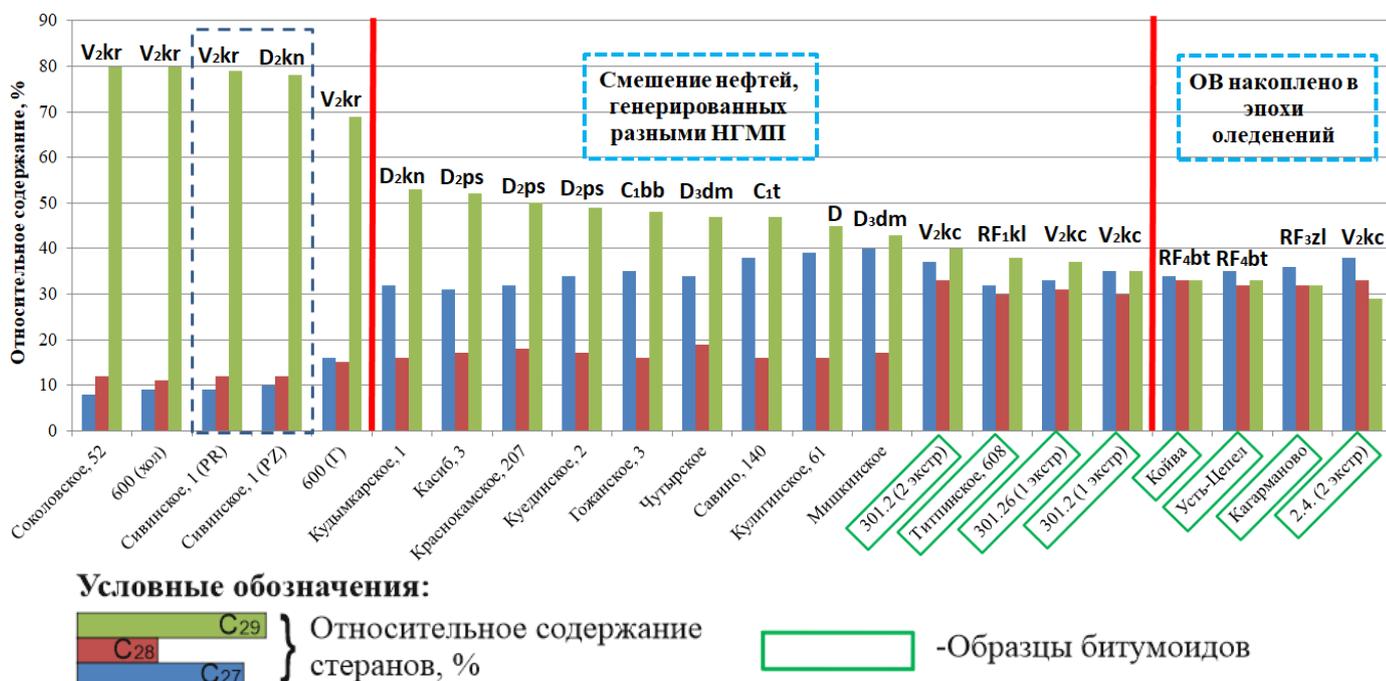


Рисунок 4.7. Диаграмма распределения стерановых УВ в ОВ RF-V и нефтях V-PZ

Помимо этого, в составе УВ флюидов, полученных из докембрийских отложений восточной части Волго-Уральского НГБ, отмечается также наличие значительной доли **пентациклических** УВ, что является признаком древнего бактериального органического вещества (Дахнова и др., 2014). Так, на тригонограмме распределения три-, тетра- и пентациклических УВ (рис.4.8) видно, что все изученные докембрийские отложения характеризуются повышенными значениями относительного содержания пентациклических УВ – их доля составляет > 40 %.

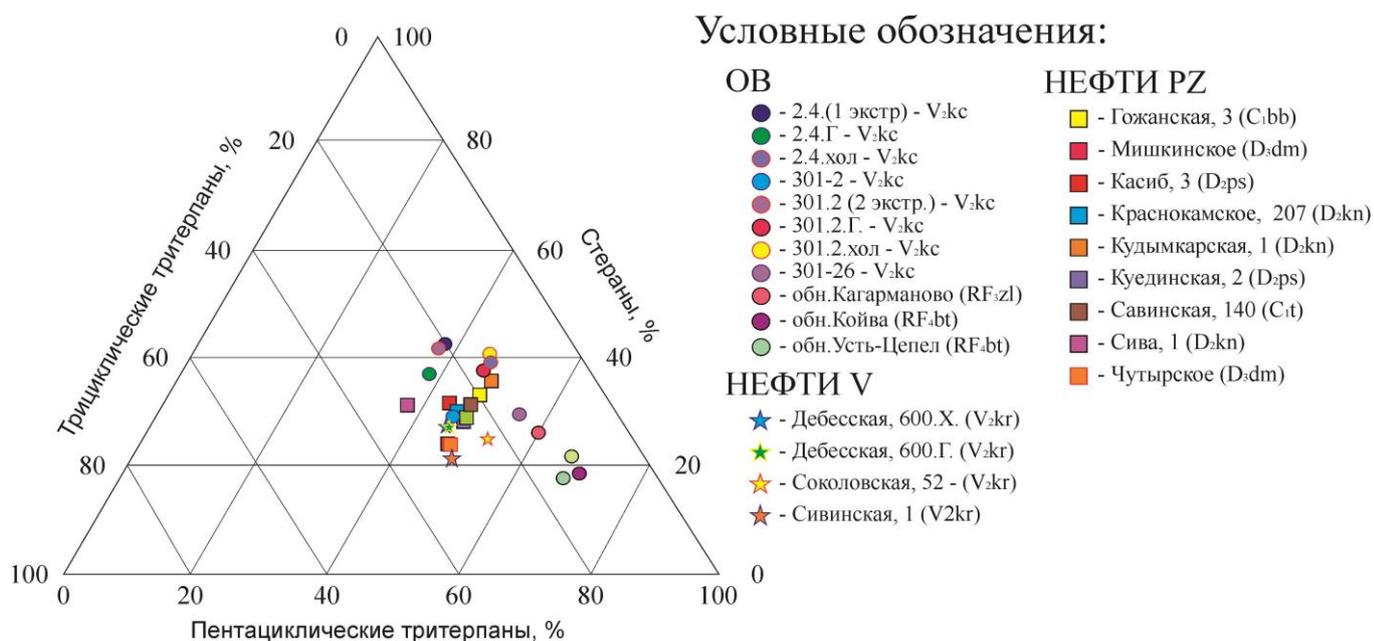


Рисунок 4.8. Тригонограмма распределения три-, тетра- и пентациклических УВ в RF-V отложениях

Интересно, что в хлороформенных экстрактах из обн. Кагарманово, Койва и Усть-Цепел наблюдается увеличение доли пентациклических УВ до 70-75 %. Скорее всего, данная особенность обусловлена преобладанием в составе исходного органического вещества бактериальной органики, а также их древностью.

На наличие в составе исходного органического вещества водорослевой и бактериальной органики в совокупности с проведенным ранее анализом содержания н-алканов также указывают значения отношения t_{19}/t_{23} ($\ll 1$) (рис.4.9).

Помимо этого, исходя из графика отношения t_{26}/t_{25} , можно сделать вывод о том, что обстановки накопления ОВ были близки к озерным, так как значения данного показателя практически повсеместно демонстрируют значения меньше 1 (рис.4.10).

При этом соленость вод была чуть выше нормальных значений. Данная особенность нашла свое отражение на графике отношения G/H_{30} к t_{19}/t_{23} (рис.4.11).

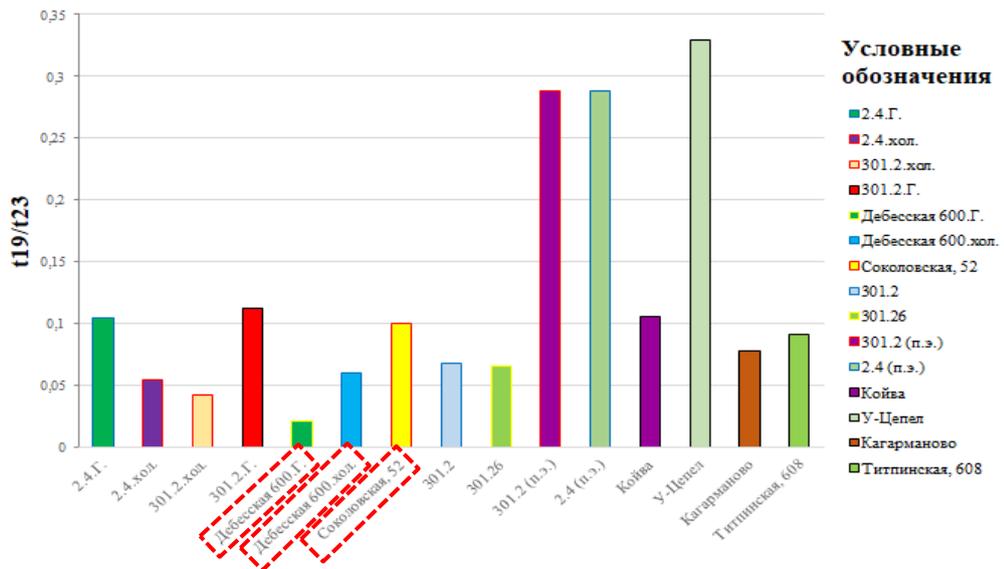


Рисунок 4.9. График значений отношения t_{19}/t_{23}

Условные обозначения: красной рамкой обозначены образцы нефти

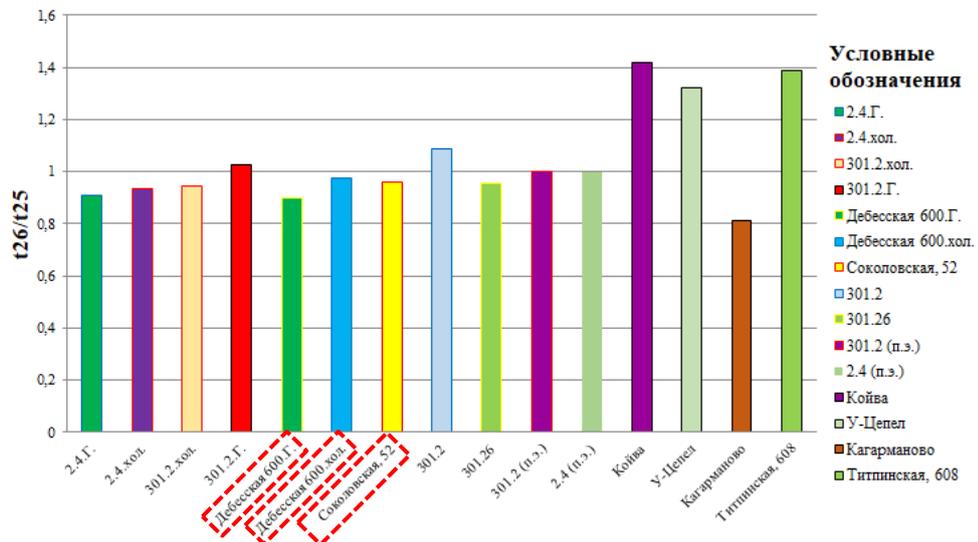


Рисунок 4.10. График значений отношения t_{26}/t_{25}

Условные обозначения: красной рамкой обозначены образцы нефти

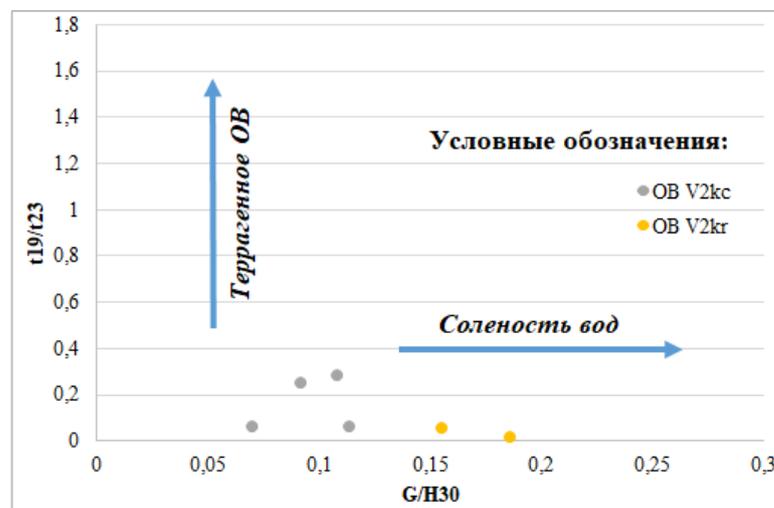


Рисунок 4.11. График значений отношения G/H_{30} к t_{19}/t_{23}

Ароматические углеводороды. С целью выявления степени зрелости ОБ, автором был проведен молекулярный анализ по методике, описанной Matthias Radke (1988). Для этого были рассчитаны следующие коэффициенты:

$$MPR=[2-MP]/[1-MP]$$

$$MPI\ 1=1.5*([2-MP]+[3-MP])/([P]+[1MP]+[9-MP])$$

$$MDR=[4-MDBT]/[1-MDBT]$$

Дальнейший расчет показателя Rm проводился по графикам, представленным в статье (Radke, 1988). Градации катагенеза определялись по данным Фролова В.Т. (1992) – рис.4.12.

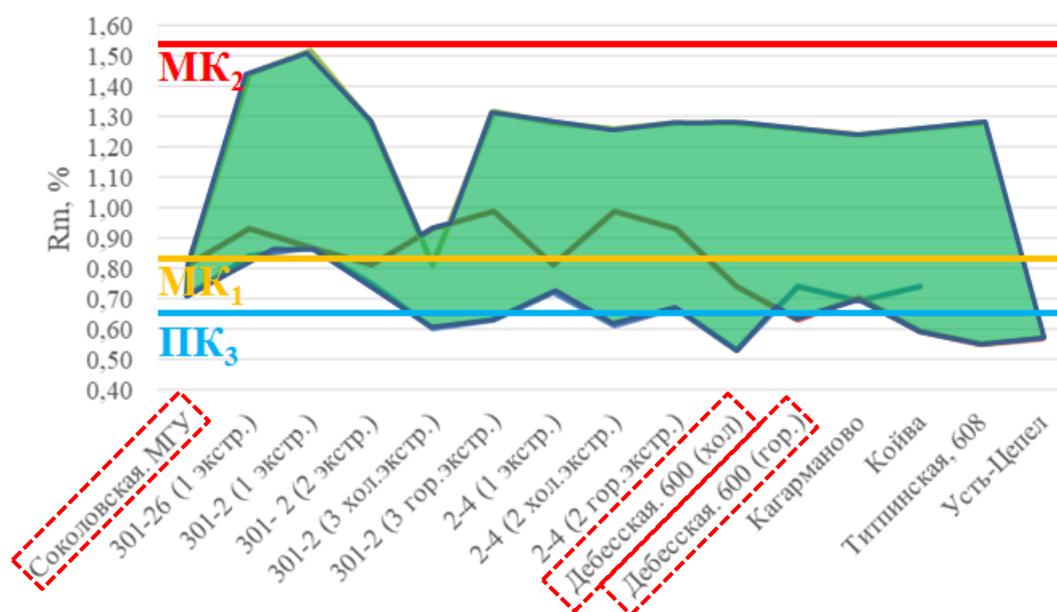


Рисунок 4.12. Стадии катагенетической преобразованности нефтематеринских пород, рассчитанные по данным молекулярного анализа

Условные обозначения: красной рамкой обозначены образцы нефти

Видно, что по молекулярным параметрам все исследуемые нефти были генерированы НГМП на градациях катагенеза МК₁-МК₂. Отношение Ts/Tm демонстрирует относительно высокую зрелость – от 0,13 до 0,65. Выявленные значения в целом совпадают с положением катагенетических зон, определенных ранее для RF-V (Башкова и др., 2017; Проворов и др., 2007).

Отношение DBT/Phen к Pr/Ph (рис.4.13) показывает в целом сходную с предыдущими картину обстановок формирования нефтематеринских пород, определяемую как озерно-морские условия. Наличие гамацераана (G) указывает на то, что исходное ОБ исследуемых образцов было накоплено в водах с повышенной соленостью.

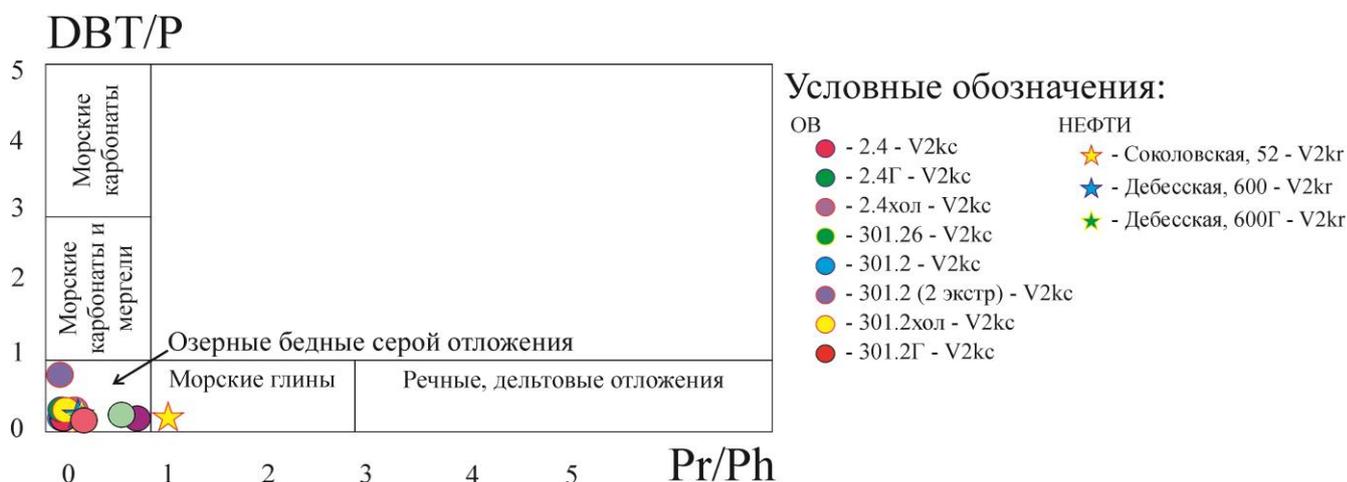


Рисунок 4.13. Диаграмма отношения дибензотиофенов к фенантрону (DBT/P) к Pr/Ph

Изотопный состав органического углерода. На основе имеющейся геохимической базы данных было выяснено, что изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) битумоидов, полученных из отложений калтасинской свиты нижнего рифея Бедряжской площади, изменяется незначительно от -29,7 до -29,12 ‰. А также то, что по изотопному составу углерода верхнепротерозойские нефти самые легкие ($\delta^{13}\text{C} = -3,05$) (Зонально-региональные..., 2006(ф); Проворов, 2007). Легкий изотопный состав углерода свидетельствует о наличии в исходном материале липидных компонентов морского происхождения (липидный комплекс планктонно-бактериального вещества).

Распределение кривых значений изотопного состава углерода по фракциям образцов рифейского (известняк, глубина 3055 м и мергель, глубина 3695,5 м) и вендского (алевролит, глубина 2283,3 м) возраста скв. Бедряжская, 203, демонстрируют (рис.4.14) серповидный изгиб кривой тренда, характерный для термически измененного органического вещества сапропелевого типа.

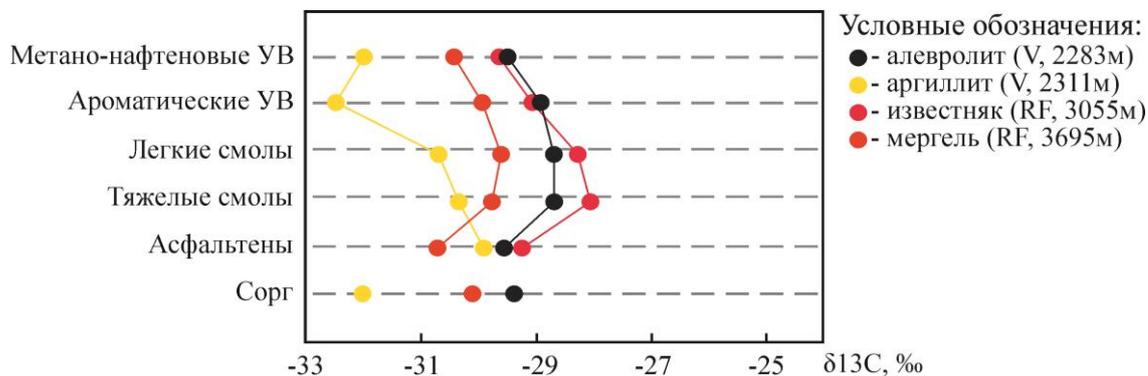


Рисунок 4.14. Изотопно-фракционные кривые органического вещества, полученные по результатам исследования образцов из скважины Бедряжская, 204 (Проворов, 2007)

Примечание: значения изотопного состава углерода в области $C_{орг}$ /битумоид характеризуют валовое значение неразделенного экстракта битумоида

Согласно данным М.Г. Фрик с соавторами (2010), значения изотопного состава углерода изучаемых фракций из образцов Бедряжской скважины демонстрируют достаточно высокую катагенетическую преобразованность ОВ в районе МК₂₋₃. В целом изотопный состав органического углерода анализируемых пород несколько облегчен, что связано со спецификой древнего ОВ. Фракции битумоида, полученного из образца вендского аргиллита, также изотопно-легкие, конфигурация кривой тренда – ближе к серповидной. Описанные характеристики позволяют определить тип исходного органического вещества как сапропелевый. Видимое отклонение значения изотопного состава углерода в ароматической фракции образца венда (гл. 2311 – рис.4.15), по всей видимости, связано с подтоком легких УВ флюидов из нижележащих слоев, о чем также свидетельствуют предыдущие геохимические исследования и данные собственных аналитических исследований.

Также было выяснено, что битумоиды, экстрагированные из отложений кочешорской свиты верхнего венда, схожи по характеру изотопно-фракционных кривых с образцами Бедряжской площади (рис.4.15) и могут быть охарактеризованы как сапропелевое ОВ (серповидная форма кривой, $\delta^{13}\text{C} = \text{от } -29,3 \text{ до } -30,38 \text{ ‰}$).

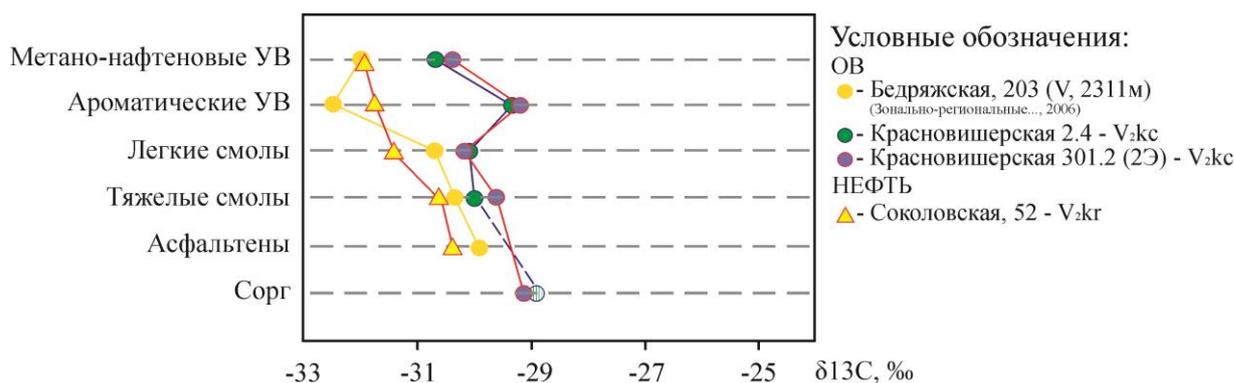


Рисунок 4.15. Изотопно-фракционные кривые органического вещества и нефтей

Примечание: значения изотопного состава углерода в области $C_{орг}/A$ характеризуют для обр. Соколовская, 52 - значение изотопного состава углерода фракции асфальтенов, а для обр. 2.4 и 301.2 – валовое значение изотопного состава углерода в обескарбоначенной (при 60 °C) породе

Интересно, что по форме изотопно-фракционной кривой битумоида похожи на нефть Соколовского месторождения, что, по всей видимости, может быть объяснено единством условий формирования ОВ этих древних отложений. При этом необходимо заметить, что по изотопному составу углерода образец Соколовской площади является самым изотопно легким, что обусловлено спецификой докембрийского ОВ. Таким образом, все из представленных образцов могут характеризовать ОВ как древнее. По всей видимости, выявленные геохимические особенности также свидетельствуют об агрессивности окружающей среды того времени – высокой солености вод, малом

разнообразии живых организмов, малоокислородном составе атмосферы и затяжных эпохах оледенения Земли (Гренландское, Лапландское и др.) (Young, 2019).

Геохимические особенности органического вещества и нефтей палеозоя восточной части ВУ НГБ

Для полного понимания геохимических особенностей органического вещества НГМП разреза изучаемой территории в данном разделе также приводятся результаты анализа ОВ и нефтей палеозоя. Особый упор делается на высокоуглеродистые отложения среднего франа – турне. В связи с отсутствием необходимых данных основные выводы делаются по результатам исследования образцов ОВ и нефтей северной (Камской) части исследуемой территории. Отложения южной (Бельской) части были охарактеризованы по результатам геохимических исследований других авторов (Илеменова, 2002; Масагутов и др., 2019; Орлова и др., 2021).

Алканы. Также, как и при изучении отложений докембрийского возраста, ОВ доманиковой ВУФ можно подразделить на 7 генетических групп (рис.4.16-4.22), схожих по конфигурации кривой гомологического ряда n-алканов и другим признакам. На полученные графики также нанесены результаты собственных аналитических исследований, что позволяет проводить корреляцию ОВ-нефть. Распределение алканов в битумоидах схоже в пределах одной тектонической структуры, то есть в пределах каждой из геологических структур (впадины: Верхнекамская, Юрюзано-Сылвенская, Соликамская, Висимская; седловины: Бирская; своды: Башкирский, Татарский) различные образцы ОВ проявляют схожее распределение n-алканов.

Первая группа, выделенная в пределах Верхнекамской впадины, представлена образцами битумоидов из скважин Андреевская, 200 (D_{3dm}), Балезинская, 832 (D_{3dm}), Есене́йская, 117П и 795 (D_{3dm}), Нылгинская, 703 (D_{3dm}), Кирилловская, 106 (D_{3dm}) и Утулгинская, 150 и 170 (рис.4.16). Максимальное содержание n-алканов в масляной фракции битумоидов приходится на n-C₂₁, помимо которого также преобладают n-C₁₅, n-C₁₇, n-C₂₃, n-C₂₅.

Также прослеживается общая тенденция к увеличению содержания среднемолекулярных n-алканов – значение отношения $n-C_{17-23}/n-C_{24-30} = 0,74-9,61$ (в ср. 2,65 %). Показатель отношения НЧ/ЧТ = 0,84, при этом фитан повсеместно преобладает над пристаном (Pr/Ph = 0,28-0,8 (в ср. 0,52)). По совокупности признаков ОВ доманиковой ВУФ Верхнекамской впадины является сапропелевым, накопленным и преобразованным в восстановительных и резко восстановительных условиях. Степень преобразованности в целом низкая.

Стоит отметить, что образцы нефтей месторождений Сивинское (D_{2kn}), Савинское (C_{1t}), Кулигинское (D), Мишкинское (D_{3dm}) и Чутырское (D_{3dm}) по характеру распределения гомологического ряда n-алканов не схожи с битумоидами отложений доманиковой ВУФ.

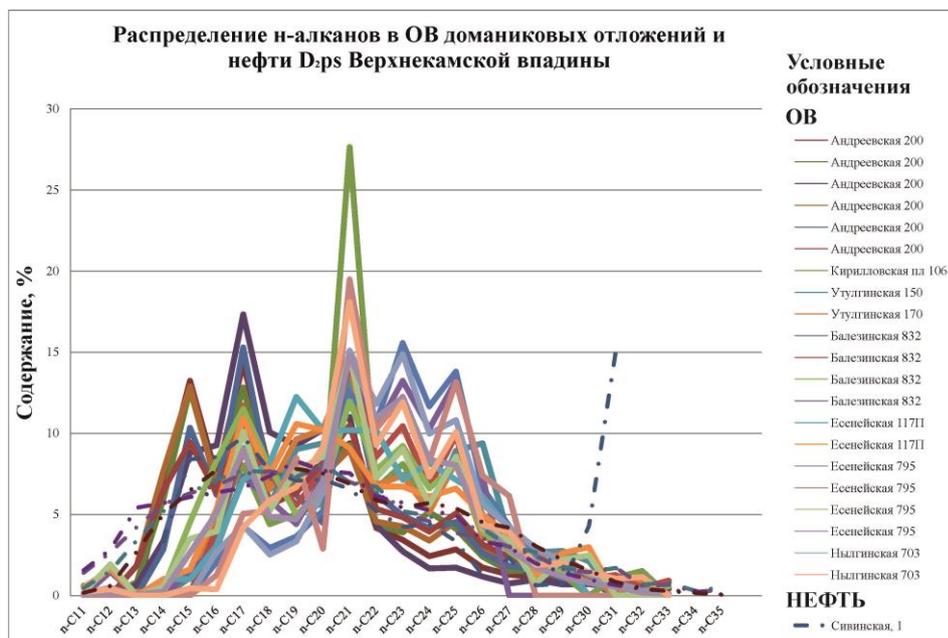


Рисунок 4.16. График распределения членов гомологического ряда n-алканов (Верхнекамская впадина)

Вторая группа представлена образцами битумоидов из скважин Красносельская, 188 и 218 (D₃dm), Рустамовская, 4 (D₃dm), Ленская, 172 и 191 (D₃dm) и Туркинская, 53 (D₃dm) (рис.4.17) – Бымско-Кунгурской впадины.



Рисунок 4.17. График распределения членов гомологического ряда n-алканов (Бымско-Кунгурская впадина)

Максимальные содержания нормальных алканов приходятся на следующие члены гомологического ряда: n-C₁₈, n-C₂₀, n-C₂₂, n-C₂₅, n-C₂₇, доля среднемoleкулярных УВ также большая (n-C₁₇₋₂₃/n-C₂₄₋₃₀ = 0,63-2,8 (в ср. 2,1)). Значения отношений НЧ/ЧТ = 0,93 и Pг/Ph = 0,35-0,82 (в ср. 0,56) также указывают на сапропелевый (морской) тип органического вещества.

При этом наличие максимумов в содержании n-алканов с четным и нечетным числом атомов углерода может свидетельствовать о значительном вкладе бактериальной органики в составе исходного органического вещества.

В пределах Соликамской впадины также выделяется обособленная генетическая группа n-алканов, определяемая по результатам геохимического анализа битумоидов из образцов скв. Висимская, 11,15,16,22 (D₃dm) и Талицкая, 161(D₃dm) (рис.4.18). В них достаточно четко выделяются значения содержания n-C₂₂, n-C₂₅, n-C₂₆, смещение происходит в сторону среднемолекулярных n-алканов ($\Sigma n-C_{17-23}/\Sigma n-C_{24-30} = 1,4-4,4$ (в ср. 2,6)).



Рисунок 4.18. График распределения членов гомологического ряда n-алканов (Соликамская впадина)

Значение параметра четности близко к единице ($HЧ/ЧТ = 0,9$), отношение изопреноидных УВ (Pr/Ph) = 0,46-1,24 (в ср. 0,82). Перечисленные значения параметров свидетельствуют о приуроченности битумоидов к органическому веществу морского генезиса, сапропелевого типа, образованному в восстановительной и слабовосстановительной обстановках. Необходимо заметить, что образец нефти из скв. Касиб, 3 (D₂ps) по характеру распределения гомологического ряда n-алканов также не схож с битумоидами доманиковой ВУФ.

Четвертая группа (рис.4.19), приуроченная к отложениям Башкирского свода, представлена образцами битумоидов из скв. Тураевская, 8 (D₃dm), Тавдинская, 20 (D₃dm), Чернушинская, 368 (D₃dm), Шуртанская, 152 и 155 (D₃dm). Максимальное содержание n-алканов в масляной фракции битумоидов приходится на n-C₂₁, помимо которого также преобладают n-C₁₇, n-C₂₃ и n-C₂₅. Содержание среднемолекулярных n-алканов очень высокое – значение отношения $n-C_{17-23}/n-C_{24-30} = 1,12-11,84$ (в ср. 2,6 %).

Показатель отношения $HЧ/ЧТ = 0,69$, при этом фитан повсеместно преобладает над пристаном ($Pr/Ph = 0,35-0,74$ (в ср. 0,5)). Исходя из этого, органическое вещество проявляет

признаки сапропелевого ОВ, накопленного в морской среде и преобразованного в резко восстановительных и восстановительных условиях. Степень преобразованности слабая. Также как и для предыдущих групп, положение гомологического ряда *n*-алканов нефтей месторождений Куединское (D₂ps) и Гожанское (C₁bb) не схоже с представленными ранее образцами.



Рисунок 4.19. График распределения членов гомологического ряда *n*-алканов (Башкирский свод)

Пятый гомологический ряд распределения содержания нормальных алканов выделяется по результатам исследования образцов доманиковой ВУФ Бирской седловины в скважине Низовская, 13 (D₃dm) (рис.4.20).

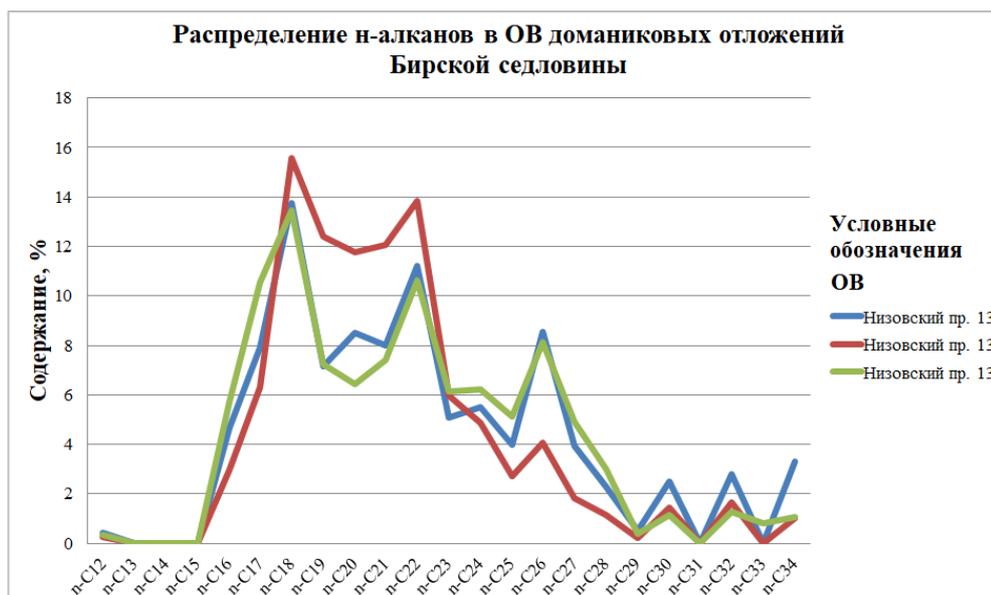


Рисунок 4.20. График распределения членов гомологического ряда *n*-алканов (Бирская седловина)

Для данной генетической группы характерно преобладание членов $n\text{-C}_{18}$, $n\text{-C}_{22}$, $n\text{-C}_{26}$, помимо этого в высокомолекулярной области также присутствуют выраженные пики $n\text{-C}_{30}$, $n\text{-C}_{32}$ и $n\text{-C}_{34}$, отношение $\text{НЧ/ЧТ} = 0,67$. Также, как и в предыдущих группах, смещение идет в сторону среднемолекулярных гомологов ($n\text{-C}_{17-23}/n\text{-C}_{24-30} = 2,14-4,76$ (в сред. 3,1)).

Значения отношения изопреноидов $\text{Pr/Ph} = 0,41-0,74$ (в сред. 0,56)). По комплексу параметров исходный тип органического вещества определяется как смешанный, преимущественно сапропелевый. Накопление происходило в морских (восстановительных) условиях. Наличие пиков в высокомолекулярной области может говорить о присутствии в породе слабо преобразованного ОВ гумусового типа.

Шестая группа представлена 2 образцами из скважин Решетниковская, 958 (D_3dm) и Аксеновцевская, 486 (D_3dm), расположенных в пределах Северо-Татарского свода (рис.4.21). По результатам анализа этих битумоидов выявлено, что в них преобладают члены ряда с 22, 25, 26 атомами углерода ($n\text{-C}_{22}$, $n\text{-C}_{25}$, $n\text{-C}_{26}$).



Рисунок 4.21. График распределения членов гомологического ряда n-алканов (Северо-Татарский свод)

При этом в общем составе велика доля высокомолекулярных гомологов ($n\text{-C}_{17-23}/n\text{-C}_{24-30} = 0,49$). Значение отношения четности равно 0,49. Анализ содержания изопреноидных углеводородов не проводился в связи с отсутствием данных. Таким образом, по совокупности признаков исследуемое вещество характеризуется как гумусовое, непереработанное.

Помимо вышеперечисленных групп в распоряжении автора имелись также 2 образца нефти из Камского (Кудымкарская, 1 – D_2kn) и Пермского (Краснокамская, 207 – D_2kn) сводов (рис.4.22). Данные образцы схожи друг с другом по конфигурации гомологического ряда n-алканов. В них преобладает содержание алкана $n\text{-C}_{17}$. Показатель $\text{НЧ/ЧТ} = 1,0$, а отношение

$Pr/Ph = 0,89-1,13$ (в сред. 1,01). Несмотря на то что по типу исходного органического вещества данные образцы также относятся к сапропелевому ОВ, по форме кривых гомологического ряда они не коррелируют ни с одной из представленных групп.



Рисунок 4.22. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов (Камский и Пермский своды)

Помимо этого, для более полного понимания геохимических обстановок накопления органического вещества доманиковой ВУФ по имеющимся образцам была также построена диаграмма Кенона-Кессоу (рис.4.23).

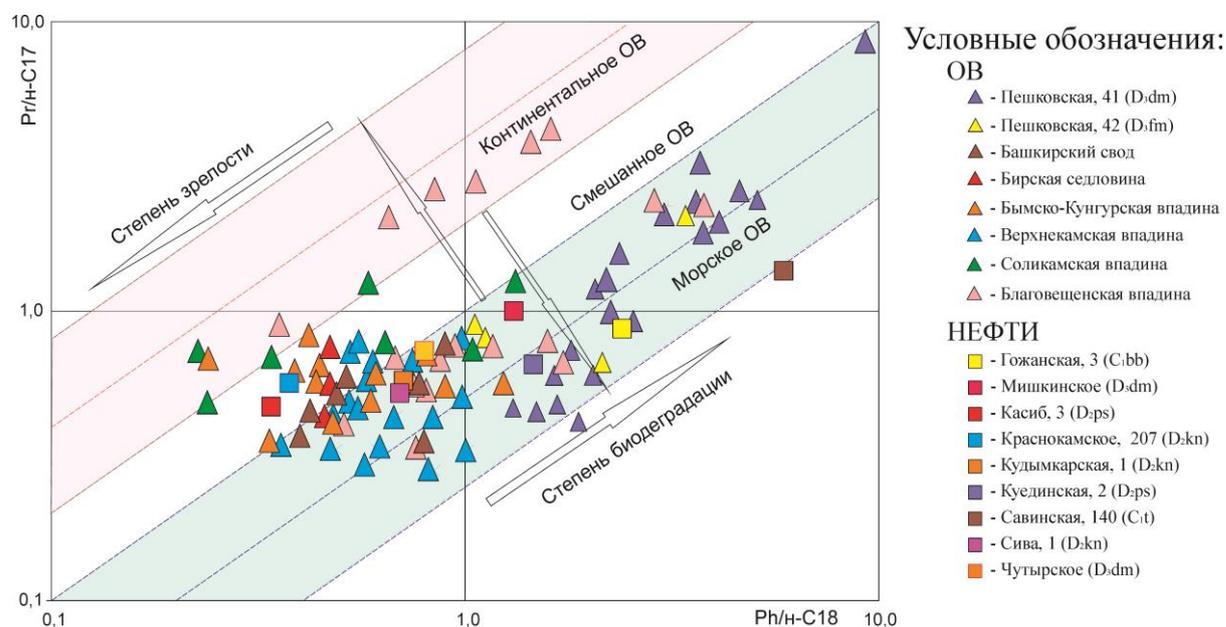


Рисунок 4.23. Диаграмма Кенона-Кессоу для ОВ и нефтей пород палеозоя

На ней видно, что ОВ изучаемых отложений характеризуется различными типами: гумусовым (накопленным в континентальных обстановках), смешанным и сапропелевым (мелководно- и глубоководноморским). Интересно, что гумусовое ОВ тяготеет к впадинам

Предуральского краевого прогиба (Соликамской и Бымско-Кунгурской), для них также характерна и большая преобразованность, что объясняется региональным наклоном территории (Канев и др., 2017).

Циклоалканы. Помимо этого, в качестве показателя обстановок осадконакопления ОВ использовались также данные ХМСМ по образцам насыщенной фракции нефтей, которые были дополнены материалами, полученными из различных литературных и фондовых источников (Илеменова, 2002; Бушнев и др., 2017; Изучение..., 2014(ф); Орлова и др., 2021).

Так, по распределению стеранов ($C_{27}:C_{28}:C_{29}$) было выяснено, что во всех изучаемых образцах в общем гомологическом ряду преобладает содержание этилхолестана в сравнении с остальными стеранами (рис.4.24). В генетическом плане все исследуемые образцы ОВ и нефтей относятся к морскому (сапропелевому) типу различного возраста.

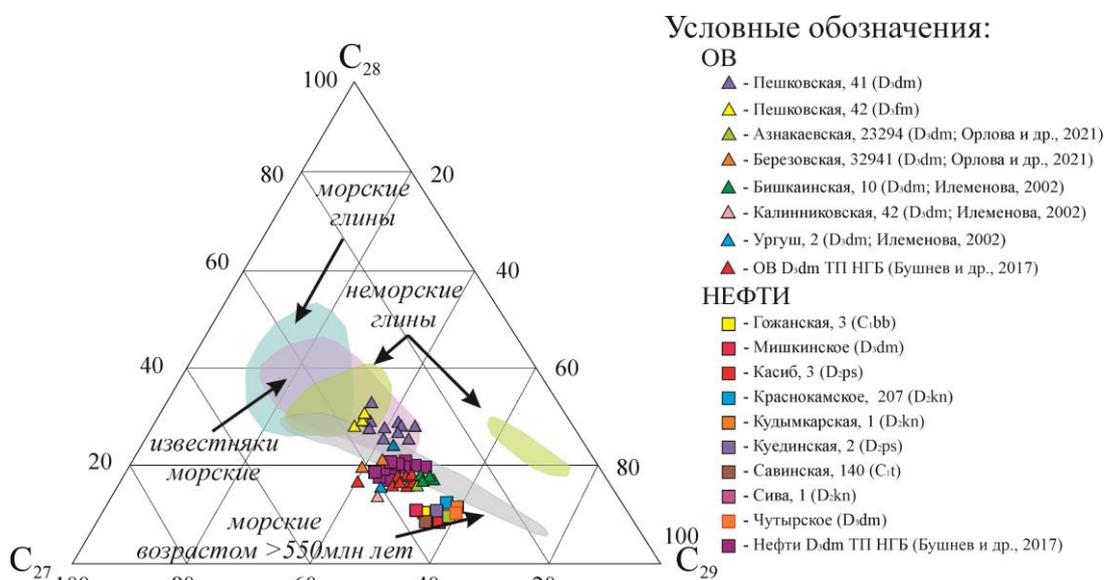


Рисунок 4.24. Тригонограмма распределения стерановых УВ в отложениях доманиковой ВУФ

При этом рассматриваемые образцы условно подразделяются на 2 группы. В первую группу входит ОВ доманиковой ВУФ Благовещенской впадины (Илеменова, 2022), Бузулукской впадины (Изучение..., 2014(ф)), Южно-Татарского свода (Орлова и др., 2021), а также ОВ и нефти D₃dm Тимано-Печорской плиты (Бушнев и др., 2017).

Во вторую группу объединились образцы нефтей из разновозрастных интервалов месторождений северной (Камской) части изучаемой территории. Указанные особенности в совокупности с результатами анализа содержания нормальных алканов позволяют сделать вывод о том, что исследуемые нефти имеют 2 источника УВ флюидов. На преобладание в составе исходного органического вещества сапропелевой органики в совокупности с проведенным ранее анализом содержания н-алканов указывают также значения отношения t_{19}/t_{23} ($\ll 1$) (рис.4.25).

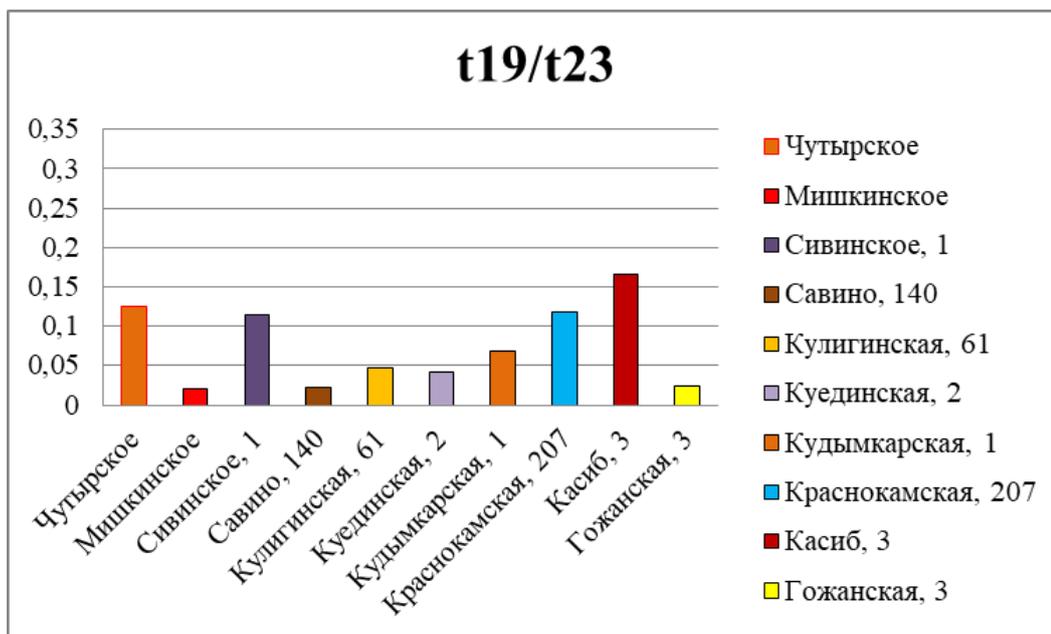


Рисунок 4.25. График значений отношения t_{19}/t_{23}

Помимо этого, исходя из графика отношения t_{26}/t_{25} , можно сделать вывод о том, что обстановки накопления ОВ были близки к озерным, так как значения данного показателя практически повсеместно демонстрируют значения меньше 1 (рис.4.26).

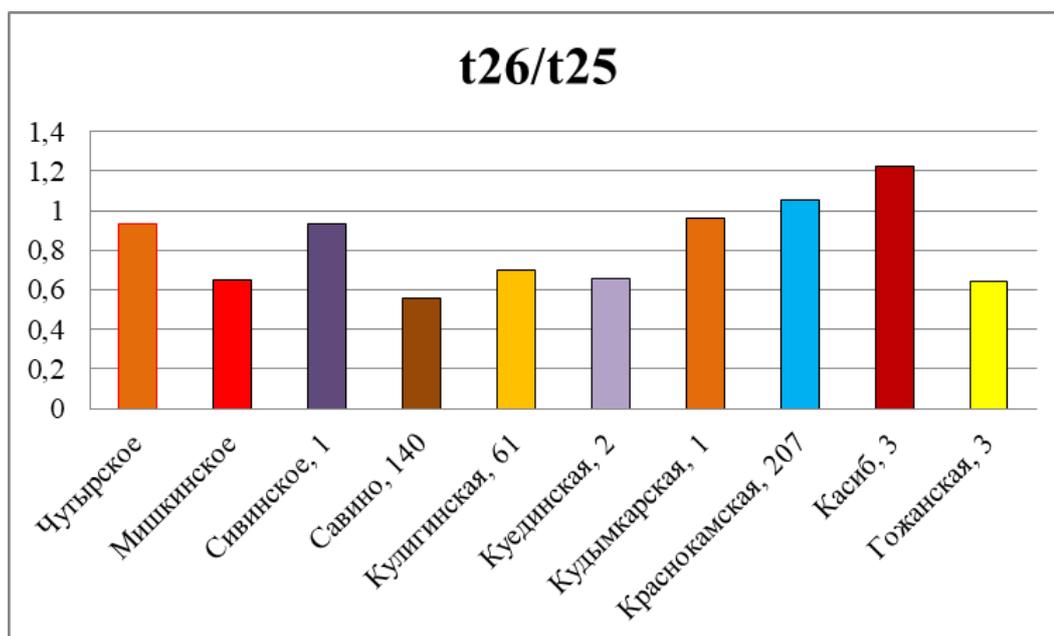


Рисунок 4.26. График значений отношения t_{26}/t_{25}

Ароматические углеводороды. Помимо этого, по имеющимся образцам нефти по описанной ранее методике (Radke, 1988) был произведен расчет зрелости «материнского» ОВ. Было выяснено, что зрелость всех образцов нефти находится в пределах «нефтяного окна» - $МК_{1-2}$ (рис.4.27). Отношение T_s/T_m демонстрирует относительно высокую зрелость – от 0,126 до 0,651.

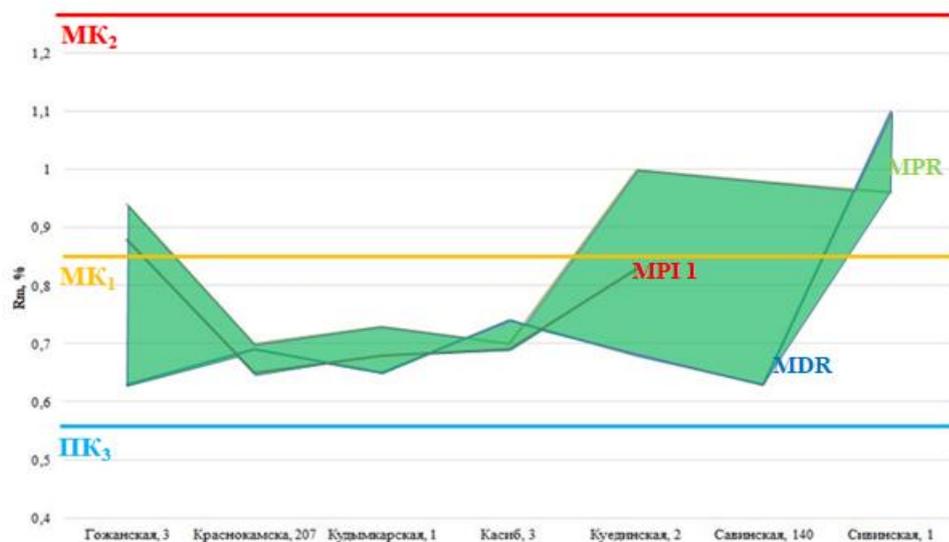


Рисунок 4.27. Стадии катагенетической преобразованности нефтематеринских пород, рассчитанные по данным молекулярного анализа

Отношение DBT/Phen к Pr/Ph (рис.4.28) также указывает на то, что ОБ доманиковой ВУФ и изучаемых нефтей было накоплено в различных обстановках: морских и озерных. Таким образом, мы вновь можем предположить наличие иного (по отношению к D₃fr-C₁t) источника УВ в пределах изучаемой части бассейна.



Рисунок 4.28. Диаграмма отношения дибензотиофенов к фенантрону (DBT/P) к Pr/Ph

Изотопный состав органического углерода. Анализ изотопно-фракционных кривых нефтей палеозойского комплекса также позволил выявить несколько закономерностей. Образцы Москудынского, Мишкинского и Искорского месторождений по характеру тренда в целом схожи между собой (рис.4.29). Интересно, что тяжелые (окисленные) фракции изотопно более легкие, чем нейтральные, а характер кривой не может достоверно указать на тип ОБ

(характер тренда скорее хаотичный, нелинейный). По всей видимости, данная особенность может быть объяснена смешением ОБ и УВ разного возраста и разных стадий генерации. При этом важно заметить, что по изотопному составу углерода данные нефти являются легкими (от 29,5 до 31,5 ‰), что может указывать на присутствие на данных месторождениях УВ докембрийского генезиса.

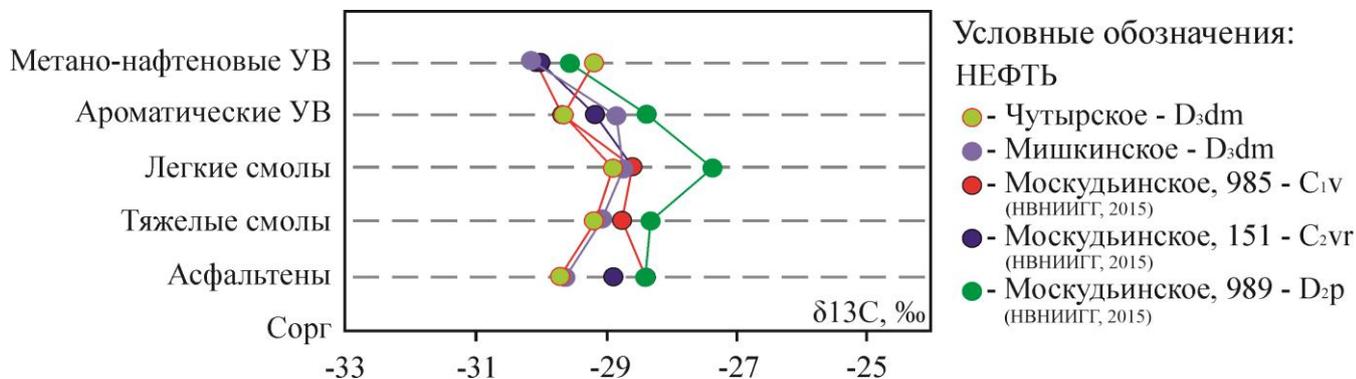


Рисунок 4.29. Изотопно-фракционные кривые нефтей Мишкинского и Искорского месторождений (по материалам Оценка..., 2015)

Заметно отличается характер изменения изотопно-фракционной кривой для нефти Москудьинского месторождения (Москудьинское, 989 - рис.4.29). В отличие от предыдущих, ОБ данного образца может быть охарактеризовано как смешанное (сапропелево-гумусовое) и в значительной степени окисленное. Важно заметить, что на наличие гумусовой составляющей могут также указывать значения изменения изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$ = от -27 до -29 ‰).

Таким образом, исходя из представленного материала, можно сделать несколько важных выводов:

- 1) В составе разреза осадочного чехла восточной части Волго-Уральского НГБ основные нефтегазоматеринские породы присутствуют в отложениях рифея, верхнего венда и верхнего девона – турне.
- 2) Органическое вещество этих отложений имеет различную специфику и характеризуется определенными геохимическими особенностями: по составу нормальных и разветвленных алканов и стеранов, по изотопному составу углерода и молекулярной зрелости.
- 3) Изучаемые нефти, полученные из разновозрастных продуктивных комплексов палеозоя, имеют несколько источников.

ГЛАВА 5. Геолого-геохимическое моделирование условий формирования нефтяных систем восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Моделирование процессов нефтегазообразования, происходивших на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, является важной задачей при проектировании геологоразведочных работ. Одним из интереснейших и слабоизученных объектов являются рифейские отложения прибортовой зоны Камско-Бельского прогиба, а также перестилающие их комплексы венда-палеозоя. Построение геолого-геохимической бассейновой модели позволило, во-первых, комплексно использовать данные об углеводородных системах востока Волго-Уральского НГБ, полученные ранее, а во-вторых - выявить неочевидные связи между нефтегазоносными комплексами протерозоя и палеозоя этого региона.

Фактический материал и методы проводимых исследований

В настоящее время бассейновое моделирование является одним из инструментов, позволяющих объединить массив геолого-геохимических данных для прогноза нефтегазоносности бассейнов.

Проведение исследований включает в себя следующие действия:

1. Создание структурной модели: оцифровка горизонтов и дизъюнктивных нарушений, привязка горизонтов к общей международной стратиграфической шкале, определение периодов активности разломов, разбиение слоев на подслой с целью детализации модели, введение событий эрозии и перерывов в осадконакоплении;
2. Создание литолого-фациальной модели: определение основных литофаций, характерных для региона исследования, создание литофаций для геологических подразделений, входящих в состав модели;
3. Создание модели нефтегазоматеринских пород: определение основных нефтегазоматеринских пород, характерных для региона исследования, выбор кинетических спектров реакций преобразования органического вещества в материнских породах, задание количественных и качественных характеристик материнских свит (толщина, исходное содержание $C_{орг}$, исходный водородный индекс, кинетический спектр);
4. Задание граничных условий: определение количественных характеристик параметров теплового потока, поверхностной температуры, определение барических условий региона исследования;
5. Палеоструктурные реконструкции по профилю с учетом основных событий геологической истории, характерных для региона исследования;

6. Моделирование процесса уплотнения осадочных толщ в процессе эволюции бассейна осадконакопления;
7. Моделирование степени реализации нефтегазоматеринского потенциала с построением моделей зрелости РОВ и оценкой коэффициента трансформации керогена основных нефтегазоматеринских свит;
8. Моделирование процесса генерации УВ флюидов;
9. Моделирование процесса эмиграции УВ флюидов;
10. Моделирование миграции, аккумуляции и переформирования скоплений нефти и газа;
11. Калибровка полученных результатов по замерам в скважинах (температура, давление, зрелость РОВ) и флюидному составу известных залежей.

В работе было использовано четыре региональных профиля (по одному субширотному и одному субмеридиональному для Камской и Бельской впадин Камско-Бельского прогиба соответственно) – рис.5.1. Исходные материалы были заимствованы из производственных отчетов разных лет (2005-2009г.г.). Суммарная протяженность профилей составляет свыше 1450 километров.

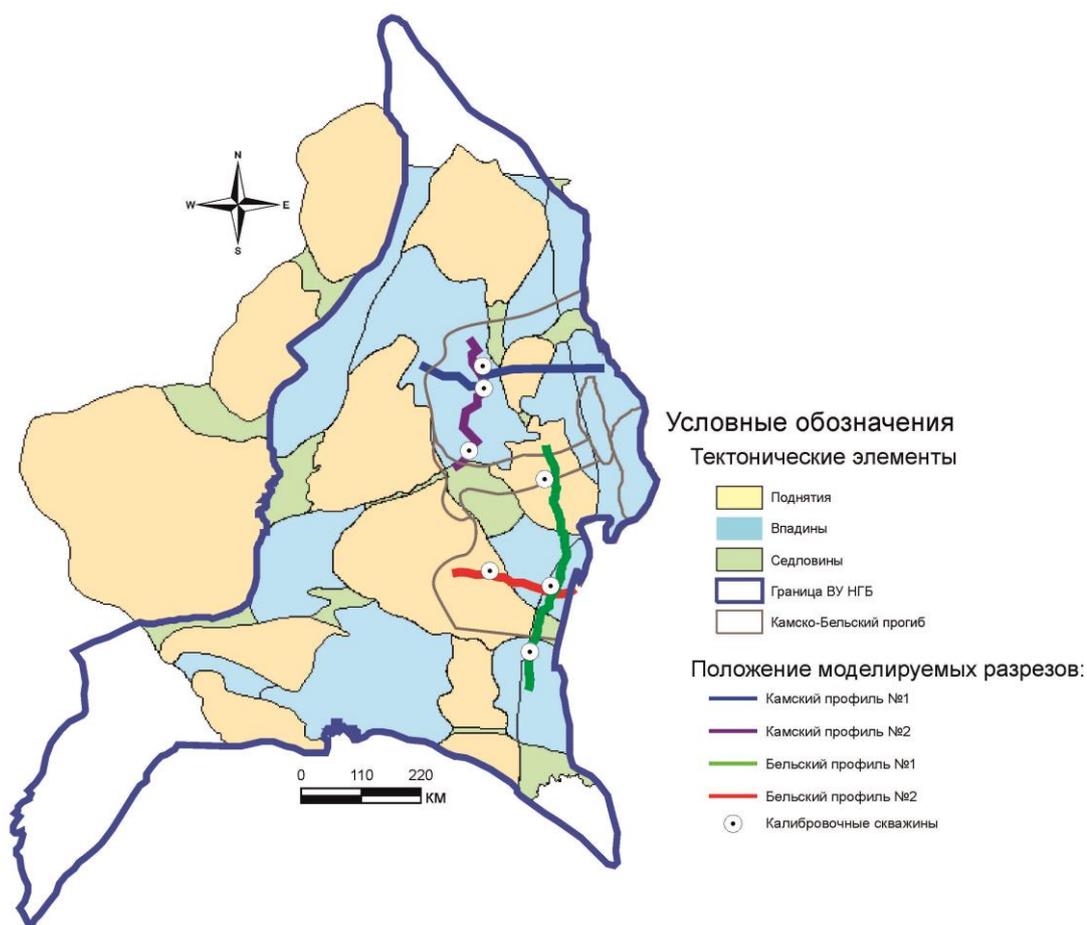


Рисунок 5.1. Карта фактического материала для проведения 2D бассейнового моделирования

Камский профиль №1 – субширотный (рис.5.2А) имеет длину 420 км. Максимальная мощность осадочного чехла (Верхнекамская впадина) составляет 7640 м, минимальная (в пределах Северо-Татарского свода (СТС)) – 1800 м. Профиль пересекает такие крупные современные структуры, как: Северо-Татарский свод, Верхнекамская впадина, Пермский свод, Бымско-Кунгурская впадина, Юрюзано-Сылвенская депрессия (ЮСД). Среди важнейших палеоструктур в рифейском рельефе выделяется Камская впадина Камско-Бельского прогиба, в вендском – Верхнекамская впадина. Исходная геологическая модель взята из отчета (Изучение..., 1991(ф); Проведение..., 2016(ф)).

Камский профиль №2 – субмеридиональный (рис.5.2Б) протяженностью 323 километра, с максимальной мощностью осадочного чехла – 14 760 м (Верхнекамская впадина), минимальной – 1730 (Бирская седловина). Исходная геологическая модель взята из отчета (Проведение..., 2016(ф)).

Бельский профиль №1 – субширотный (рис.5.2В) имеет длину 230 км, проходит по южной окраине Бельской впадины Камско-Бельского прогиба, пересекая такие структуры, как Южно-Татарский свод и Благовещенская впадина, уходя на востоке в зону Предуральского краевого прогиба. Максимальная мощность чехла в пределах прогибов достигает 14 000 м (Благовещенская впадина), минимальная – на Южно-Татарском своде – 2400 м. Исходная геологическая модель взята из отчета (Сейсморазведочные..., 2002(ф); Региональные..., 2004(ф)).

Бельский профиль №2 – субмеридиональный (рис.5.2Г) протяженностью 487 км расположен в пределах следующих структур: Башкирский свод, Благовещенская впадина, Южно-Татарский свод, Салмышская впадина и Восточно-Оренбургский выступ. Максимальная мощность осадочного чехла достигается в пределах Благовещенской впадины – до 15 800 м, минимальная зафиксирована на Восточно-Оренбургском поднятии – до 8500 м. Исходная геологическая модель взята из отчета (Региональные..., 2004(ф)).

Калибровка моделей производилась по данным современных пластовых температур и данным скважин (табл.5.1), расположенных на площадях: Канчуринская, Тавтимановская, Кушкульская, Любленская, Табынская, Дебесская, Восточно-Красногорская, Лозюкская, Есенейская, Баклановская, Ельниковская. Данные по значениям современных пластовых температур были взяты из справочника (Нефтяные..., 1987), показатель отражения витринита - из фондового отчета ОАО «КамНИИКИГС» (2006). Также калибровка была проведена по значениям R_o , снятым с карт, и по зонам катагенеза, выделенным ранее авторами (Канев и др., 2017; Ступакова и др., 2017). Помимо этого, калибровка производилась также по положению месторождений по площади и по разрезу.

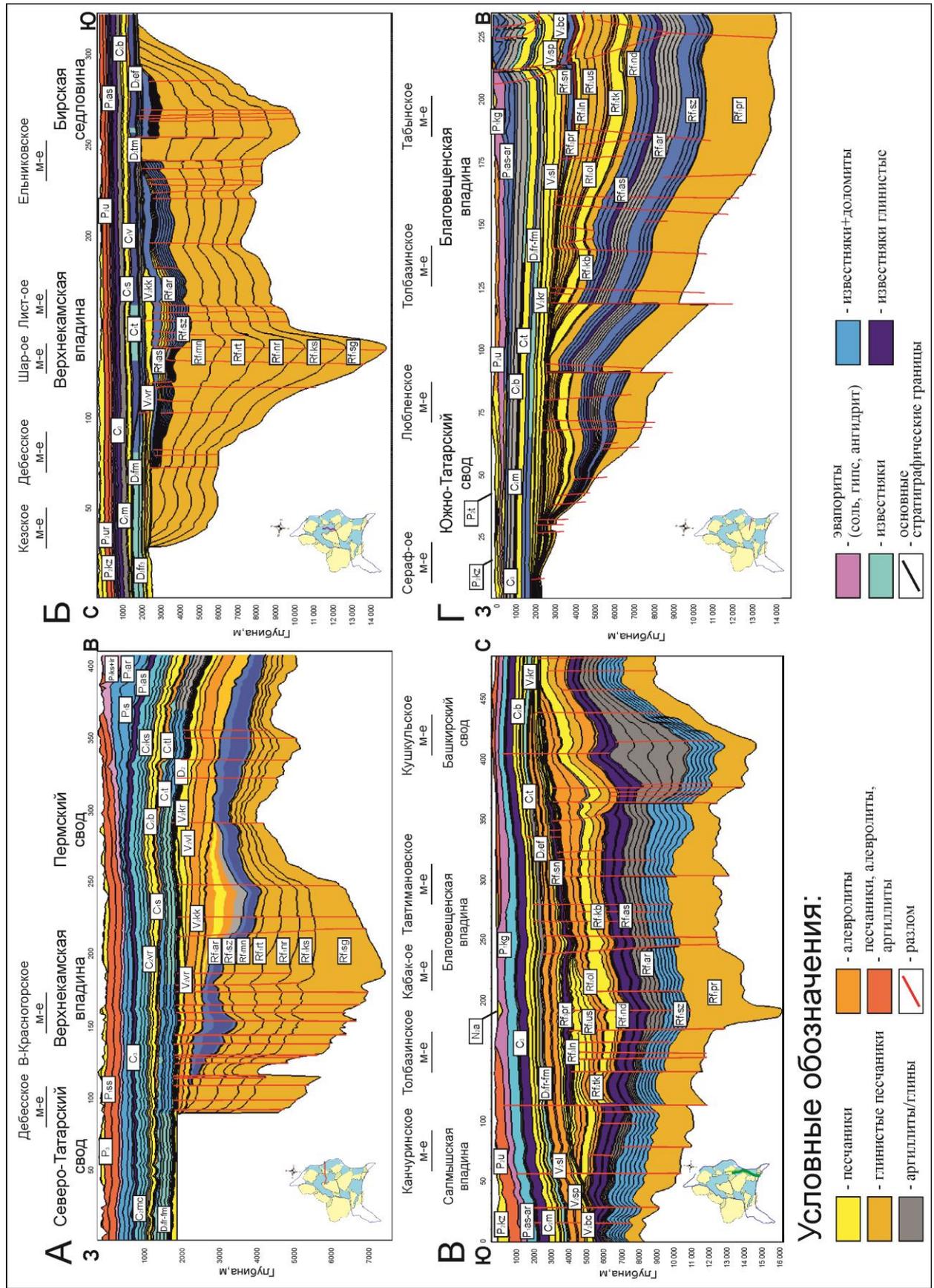


Рисунок 5.2. Литолого-стратиграфические профили с положением линии разреза на структурной карте ВУ НГБ

В результате подбора наиболее адекватных параметров тепловой модели, полученной при одномерном моделировании, удалось добиться совпадения между результатами замеров показателя отражения витринита в исследуемых скважинах и расчетных значений в моделях изучаемого разреза.

Таблица 5.1.

Основные калибровочные параметры, используемые в модели
(Проворов и др., 2007; Башикова и др., 2017; Канев и др., 2017)

Месторождение	Структура	Глубина, м/ Т, °С	Глубина, м/ Ro, %	Градация катагенеза
Канчуринское	Салмышская впадина	25/4	25/0.5	-
Тавтимаановское	Благовещенская впадина	2067-2125/41	2067-2125/0.5	-
Кушкульское	Башкирский свод	25/6	25/0.5	-
Любленское	Южно-Татарский свод	1413-1451/28	-	-
Табынское	Благовещенская впадина	339/12 1585/31 1669/36	-	-
Дебесское	Верхнекамская впадина	1276/26 1760/36	-	1797/ПК ₃ -МК ₁
Восточно- Красногорская	Верхнекамская впадина	1306/26 1580/28 1611/28	-	1705/ПК ₃
Лозюлюкская	Верхнекамская впадина	1292/27 1383/28	-	1724/МК ₁
Еснейская	Верхнекамская впадина	-	-	2011/ПК ₃
Баклановская	Пермский свод	1267/23 1276/24 1631/29	-	2446/МК ₁
Ельниковское	Бирская седловина	786/18,5 895/23 1410/28 1470/29	-	-

Геолого-геохимические параметры модели

Литолого-стратиграфической основой послужили региональные данные (Сергеева, Пучков, 2015; Стратиграфическая..., 2000). В разрезе моделируемых профилей выделены рифейские, верхневендско-среднедевонские, верхнедевонско-нижнекаменноугольные, средне-верхнекаменноугольные и пермские отложения. Литология выделенных при моделировании была задана с помощью «смешивания» основных литотипов пород (глины, песчаники, алевролиты, доломиты, соли, известняки, мергели (рис.5.2).

Каждый литотип характеризуется собственным набором петрофизических и теплофизических свойств, значения которых в «литологической смеси» рассчитывались автоматически программой исходя из процентного содержания в ней разных компонентов.

В моделях были также учтены мощности размытых отложений. Наибольшая эрозия приходится на рифей-вендское региональное несогласие. Толщина эродированных отложений различается по площади и составляет в среднем от 1000 (в западных прибортовых зонах прогиба) до 1500 метров (в пределах примыкающей зоны Красноуфимского выступа). В целом полученные данные соответствуют данным, полученным ранее (Постников, Удовиченко, 1969; Стратиграфическое..., 1972(ф)). Следующий перерыв с размывом накопленных отложений приходится на венд-палеозойское время. Мощность эрозии на этом этапе доходила до 1000 м, что связано с общим воздыманием территории в раннем палеозое и смещением области накопления осадков на запад (Стратиграфическое..., 1972(ф)).

Следующий эрозионный этап связан с предвизейским несогласием, когда в пределах изучаемой площади было размыто до 100 м пород. Предмосковское время также характеризуется значимым перерывом в осадконакоплении с мощностью эродируемых отложений около 50 м. На современном этапе развития бассейна с раннетриасовой эпохи продолжается поднятие территории, в результате чего в западных областях Волго-Уральского НГБ было размыто около 250 м отложений.

Одним из входных параметров при построении модели является палеоглубина моря, значения которой для территории исследуемого региона были взяты с палеогеографических схем и карт, составленных практически для всех периодов и эпох с рифея до неогена (Атлас..., 1969). Однако влияние их не оказало значительного влияния на результаты бассейнового моделирования.

Значения теплового потока по времени подбирались в соответствии с геотектоническим режимом развития бассейна (Хопта, 2019а) – рис.5.3. На рифейском (авлакогеновом) этапе в зонах активного рифтогенеза (восточная часть территории) величина глубинного теплового потока достигала значений 50-60 мВт/м². Время закрытия рифтового бассейна в RF₃-V₁ характеризовалось умеренным тепловым потоком (до 50 мВт/м²). На границе венда-кембрия, за счет завершения байкальского тектонического цикла, тепловой поток мог повышаться до значений 55 мВт/м². В дальнейшем, вплоть до границы перми-триаса тепловой поток был стабильным (на уровне 40-50 мВт/м²). После этого на мезо-кайнозойском этапе отмечается снижение величины теплового потока, особенно в западных районах исследуемой территории (до уровня 19 мВт/м²).

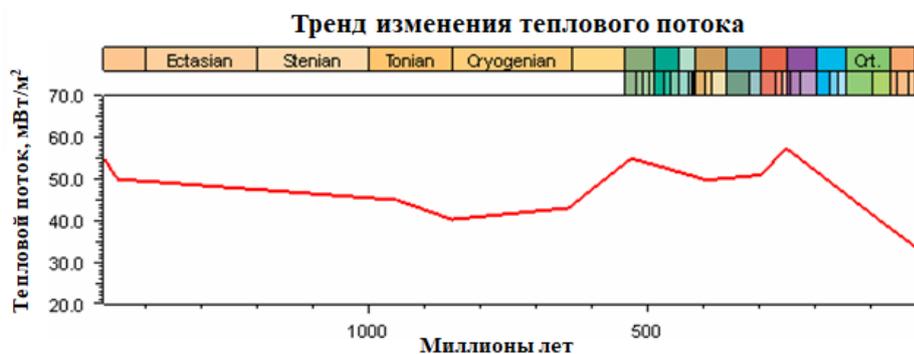


Рисунок 5.3. Тренд изменения теплового потока (HF)

Палеотемпературы, а также современные и околосовременные температуры (рис.5.4) (в т.ч. связанные с эпохами оледенения) определялись исходя из ретроспективных данных, полученных на основе расчетов Ю.И. Галушкина (2007), И.В. Головановой (2009, 2010). Исходя из этих данных, можно сделать вывод о том, что самые низкие температуры на поверхности «осадочный чехол-вода» имели место в рифей-вендское время (Лапландское оледенение), максимальные - в раннепермскую эпоху.

Тренды изменения палеотемператур

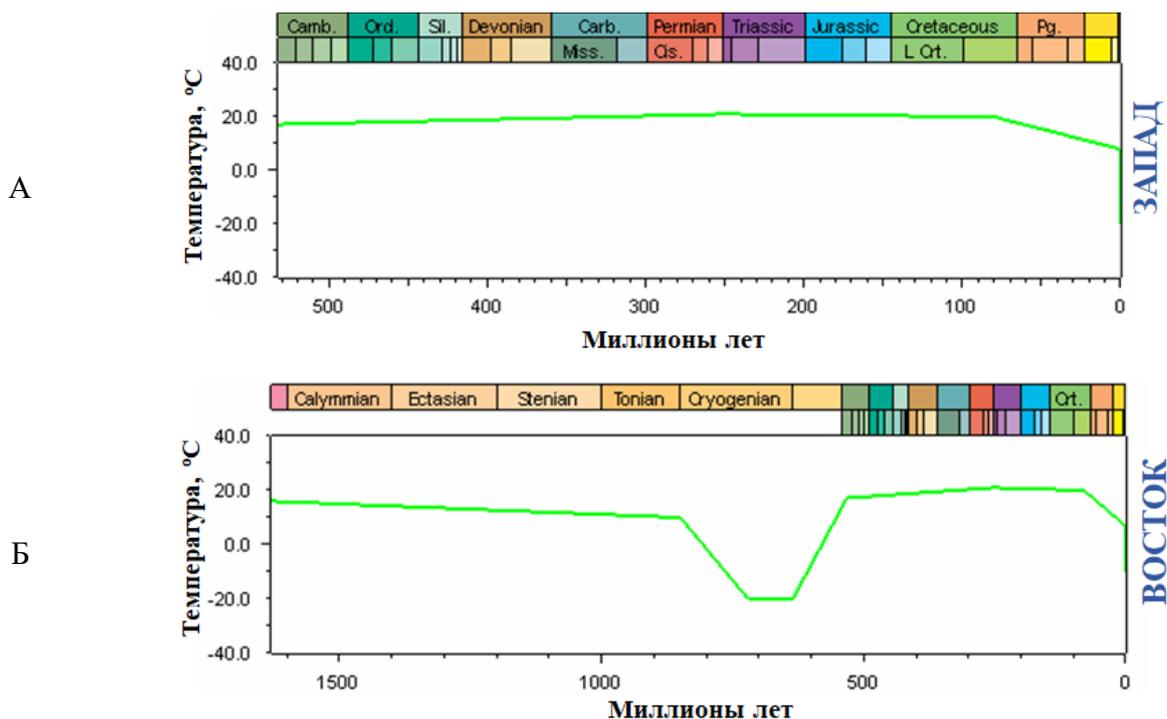
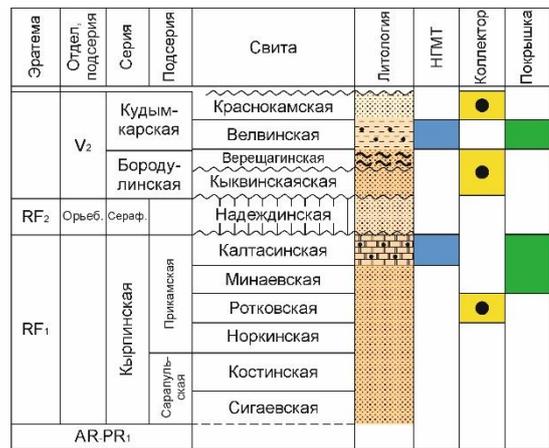
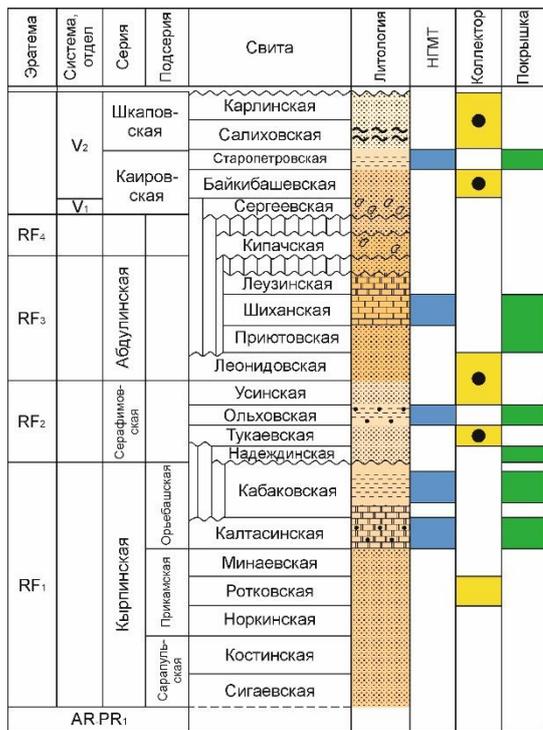


Рисунок 5.4. Тренды изменения палеотемператур: а – в западной части, б – в восточной

В разрезе осадочного чехла бассейна выделяют несколько нефтеносных и нефтегазоперспективных комплексов, каждый из которых характеризуется сходными условиями нефтегазонакопления и типами залежей углеводородов (рис.5.5-5.6). Границы НГК проводятся по регионально выдержанным непроницаемым покрывкам (Лозин, 1999, 2000; Башкова, 2009; Башкова и др., 2017; Гиниятова и др., 2017; Масагутов и др., 2019).



- Условные обозначения:**
- - нефтепроявления
 - ◐ - газопроявления
 - - битуминозность
 - ~ ~ ~ - глинистость
 - σ σ - обломочные породы

Рисунок 5.5. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем протерозоя, принятых в моделировании: слева – для Бельской впадины, справа – для Камской впадины

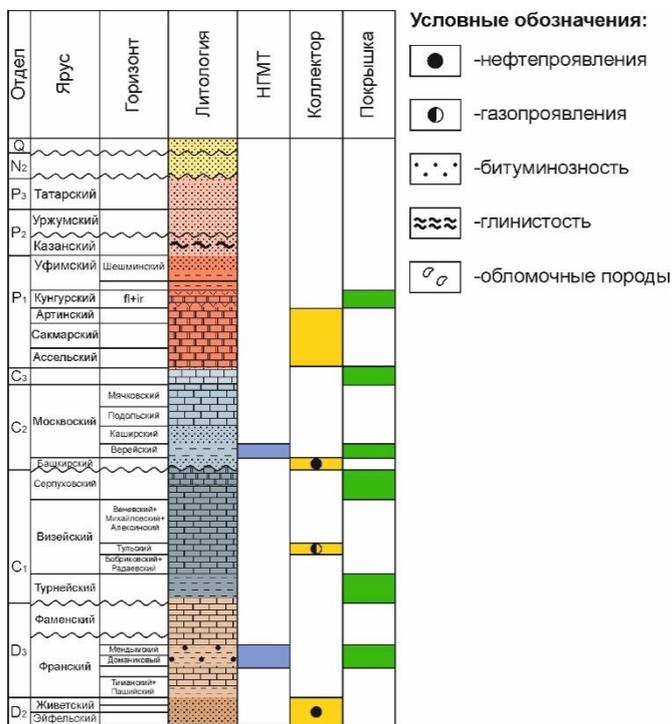


Рисунок 5.6. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем фанерозоя, принятых в моделировании

В качестве нефтематеринских пород рифей-вендского комплекса рассматриваются породы калтасинской свиты нижнего рифея, а также глинистые отложения верещагинской и старопетровской свит верхнего венда. В палеозойской части в качестве НГМП выступают отложения афонинского горизонта среднего девона, доманиковая высокоуглеродистая

формация верхнего девона-турне и угленосные породы верейского горизонта среднего карбона. В Бельской части помимо перечисленных описываются также нефтематеринские отложения кабаковской, ольховской и шиханской свит рифея.

Геохимические характеристики НГМП, заложенные в модель (табл.5.2), были собраны по опубликованным данным (Нефти..., 1977; Башкова, 2009; Башкова и др., 2017; Гиниятова и др., 2017; Разработать..., 2006(ф); Козлова, Шадрин, 2013; Казанцева, 2014 и др.), значения исходных содержаний $C_{орг}$ были «реконструированы» по методике, предложенной С.Г. Неручевым (Справочник..., 1998), значения водородного индекса (НИ, мг УВ/г ТОС) также восстанавливались до исходных (на катагенетически непретерпевшее состояние) значений – NI_0 .

Наиболее древними нефтематеринскими отложениями являются породы саузовской подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея (≈ 1470 млн. лет). Отложения указанного стратиграфического интервала вскрыты единичными скважинами, геохимические исследования пород проведены лишь точно. На основании данных С.Е. Башковой, Т.В. Белоконов (2008), В.М. Проворова и др. (2007) было установлено, что саузовские отложения обладают наибольшим нефтематеринским потенциалом среди пород калтасинской свиты нижнего рифея.

Таблица 5.2.

Характеристика нефтегазоматеринских пород

НГМП	Литология	Мощность, м	Тип ОБ	$C_{орг}$, %	NI_0 , мгУВ/ г ТОС	Кинетический спектр
RF₁sz	Аргиллит	до 300 (суммарно)	II	0,6-0,8	200	Kowalewski et al, 2009
RF₁ar	Мергель доломитистый	до 100	II	0,6-0,8	200	Kowalewski et al, 2009
RF₂ol	Аргиллит	до 40	II	0,3	250	Kowalewski et al, 2009
RF₃shn	Аргиллит	до 50	II	0,3	250	Kowalewski et al, 2009
V₂vr (sp)	Аргиллит	до 50	II	0,9-2,9	400	Kowalewski et al, 2009
D₂af	Аргиллит	30	II/III	1,0	250	Dieckmann(2000)_TII (West Canada B)
D₃fr-fm	Кремнистый аргиллит	до 60	II	6,4	460	Изучение..., 2014(ф)
C₂vr	Углистый аргиллит	30	II/III	0,54	300	Burnham(1989)_ TIII

Содержание $C_{орг}$ – до 0,8 %, NI , по представленным данным, варьируется в пределах от 21 до 149 мг УВ/г ТОС, степень зрелости – до МК₄₋₅. Исходный водородный индекс, использованный при моделировании для этой свиты, составляет $NI_0 = 200$ мг УВ/г ТОС (по

моде), исходное содержание $C_{орг0}$ принято в значении 0,8 % (по моде). Тип керогена для саузовской свиты в модели принят как II.

Опираясь на разрез скважины Очёрская, 14 (Маслов, 2012), а также на результаты собственных исследований (рис.3.3), в разрезе арланской подсвиты калтасинской свиты также был выделен нефтематеринский слой мощностью до 100 м. В описании сказано, что он «...представлен темно-серыми тонко- и микрозернистыми доломитами с примесью алевроитового и обломочного материала, ... и темно-серыми плитчатыми доломитовыми мергелями». В целом нефтематеринская порода арланской подсвиты характеризуется меньшим нефтематеринским потенциалом в сравнении с саузовской. В связи с этим в модели были приняты следующие входные параметры: $HI_0 = 200$ мг УВ/г ТОС (по моде), $C_{орг0} = 0,6$ % (по моде).

Нефтегазоматеринские отложения ольховской свиты среднего рифея характеризуются значениями $C_{орг} = 0,03-0,58$ %, породы шиханской свиты верхнего рифея обладают следующими параметрами – $C_{орг} = 0,05-0,85$ %. Исходя из представленных ранее данных, видно, что тип органического вещества зачастую определяется как II. Степень катагенетической преобразованности отложений ольховской свиты – MK_{1-4} , шиханской свиты – MK_{1-3} . Исходный водородный индекс, использованный при моделировании, для этих свит составляет $HI_0=250$ мг УВ/г ТОС (по моде) соответственно, исходное содержание $C_{орг0}$ принято в значениях 0,3 % (по моде).

По мнению исследователей Волго-Уральского НГБ (Белоконь и др., 2001; Разработать..., 2006(ф); Башкова, Белоконь, 2008; Башкова, 2009; Гиниятова и др., 2017; Ларочкина и др., 2010 и др.), в вендском комплексе наилучшие нефтематеринские свойства проявляют отложения бородулинской серии верхнего венда (V_2br), представленные кыквинской (V_2kk) и верещагинской (V_2vr) свитами. По имеющимся геохимическим данным скважины Бедряжская, нефтематеринские породы бородулинской серии не обладают столь явными нефтематеринскими свойствами, даже несмотря на высокие значения $C_{орг}$ (до 3,48 % при HI до 80 мг УВ/г ТОС). Однако, исходя из диссертации Станекзая Н.М. (2009), значения водородного индекса могут быть значительно увеличены. Так, согласно приведенным ранее данным, а также с учетом обстановок накопления отложений бородулинской серии (относительно глубоководные и шельфовые), нами был выбран исходный водородный индекс, равный 400 мг УВ/г ТОС (по моде), тип керогена II. Исходные значения содержания органического углерода ($C_{орг0}$) приняты на уровне 0,9 % (V_2vr) - 2,6 (V_2sp) % (по моде).

В среднем девоне также выделяется маломощный нефтематеринский прослой афонинского горизонта («среднедевонский аналог доманиковского горизонта») (Казанцева, 2014). Влияние этой НГМП нам видится несущественным, исходя из этого исходный $C_{орг0}$,

задаваемый в модель, был принят равным 1 %, $HI_0=250$ мг УВ/г ТОС, тип керогена определяется как смешанный II/III. Литологический состав преимущественно глинистый, нередко с примесью терригенного материала.

Благодаря значительно большему числу геохимических данных, характеристика доманиковой высокоуглеродистой формации (ВУФ) была задана в модели с учетом ее фациальной изменчивости. На сегодня известно, что литологически среднефранско-турнейские отложения представлены тремя типами разреза: внутренний (НГМП), переходный (НГМП/коллектор), внешний (коллектор). Основываясь на данных Н.К. Фортунатовой (2013a,b), разрез доманиковой ВУФ в качестве нефтематериских отложений рассматривался в следующем составе:

- Внутренняя зона саргаевского горизонта (D_{3sr}) – $C_{орг0}=2,86$, $HI_0=710$ мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя, переходная и внешняя зоны доманикового горизонта (D_{3dm}) – $C_{орг0}=10,70$ (внутр.), 5,00 (переход), 8,60 (внеш.), $HI_0=710$ (внутр.), 710 (переход.), 600 (внеш.) мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя, переходная и внешняя зоны верхнефранского подъяруса (D_{3fr3}) – $C_{орг0}=8,00$ (внутр.), 4,00 (переход), 3,00 (внеш.), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.), 710 (внеш.) мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя и переходная зоны нижнефаменского подъяруса (D_{3fm1}) – $C_{орг0}=5,00$ (внутр.), 3,00 (переход), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.) мг УВ/г ТОС;
- Внешняя зона нижнефаменского подъяруса (D_{3fm1}) – $C_{орг0}=3,00$ (внутр.), 2,00 (переход), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.) мг УВ/г ТОС.

Тип керогена на основании литературных данных, а также данных пиролиза идентифицируется как II, редко как II/III. В литологическом отношении доманиковая высокоуглеродистая формация представлена глинисто-карбонатно-кремнистым комплексом.

В структурном отношении Камский профиль №1 лишь частично пересекает Шалымско-Калининскую ось Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), тогда как Камский профиль №2, напротив, практически полностью находится на территории Фокинской и Сарапульской осей ККСП.

В южной части исследуемой территории почти вся восточная половина Бельского профиля №1 расположена в пределах внутренней зоны Актаныш-Чишминской оси, центральная часть Бельского профиля №2 также расположена в этой структурно-фациальной зоне. Однако, несмотря на широкое распространение D_{3fr2} - C_{1t} НГМП, зрелость их весьма незначительна – до $МК_{2-3}$, при превалирующем $ПК_3$ - $МК_1$ (Канев и др., 2017).

Среди нефтематеринских пород осадочного чехла Волго-Уральского НГБ также выделяются углистые аргиллиты верейского горизонта (Лозин, 1999, 2002). Согласно данным геохимического анализа (Нефти..., 1977), эти отложения можно охарактеризовать начальными содержаниями $C_{org0} = 0,54 \%$, $HI_0 = 300$ мг УВ/г ТОС. Тип керогена смешанный II/III, близкий к III.

Одной из важнейших характеристик керогена, которая описывает «запуск» и скорость его разложения, а также скорость образования из него углеводородов и их состав, является кинетический спектр деструкции керогена. Проблематичным является подбор кинетических спектров для нефтематеринских пород рифей-вендского комплекса, что связано, во-первых, с древностью изучаемых отложений, а во-вторых, с неоднозначностью определения типа ОВ.

Несмотря на это, в литературе встречаются данные о том, что специфичной чертой RF-V органического вещества являлась способность в процессе катагенеза легко превращаться в УВ (Конторович и др., 1996). По всей видимости, указанная особенность может свидетельствовать о наличии IIS типа ОВ, для которого свойственна значительная реализация нефтематеринского потенциала уже на ранних стадиях катагенеза, а иногда и раньше (Оценка..., 1991(ф)).

В связи с этим в качестве аналога для описания преобразования органического вещества RF-V НГМП в углеводородные флюиды был выбран кинетический спектр деструкции керогена (рис.5.7), приведенный в статье (Kowalewski et al., 2009).

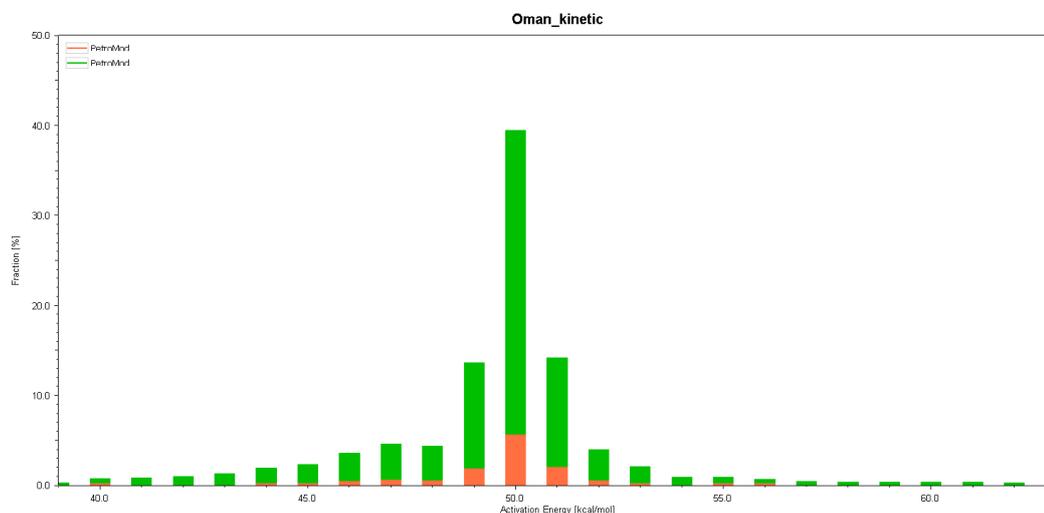


Рисунок 5.7. Кинетический спектр деструкции керогена (Kowalewski et al, 2009)

Авторы исследовали ОВ протерозойских НГМП бассейна Персидского залива (формация Ара), которое демонстрирует высокую реакционную способность керогена (начало генерации приходится на 39 kcal/mol, при максимуме генерации в области 50 kcal/mol), а также преобладание среди продуктов генерации нефтяных УВ над газовыми (86,8 % к 13,2 % соответственно).

Для НГМП доманиковой ВУФ в модели также был задан кинетический спектр, не входящий в библиотеку. В качестве основы от отчета (Изучение..., 2014(ф)) был взят однокомпонентный кинетический спектр деструкции керогена полученный для скважины Малогосвицкая, 220 (глубина отбора образца - 3235,09 м, $C_{орг} = 1,27\%$, $HI - 288$ мг УВ/г ТОС, $T_{max} - 429$ °С, генерационный потенциал 5,2 мг УВ/г породы). После чего было произведено разделение общего объема генерируемых УВ на нефть и газ (согласно данным Тиссо, Вельте, 1981). В обобщенном виде кинетический спектр представлен на рис.5.8. Для остальных НГМП кинетические спектры были подобраны в библиотеке кинетических спектров (рис.5.9).

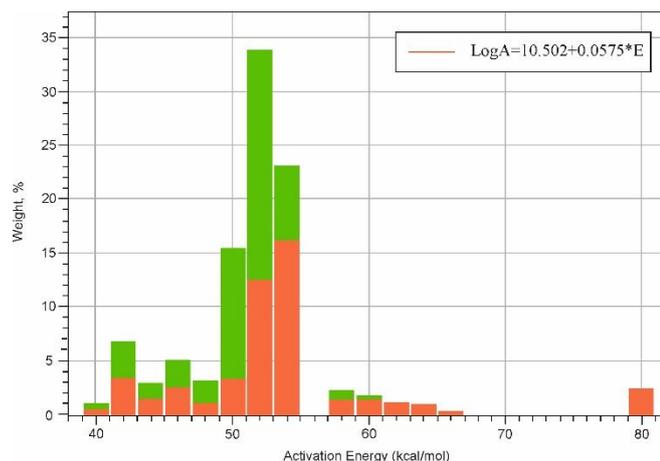


Рисунок 5.8. Кинетический спектр деструкции керогена (Изучение..., 2014(ф))

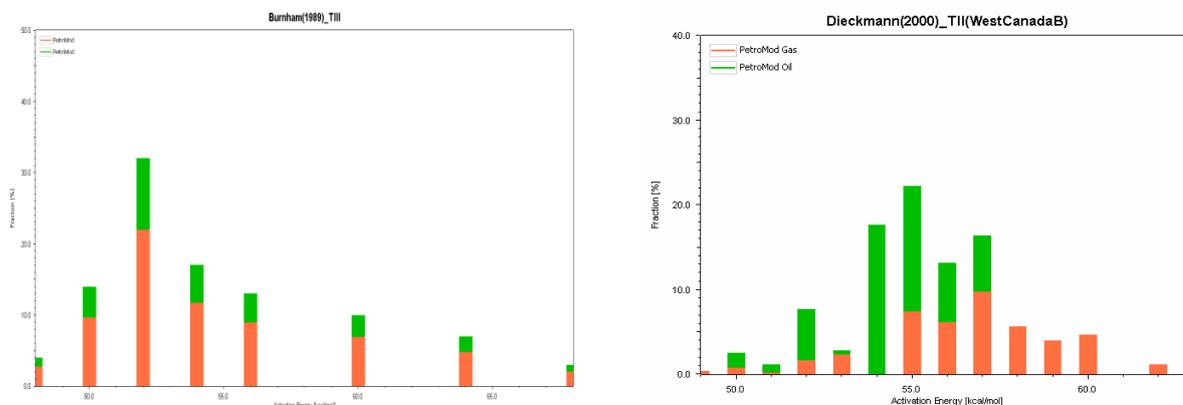


Рисунок 5.9. Кинетические спектры, используемые в модели

Основные резервуары, согласно принятой модели нефтяных комплексов ВУ НГБ (Лозин, 1999,2002), приурочены к верхнему венду, коллекторами служат песчаные и алевропесчаные прослои краснокамской свиты верхнего венда. В палеозойском комплексе в качестве коллектора рассматривается терригенная толща среднего девона и карбонатные и терригенные отложения тульского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса. Флюидоупорами в рифее-венде могут служить любые прослои аргиллитов в рифее и верещагинская и велвинская свиты в венде. В палеозое покрывками являются аргиллиты тиманского и саргаевского

горизонтов, серпуховского яруса, а также плотные отложения верхнего карбона и глинистые (нередко эвапоритовые) отложения перми.

Наличие значительного количества нефтегазоматеринских пород в совокупности с благоприятными термобарическими условиями для образования жидких и газообразных углеводородов, присутствие в разрезе коллекторов и покрышек обусловили появление значительного числа месторождений нефти и газа на территории бассейна. Большинство из них приурочено к положительным структурам, облекающим крупные выступы фундамента: Южно-Татарскому, Северо-Татарскому, Пермскому и Башкирскому сводам, Бирской и Косьвинско-Чусовской седловинам.

Наибольшее количество залежей выявлено в отложениях среднего девона и нижне-среднего карбона. В вышележащих толщах залежей УВ флюидов меньше – с верхнедевонско-турнейского комплекса до нижнепермского НГК происходит постепенное снижение количества выявленных залежей. По всей видимости, глинисто-карбонатные отложения верхнего девона-турне являются покрышкой, препятствующей свободному перемещению углеводородных флюидов.

В пределах Камской впадины Камско-Бельского прогиба нефтегазоносность докембрийских отложений связана с кыквинскими (V_{2kk}) и краснокамскими (V_{2kr}) отложениями верхнего венда (Сивинское, Соколовское, Шарканское, Чубойское, Дебесское месторождения и другие). В рифейском комплексе наблюдались лишь незначительные нефте- и газопроявления, отмеченные в отложениях калтасинской свиты (Проворов и др., 2007; Башкова и др., 2017).

В пределах Бельской впадины Камско-Бельского прогиба рифей-вендских нефтяных и газовых месторождений обнаружено не было. Однако нефте- газопроявления представлены достаточно широко: в отложениях калтасинской (RF_{1kl}), тукаевской (RF_{2tk}), ольховской (RF_{2ol}) и усинской (RF_{2us}) свит рифея, а также в байкибашевских (V_{2bc}), салиховских (V_{2sl}) и карлинских (V_{2kr}) толщах верхнего венда (Проворов и др., 2007; Башкова и др., 2017).

Наиболее крупными месторождениями, включающими в себя сразу несколько разновозрастных продуктивных интервалов, являются:

- 1) Чутырско-Киенгопское (C_1, C_2), Мишкинское (C_1, C_2), Красногорское (C_2), Лозолюкское (C_2) – Верхнекамская впадина (в пределах северо-западной части Камской впадины Камско-Бельского прогиба);
- 2) Осинское (D_2, C_1, C_2), Сосновское (D_3, C_1, C_2), Чайкинское (D_3, C_1) – Пермский и Башкирский своды;

- 3) Арланское (C₁, C₂), Игровское (C₁, C₂), Куединское (C₁, C₂), Павловское (C₁, C₂), Ельниковское (C₁, C₂), Вятское (C₁, C₂) – Башкирский свод и Бирская седловина (Орьебаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона);
- 4) Субханкуловское (D₂, D₃), Серафимовское (D₂, D₃, C₁), Туймазинское (D₂, D₃, C₁) – Южно-Татарский свод (в пределах юго-западной части Бельской впадины Камско-Бельского прогиба).

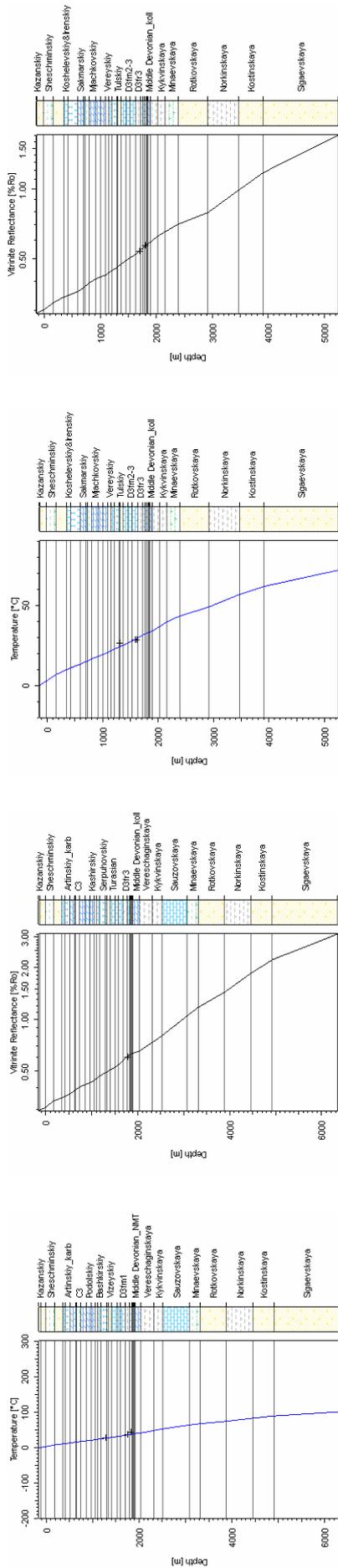
При сравнении геологического строения и нефтегазоносности Камской и Бельской впадин выявляется ряд особенностей. Нефтегазоматеринские породы рифея в Бельской части представлены значительно шире, чем в Камской. Наибольшее количество нефтяных и газовых проявлений в отложениях рифея-венда зафиксировано в северо-западной части Камской и юго-западной части Бельской впадины Камско-Бельского прогиба, еще одной древней структурой с отмеченными непромышленными притоками УВ флюидов является Орьебаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона.

Интересно отметить, что месторождения палеозойской части разреза также тяготеют к этим зонам (например, Арланское, Дебесское, Мишкинское, Серафимовское и др.). Таким образом, можно предположить, что проявления нефти и газа в рифее и месторождения венда-палеозоя могут быть связаны между собой либо путями миграции, либо единой зоной аккумуляции УВ, генерированных различными НГМП, либо единым источником УВ.

Обсуждение полученных результатов

Модели по четырем региональным профилям, проходящим через Бельскую и Камскую части Камско-Бельского прогиба (рис.5.1-5.2), были построены с учетом особенностей строения разреза осадочного чехла, истории тектонического развития, палеогеографических особенностей образования и дальнейшего преобразования (эрозионные события) толщ осадочного чехла бассейна. Модель была откалибрована по значениям современных пластовых температур и по показателю отражения витринита (рис.5.10).

По результатам проведенного моделирования были получены значения температурного градиента для разных частей бассейна. Сводовые части характеризуются наибольшими значениями температурного градиента, особенно в самой верхней их части, вниз по разрезу идет постепенное снижение показателя (Башкирский свод – 2,4-3,3 °С / 100 м; Южно-Татарский свод – 2,0-3,1 °С / 100 м). Также высокими значениями характеризуются крупные впадины: Благовещенская и Верхнекамская, в них рассматриваемые значения варьируются в пределах – 2,7-2,93 °С / 100 м и 2,6-3,4 °С / 100 м соответственно. Чуть ниже уровень данного показателя в Бымско-Кунгурской впадине и Юрюзано-Сылвенской депрессии. Самые низкие значения прогнозируются для Салмышской впадины и Бирской седловины (в пределах 1,0-2,5 °С / 100 м).

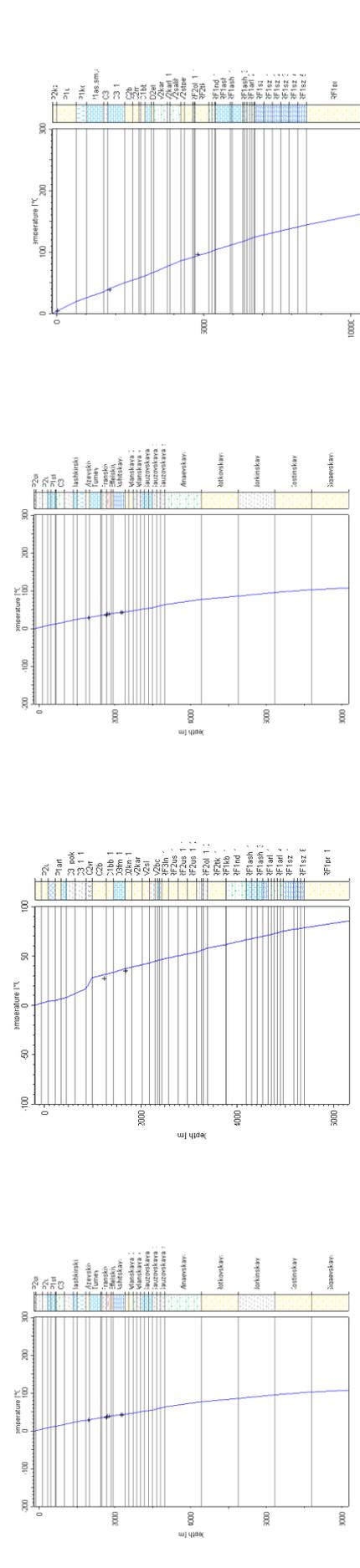


Дебеская, 600 (T, °C)

Дебеская, 600 (Ro, %)

В.-Красногорская, 533 (T, °C)

В.-Красногорская, 533 (Ro, %)



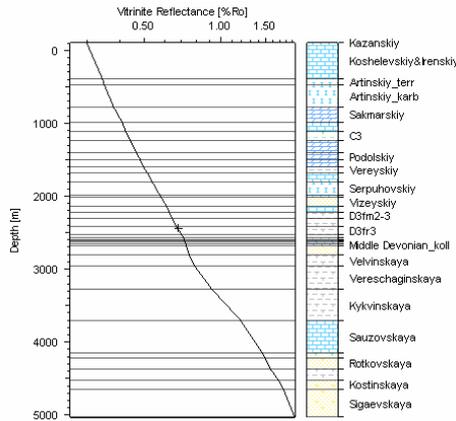
Ельниковская п/с (T, °C)

Любленская п/с (T, °C)

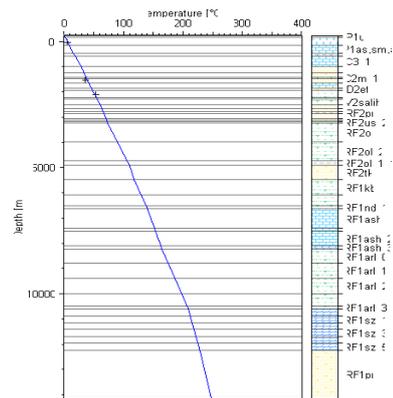
Табынская п/с (T, °C)

Канчуринская п/с (T, °C)

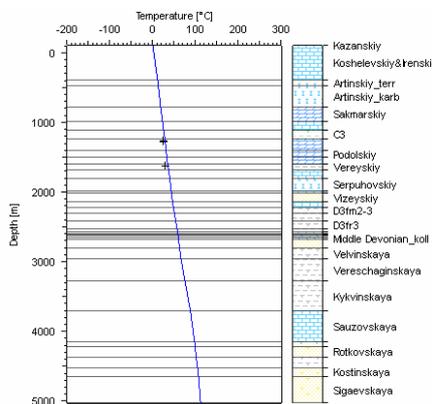
Рисунок 5.10. Калибровочные графики по значениям пластовых температур и показателя отражения витринита



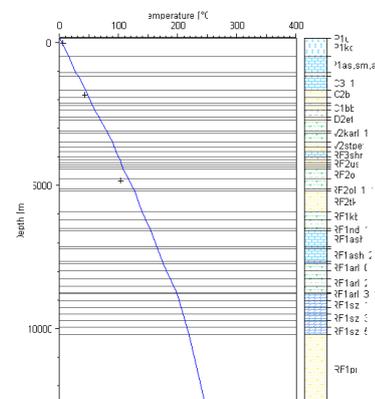
Баклановская, (Ro,%)



Кушкульская п/с (T,°C)



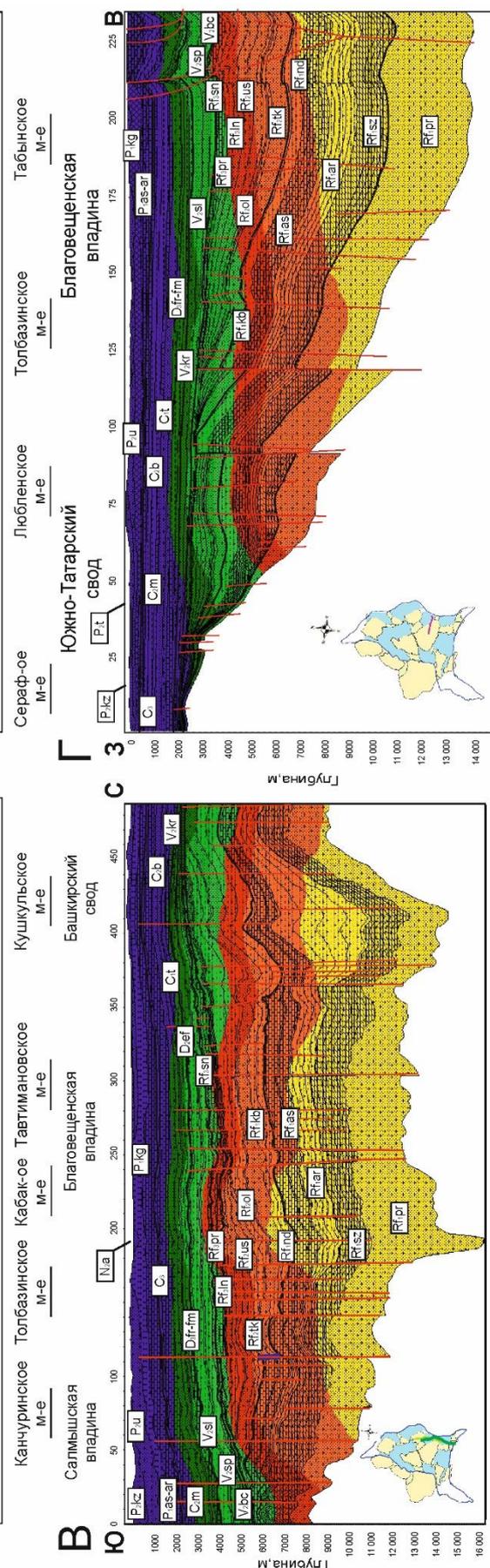
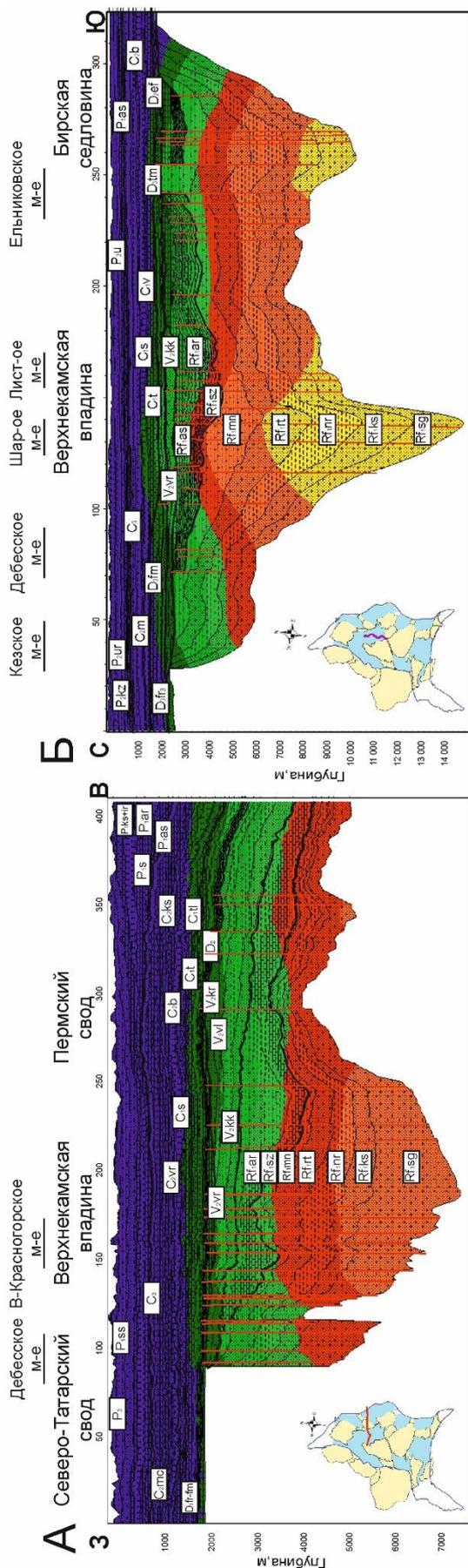
Баклановская п/с (T,°C)



Кабаковская п/с (T,°C)

Также в рамках работы была проведена оценка степени катагенетической преобразованности отложений по разрезам. Главные зоны нефтеобразования и газообразования расположены в интервале глубин от 1,6-4,1 км в северной части и 1,6-5,8 в южной. Максимальные градации катагенеза достигаются на глубинах > 5 км у Камской и > 6,6 км у Бельской впадин Камско-Бельского прогиба. Разница в температурном режиме связана в первую очередь с мощностью осадочного чехла, значительные интервалы ГЗН и ГЗГ в пределах Бельской впадины обусловлены близостью Предуральяского краевого прогиба.

Степень катагенетической преобразованности органического вещества отложений рифея зависит от глубины их максимального погружения - увеличение метаморфизма ОВ идет в юго-восточном направлении, достигая максимума в пределах Бельской впадины (главная зона газообразования). Большая же часть изученных отложений находится в пределах главной зоны нефтеобразования (рис.5.11).



ПК₁ - $R_o < 0,5$
МК₁ - $0,5 > R_o < 0,65$

МК₂ - $0,65 > R_o < 0,85$
МК₃ - $0,85 > R_o < 1,15$

МК_{4,5} - $1,15 > R_o < 2,00$
>АК₁ - $2,00 > R_o < 4,00$

- Разлом
 - Основные стратиграфические границы

Рисунок 5.11. Степень катагенетической преобразования толщи по профилям

Вендские толщи характеризуются меньшей преобразованностью - увеличение метаморфизма ОВ идет в восточном и юго-восточном направлениях. Наименее преобразованные толщи расположены в северо-западной части исследуемого региона – здесь градации катагенеза не превышают значений ПК₃. Далее на восток идет полоса развития зоны МК₁, которая постепенно сменяется на МК₂. На востоке, в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии и Соликамской впадины, значения степени преобразованности ОВ достигают градаций МК₃ и выше. Значительная часть площади развития отложений вендского комплекса, так же, как и у рифея, расположена в пределах ГЗН (рис.5.11).

Вышележащие комплексы среднего девона-перми в пределах района исследований преобразованы значительно меньше. Увеличение зрелости (до МК₁) происходит во впадинах, а также в восточном и юго-восточном направлениях. Наименее преобразованные толщи расположены в северо-западной части исследуемого региона – здесь градации катагенеза не превышают значений ПК₃. На востоке, в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии и Соликамской впадины, значения степени преобразованности ОВ достигают градаций МК₃-МК₅.

Степень трансформации НГМП рифея достигает в Камской впадине значений 85-90 %, в Бельской впадине рифей полностью исчерпал свой потенциал уже в среднем рифее. Индекс трансформации вендских нефтематеринских пород в северной (Камской) части Камско-Бельского прогиба приблизительно равен 50-60 %, в южной части значения варьируются в интервале от 31 до 97 %. Наименее преобразованными являются породы верхнего девона-турне, максимальная степень трансформации этих толщ около 50 %, но в большинстве своем не превышает 30 %.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что НГМП рифея-венда к настоящему времени практически полностью выработали свой нефтегенерационный потенциал. Доманиковые породы, напротив, имеют высокий потенциал к генерации жидких и газообразных УВ флюидов, однако степень их выработанности на большей части исследуемой площади довольно низкая.

ГЛАВА 6. Оценка влияния нефтегазоматеринских пород RF-V на формирование нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

В связи с тем, что по результатам проведенных исследований были выявлены особенности, указывающие на наличие в продуктивных комплексах палеозоя УВ флюидов, генерированных докембрийскими НГМП, в данном разделе будет предложена одна из возможных моделей формирования нефтегазоносности восточной части Волго-Уральского НГБ.

Проведение сравнительного геохимического анализа

При анализе диаграммы распределения коэффициента битуминозности ($\beta_{ХБ}$) относительно пределов, характеризующих границы количественного определения аллохтонного, автохтонного и паравтохтонного битумоидов (Баженова и др., 2000), прослеживается закономерность значительного обогащения пород комплекса миграционными УВ. При этом в связи с высокими значениями коэффициента битуминозности (от 40 до 100 %) несмотря на предыдущие исследования (Носов и др., 2012), данный тип должен быть определен как аллохтонный (рис.6.1).

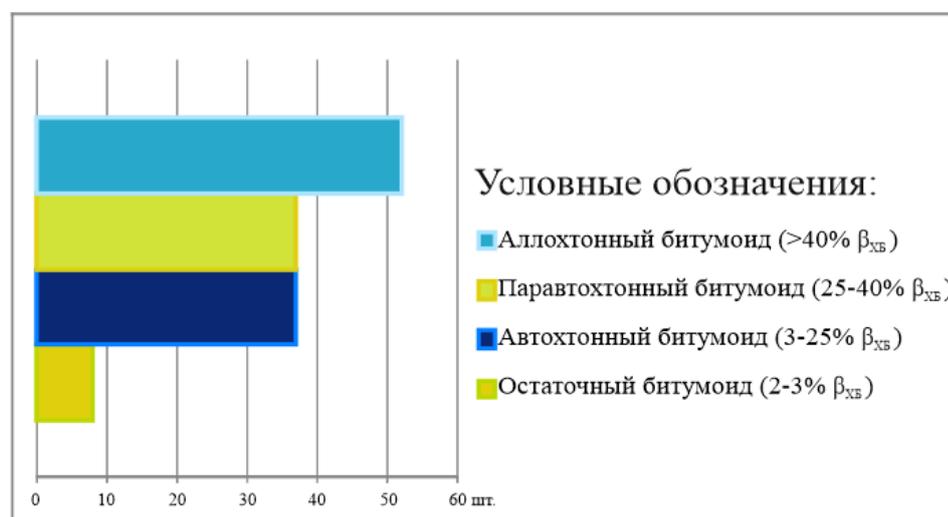


Рисунок 6.1. Диаграмма генетических типов битумоидов доманикового горизонта по характеру взаимоотношения с вмещающими породами

Выявленная особенность также хорошо подтверждается картой распространения коэффициента $\beta_{ХБ}$ (рис.6.2), построенной с ограничением в виде границы Камско-Бельского прогиба. На ней отчетливо прослеживается закономерность обогащения прибортовых частей грабена (проецированных на границы распространения доманиковых отложений)

миграционным битумоидом. При этом за его пределами значение коэффициента битуминозности резко падает, достигая в некоторых частях нулевых значений.

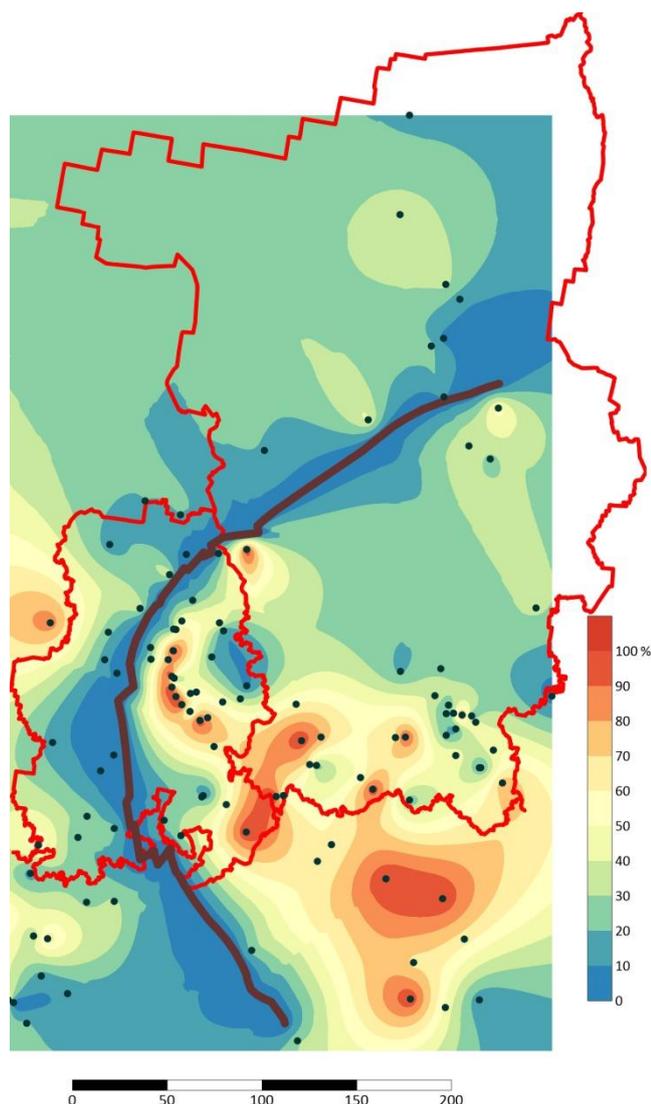


Рисунок 6.2. Карта распределения значений β_{XB} на территории ВУ НГБ с ограничением в виде границы Камско-Бельского прогиба (по материалам Нефти..., 1977).

*Примечание: красным обозначены границы субъектов РФ –
Удмуртской Республики и Пермского края*

Помимо этого также был проведен сравнительный анализ молекулярных геохимических особенностей ОВ и нефтей осадочного чехла восточной части Волго-Уральского НГБ.

Для генетической привязки исследуемых нефтей и корреляции по типу «ОВ-нефть» была использована тригонограмма отношения стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ (рис.6.3). По характеру распределения стерановых углеводородов наблюдается разделение изучаемых образцов на 3 группы. В первую вошли нефти, отобранные из продуктивных интервалов докембрийского возраста, а также нефть Сивинского месторождения. Для этих проб установлено резкое преобладание стерана C_{29} . Другая группа представлена битумоидами ОВ вендских отложений, для

нее характерно преобладание стерана C_{27} . Изучаемые нефти венда-палеозоя образуют 3 группу: расположенную (по распределению стеранов) между ОВ вендских отложений и нефтями протерозоя. Все нефти характеризуются значительными содержаниями стерана C_{29} . Данная особенность указывает на преимущественно древнее бактериогенное происхождение ОВ.

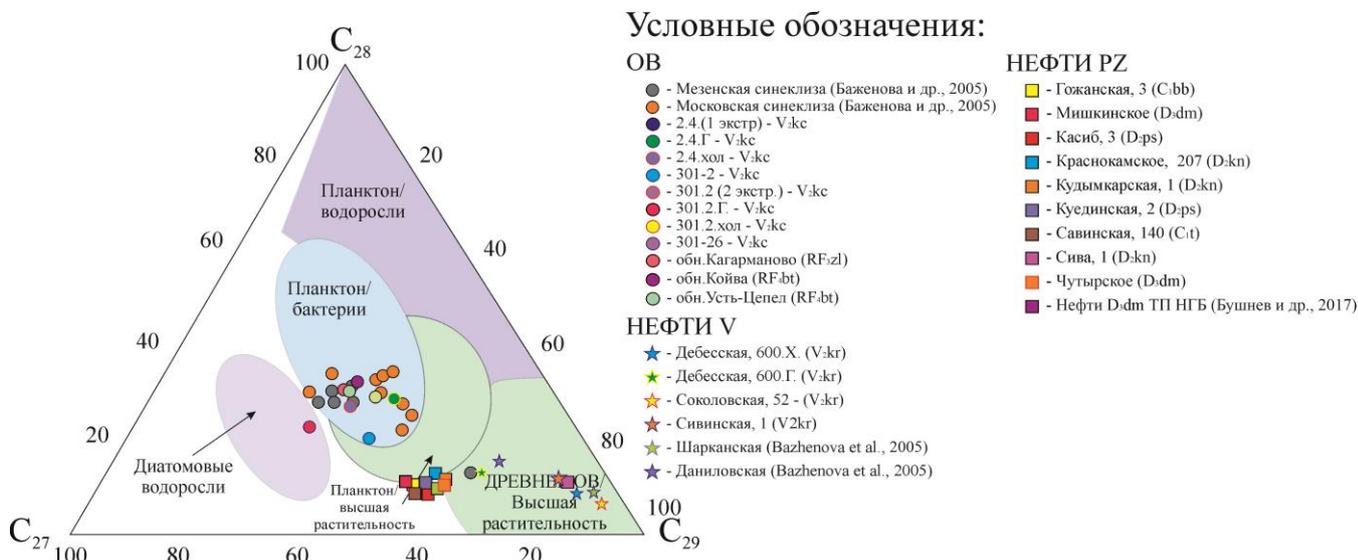


Рисунок 6.3. Тригонограмма распределения стерановых УВ в ОВ RF-V и нефтях V-PZ

Следующий график, косвенно указывающий на возраст НГМП, строится на основании отношений стеранов C_{27}/C_{29} и хейлантанов t_{19}/t_{23} (рис.6.4). Указанные параметры позволяют выделить «зону противоречий», в пределах которой отношение трициклических УВ будет указывать на аквагенное происхождение ОВ, а стераны – на его древность. В результате при нанесении полученных значений на график исследуемые нефти и битумоиды попали в область древнего морского органического вещества.

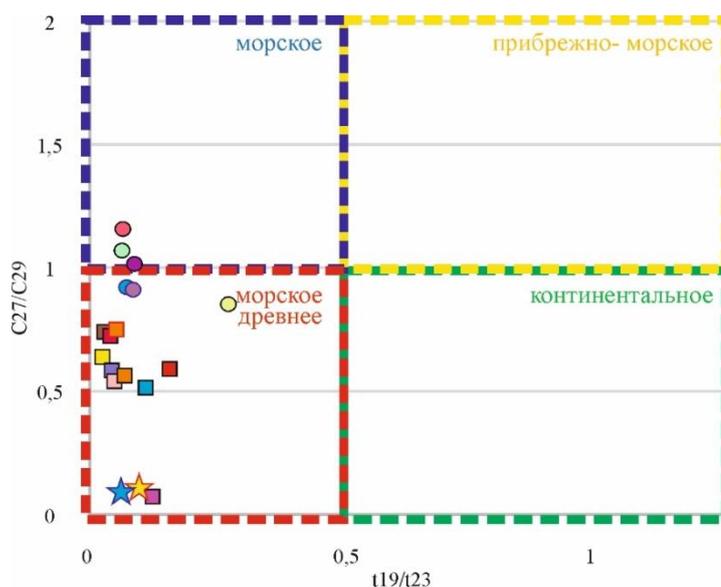


Рисунок 6.4. График отношения показателей C_{27}/C_{29} и t_{19}/t_{23}

Примечание: условные обозначения см. на рис.6.3

Для большей достоверности полученных результатов также был построен еще один график, также основанный на отношении стеранов C_{28} и C_{29} и хейлантановом индексе $ETR = (t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+T_s)$ (рис.6.5).

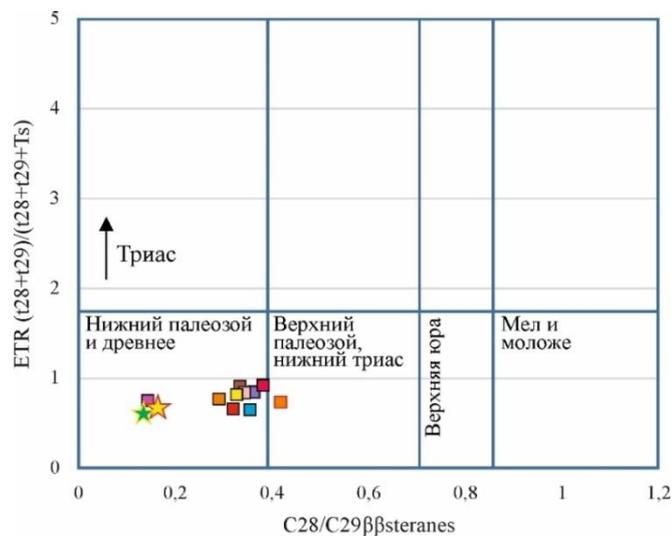


Рисунок 6.5. График отношения значений показателей ETR и C_{28}/C_{29}

Примечание: условные обозначения см. на рис.6.3

По данным Т.В. Абау (2019), анализ распределения значений указанных коэффициентов позволяет достоверно определить возрастную привязку НГМП, генерировавших флюид. Интересно, что на данном графике практически все (за исключением нефти Чутырского месторождения) изучаемые образцы оказались в зоне, отвечающей возрастному интервалу «нижний палеозой и древнее» (рис.6.5). Поскольку в разрезе осадочных отложений восточной части Волго-Уральского бассейна толщи нижнего палеозоя не выявлены, то можно сделать вывод о том, что данные нефти были генерированы ОВ докембрия.

Помимо этого, в нескольких палеозойских нефтях в различных концентрациях были обнаружены 12-,13-монометилалканы, являющиеся биомаркерами вендского ОВ и нефтей (Макушина и др., 1987) – рис.4.4. Данный факт подтверждает полученные ранее выводы о частично докембрийском источнике палеозойских нефтей. Стоит отметить, что возможность наличия нефтей RF-V генезиса в палеозойских коллекторах ранее также обсуждалась в статьях К.Р. Чепиковой и А.М. Медведевой (1976). В данной работе приводятся данные о присутствии докембрийских спор (*Archaeopertusina* и *Pterospermopsis binatum* (Tim.) Medw. и др.) в отложениях девона, карбона и даже перми. Помимо этого, как было показано ранее, древнее ОВ и генерированные им УВ соединения характеризуются наличием изотопно легкого углерода. В восточной части Волго-Уральского НГБ такие нефти встречены на месторождениях Соколовское, Сивинское, Дебесское ($\delta^{13}C = -31 - -30 \text{ ‰}$).

Углерод органического вещества палеозоя изотопно более тяжелый ($\delta^{13}C = -27 - -28 \text{ ‰}$) (Галимов, 1972). Данная особенность позволяет проводить корреляцию по типу «нефть - ОВ

НГМП». Так, на основе анализа изотопного состава органического углерода ОБ и нефтей, а также литературных данных (Зонально-региональные..., 2006(ф); Отчет..., 2015(ф)) было выделено 3 типа тренда (рис.6.6).

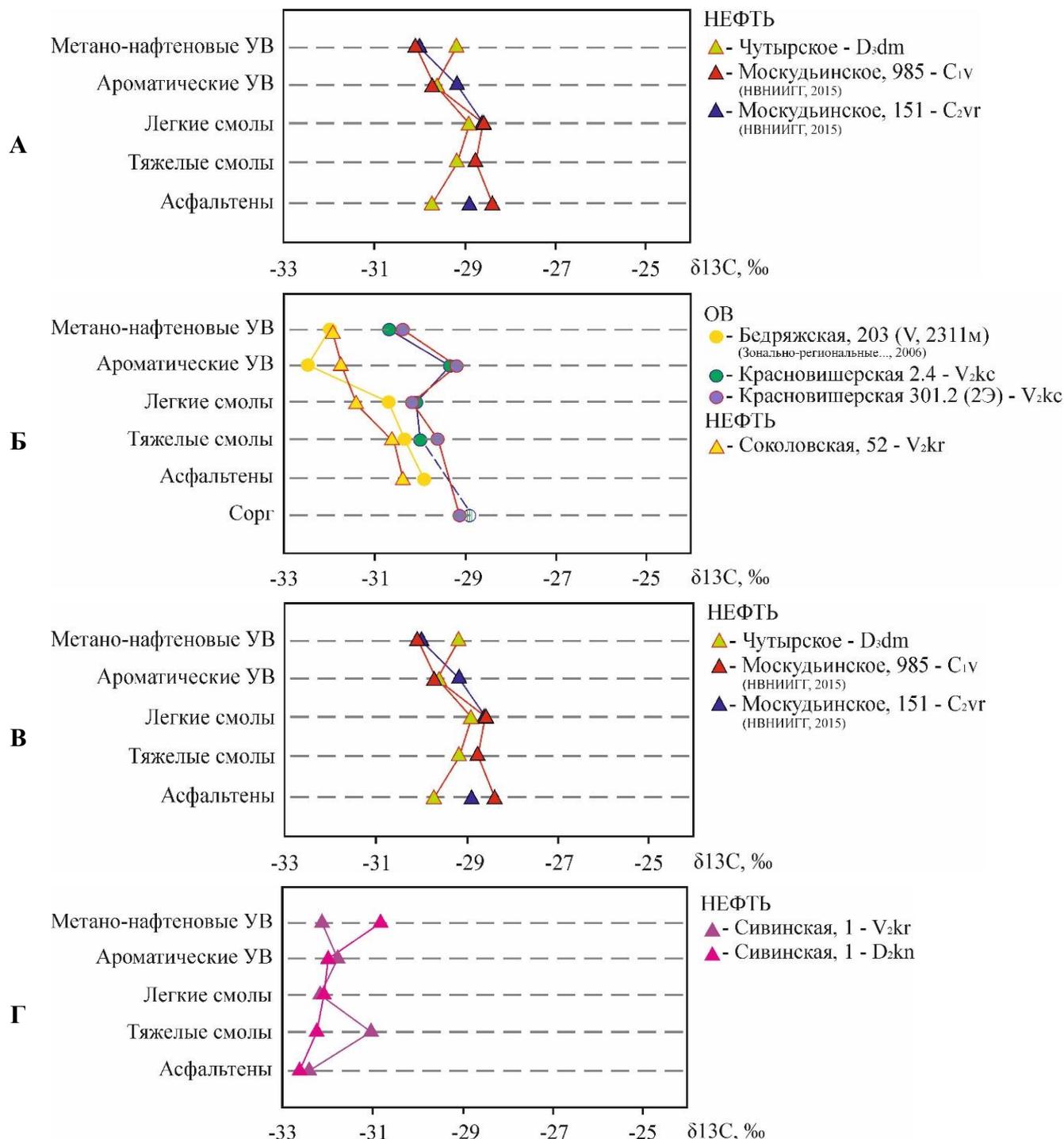


Рисунок 6.6. Тренды изменения изотопного состава органического углерода различных фракций ОБ и нефтей

Для первого характерно наличие серповидной кривой изменения изотопного состава органического углерода в диапазоне значений от -27 до -31 ‰ (рис. 6.6А). В данную группу вошли хлороформенные экстракты пород рифея (Бедряжская, 203 (гл.3055 и 3696)) и венда (Бедряжская, 203 (гл.2283)), а также нефти Мишкинского месторождения (D₃dm) и

скв.Москудьинская 989 (D_{2p}). Вероятно, источником этих экстрактов и нефтей является ОВ рифейских НГМП.

Вторая группа, представленная хлороформенными экстрактами вендских пород (Бедряжская, 203 (гл.2311); Красновишерская, 2(4); 301 (2)) и нефтью из скв.Соколовская, 52 (V_{2kr}), имеет иную конфигурацию тренда (рис.6.6Б), при которой изотопный состав метано-нафтеновых и ароматических УВ является наиболее изотопно легким (до -32,5 ‰). Данная группа может быть отнесена к ОВ и нефтям, образованным при участии вендской органики.

Третья группа включает в себя 3 образца нефти: Чутырская (D_{3dm}); Москудьинская, 151 (C_{2vr}); 985 (C_{1v}). Тренды изменения изотопного состава кривых этих образцов (рис.6.6В) позволяют отнести их к палеозойским нефтям смешанного типа. Подобное сходство наблюдается также в нефтях Сивинского месторождения (V_{2kr} и D_{2kn}) – рис.6.6Г. Таким образом, исходя из представленных данных, в указанной части бассейна имело место смешение УВ флюидов, генерированных НГМП RF-V, и первичной нефти D_{3fr2}-C_{1t} генезиса.

Оценка степени зрелости органического вещества

Оценка степени зрелости органического вещества НГМП по площади производилась по данным пиролиза с учетом фондовых данных (Зонально-региональные..., 2006(ф); Оценка..., 2015(ф) и др.) и ретроспективных источников (Башкова, 2009; Козлова, Шадрин, 2013; Баженова, 2016), а также результатов бассейнового моделирования. Помимо этого, корректировка границ выделенных катагенетических зон производилась с помощью структурных карт. В результате проведенного анализа были построены карты катагенеза для кровли нижнего рифея (RF_{1kl}) и верхнего венда (V_{2vr} и V_{2sp}) (рис.6.7).

Степень катагенетической преобразованности органического вещества отложений рифея зависит от глубины их максимального погружения. Увеличение метаморфизма ОВ идет в юго-восточном направлении, достигая максимума в пределах Бельской впадины (главная зона газообразования). Большая же часть изученных отложений находится в пределах главной зоны нефтеобразования. Вендские породы характеризуются меньшей преобразованностью - увеличение метаморфизма ОВ идет в восточном и юго-восточном направлениях. Наименее преобразованные породы расположены в северо-западной части исследуемого региона – здесь градации катагенеза не превышают значений ПК₃. Далее на восток идет полоса развития зоны МК₁, которая постепенно сменяется на МК₂. На востоке, в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии и Соликамской впадины, значения степени преобразованности ОВ достигают градаций МК₃ и выше. Значительная часть площади развития вендского комплекса отложений, так же как и у рифея, расположена в пределах ГЗН.

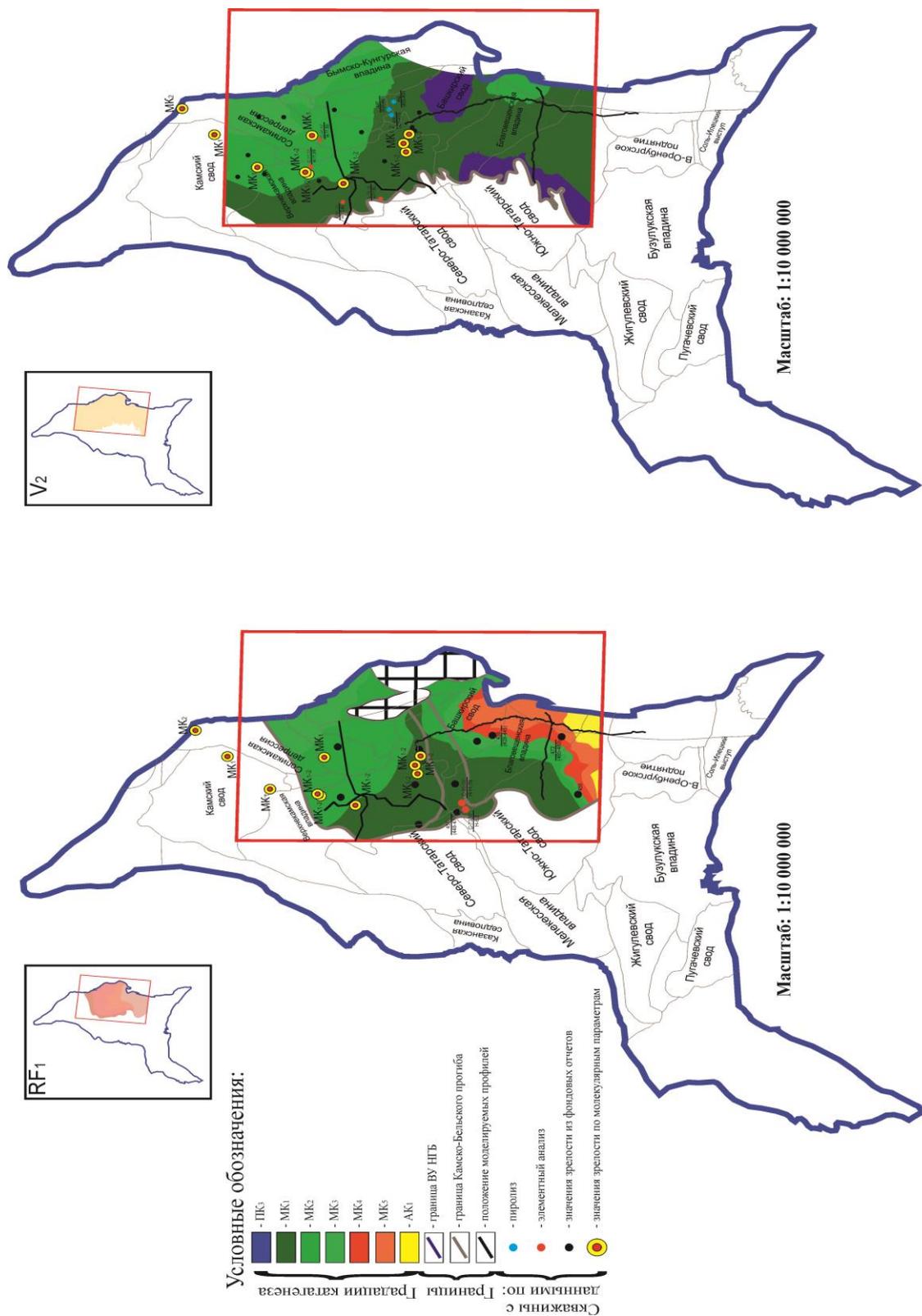


Рисунок 6.7. Карты-схемы катанеза по: А - кровле RF₁, Б - кровле V₂

Примечание: дробью обозначены вариации значений показателя T_{max}: в числителе – среднее значение, в знаменателе – минимальное и максимальное

Вышележащие комплексы среднедевонско-пермского возраста в пределах района исследований преобразованы значительно меньше. Большая часть верхнедевонско-турнейского комплекса, рассматриваемого в качестве НГМП, расположена в зонах МК₁, увеличение зрелости происходит во впадинах (Верхнекамская и Благовещенская), а также в восточном и юго-восточном направлениях, где рассматриваемые толщи преобразованы до стадий МК₂-МК₃. Нефтегазоматеринские породы среднекаменноугольного возраста по результатам проведенного моделирования на большей части территории не вошли в зону генерации нефти и газа, однако в пределах Благовещенской и Верхнекамской впадин степень преобразованности этих отложений достигает стадии МК₁. Таким образом, наиболее интенсивные процессы генерации были развиты в НГМП рифея-венда.

Интересно, что зрелость палеозойских нефтей, рассчитанная по молекулярным параметрам (4), в целом совпадает со значениями зрелости ОВ RF-V, продемонстрированными на картах (рис.6.7).

Обобщение данных геолого-геохимического моделирования

Результаты моделирования свидетельствуют о том, что формирование скоплений жидких и газообразных углеводородных флюидов в пределах северной и южной частей исследуемой территории происходило многоэтапно.

Южная (Бельская) часть: миграция флюидов, генерированных НГМП калтасинской свиты, началась еще в конце раннего рифея. В это время происходит формирование преимущественно нефтяных залежей в карбонатных отложениях саузовской (RF_{1sz}) и ашитской (RF_{1ash}) подсвет (рис.6.8А). В среднем рифее содержание в них газа существенно увеличивается, новые скопления формируются в терригенных породах тукаевской свиты. К концу позднего рифея происходит увеличение общего объема аккумулярованного флюида, а также появляются новые залежи – в отложениях усинской (RF_{2us}) и леонидовской (RF_{3ln}) свит. Во второй половине позднего венда УВ флюиды заполняют ловушки в байкибашевских (V_{2bc}), салиховских (V_{2sl}) и карлинских (V_{2kr}) терригенных толщах. Ближе к концу девона залежи нефти образуются в терригенном девоне. В среднем-позднем карбоне происходит заполнение сначала бобриковских (C_{1bb}), а затем башкирских (C_{2b}) терригенных резервуаров. Скопления УВ флюидов в отложениях нижней перми формируются в самом конце палеозойского этапа развития.

В северной (Камской) части бассейна процессы образования залежей УВ флюидов происходили иначе. Заполнение ловушек в карбонатных отложениях калтасинской свиты происходило здесь также в конце раннего рифея, в венде, во время активизации общего погружения бассейна, эти процессы продолжились, однако имели скорее инерционный характер (рис.6.8Б). Заполнение терригенных резервуаров V₂ происходило также в конце позднего венда и в дальнейшем в позднем палеозое. В девоне-перми залежи были сформированы также в отложениях

терригенного девона и карбонатных породах верхнего девона-среднего карбона. В отличие от южной части ВУ НГБ преимущественным типом флюида для всех залежей здесь является нефть.

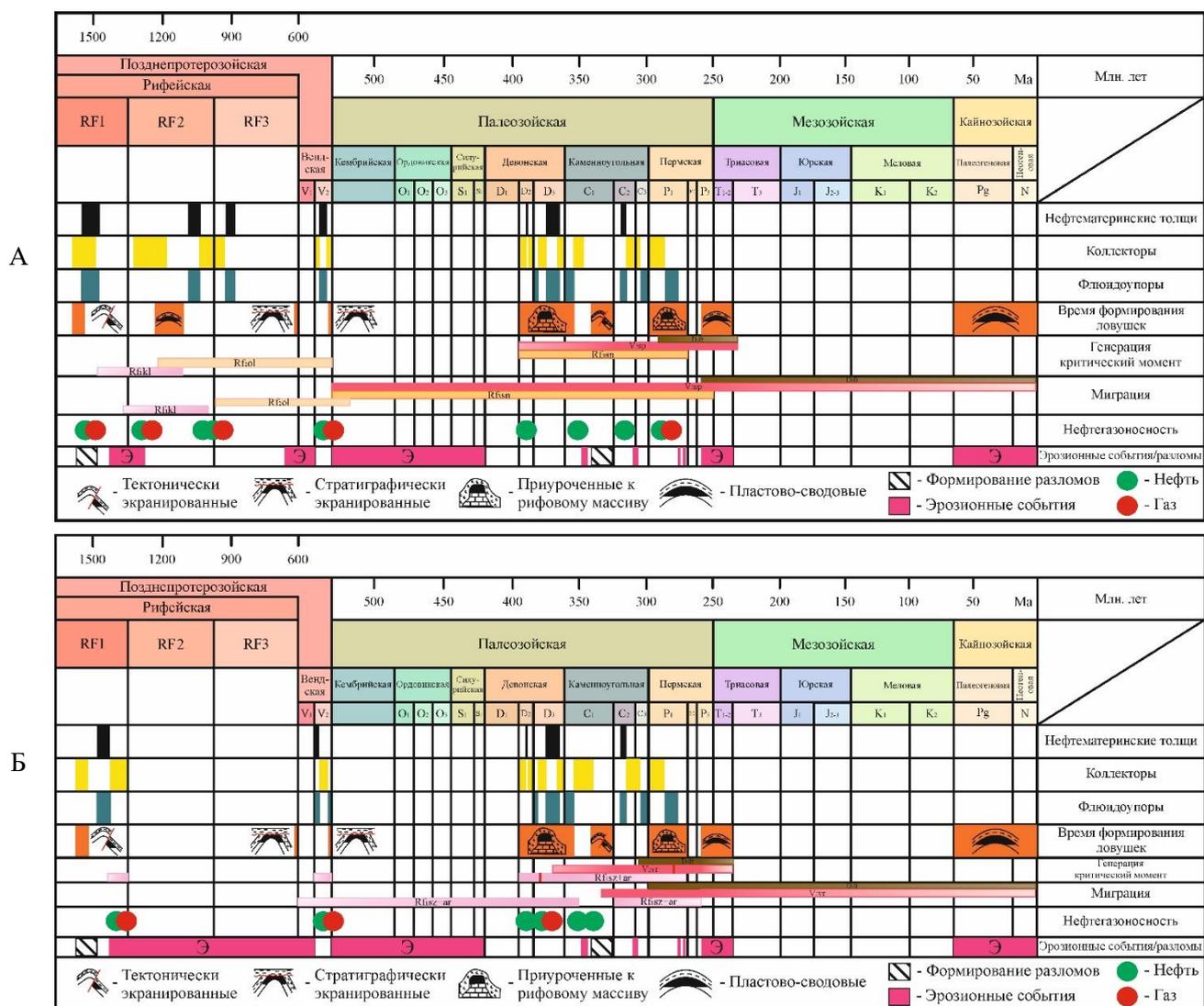


Рисунок 6.8. Шкала событий, построенная по результатам 2D бассейнового моделирования для А - Бельской части и Б – Камской части Камско-Бельского прогиба

Важным вопросом анализа результатов моделирования является определение типов и времени формирования ловушек. Тектонически экранированные ловушки были образованы в конце раннего карбона и в поздней перми. Образование стратиграфически экранированных ловушек связано с крупнейшими эрозионными событиями, происходившими в среднерифейско-ранневендское время, а также в раннем палеозое. Также есть ловушки, приуроченные к рифовым постройкам, сформировавшимся в позднем девоне-раннем карбоне (в пределах Камско-Кинельской системы прогибов) и в ранней перми.

Как было сказано ранее, моделирование было проведено по нескольким сценариям – с наличием НГМП в RF-V комплексе и без. Установлено, что при втором варианте прогнозные скопления УВ практически не образуются (даже при содержании в доманиковых НГМП $C_{opt0}=15$

%, $HI_0=600$ мг УВ/г ТОС и мощности > 30 м). Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что решающим фактором в процессе генерации УВ флюидов является фактор преобразованности НГМП.

Зонами аккумуляции УВ флюидов, генерированных RF-V НГМП, являются прибортовые части Камско-Бельского прогиба и Камско-Кинельской системы прогибов. К потенциально нефтегазоносным отложениям относятся толщи тукаевской (RF_{2tk}), ольховской (RF_{2ol}), усинской свит (RF_{2us}) рифея, байкибашевской (V_{2bc}), салиховской (V_{2sl}) и краснокамской свит (V_{2kr}) верхнего венда, а также породы пашийского (D_{2ps}) и бобриковского горизонтов (C_{1bb}) девона-карбона. Перспективность указанных комплексов подтверждается также по результатам предыдущих исследований (Корякин, Львовская, 2022).

В пределах прибортовых частей палеозойских впадин и Предуральского краевого прогиба отмечаются также зоны аккумуляции УВ флюидов, генерированных не только НГМП RF-V, но и углеродистыми породами среднего франа-турне. В данном случае накопление жидких и газообразных УВ происходит в отложениях московского яруса среднего карбона и ассель-артинских отложениях нижней перми. Прогнозируемые скопления нефти и газа в изученной части разреза совпали с положением реальных залежей и месторождений УВ флюидов (рис.6.9).

В обеих впадинах Камско-Бельского прогиба, начиная с отложений рифея и заканчивая толщами нижнего карбона, выделяется единая нефтяная система, в которой в качестве основных НГМП рассматриваются толщи RF-V, коллектора приурочены к терригенному комплексу среднего девона, а покрывкой служат горные породы верхнего девона-турне.

Существование указанной нефтяной системы характерно преимущественно для западных и центральных областей развития Камско-Бельского прогиба и вышележащих комплексов. В восточной части бассейна, в непосредственной близости к Предуральскому краевому прогибу, а также в пределах палеозойских впадин (Верхнекамской, Благовещенской, Соликамской, Юрюзано-Сылвенской и др.) отложения верхнего девона-турне выступают уже не в роли покрывок, а в качестве нефтегазоматеринских пород, что связано с их большей погруженностью и наличием зон, отвечающих ГЗН и ГЗГ. При этом они также остаются флюидоупором для УВ флюидов, генерированных НГМП RF-V.

Важно заметить, что существование единой нефтяной системы контролируется и другим важным фактором – наличием флюидоупора между протерозойским и палеозойским комплексами. В качестве указанного элемента нефтяной системы зачастую рассматриваются глинистые породы верещагинской и старопетровской свит верхнего венда.

При этом вендские отложения в течение геологической истории развития региона подвергались различным эрозионным процессам, что обусловило ограниченность их распространения по площади (а также их практически полное выпадение из разреза в западных частях бассейна). В связи с этим локальное отсутствие флюидоупоров в венде могло способствовать перетоку УВ флюидов в вышележащие продуктивные комплексы, а также формированию единой нефтяной системы от рифея-венда до верхнего девона-турне (ранее эта гипотеза также выдвигалась в работе (Литолого-петрографическая..., 1988(ф)).

Таким образом, по результатам проведенного анализа выявляется два источника УВ флюидов в восточной части Волго-Уральского НГБ: НГМП рифея-венда и среднего франа-турне. Эти выводы, подкрепленные данными геохимического анализа, позволяют сделать выводы о значительном вкладе докембрийских НГМП в формировании залежей нефти и газа на территории восточной части Волго-Уральского НГБ.

Определение прогнозных критериев и прогноз нефтегазоносности отложений рифея-венда и палеозоя

Согласно И.А. Козловой и М.А. Шадринной (Козлова, Шадринна, 2013) для рифей-вендского комплекса выделяются следующие критерии, определяющие его нефтегазоносность: мощность нефтегазоматеринских пород; содержание $C_{орг}$ – показатель производительности породы; $S_1 + S_2$ – пиролитические показатели, отражающие полный нефтяной потенциал НГМП.

По представлениям авторов, основная нефтегазоносность рифей-вендского комплекса на территории северной части Камско-Бельского прогиба приурочена к современным обрамляющим положительным структурам, унаследованным от Сарапульской палеовпадины Верхнекамской впадины. Полученные ими выводы свидетельствуют о важности рифейских нефтегазоматеринских пород в генерации УВ флюидов и указывают на возможную вертикальную миграцию нефти в вендские образования.

В дополнение к обозначенным выше критериям прогноза нефтегазоносности отложений рифея-венда и палеозоя необходимо включить также следующие факторы, контролирующие ее формирование:

1. стадия катагенетического преобразования ОВ пород – не выше МК₅;
2. высокие исходные значения генерационного потенциала $Н_0$ – 250 мгУВ/гТОС и выше;
3. наличие сопряженных с очагом коллекторских толщ и ловушек – в прибортовых частях Камско-Бельского прогиба;
4. наличие флюидодинамической связи между НГМП докембрия и коллекторами венда-палеозоя.

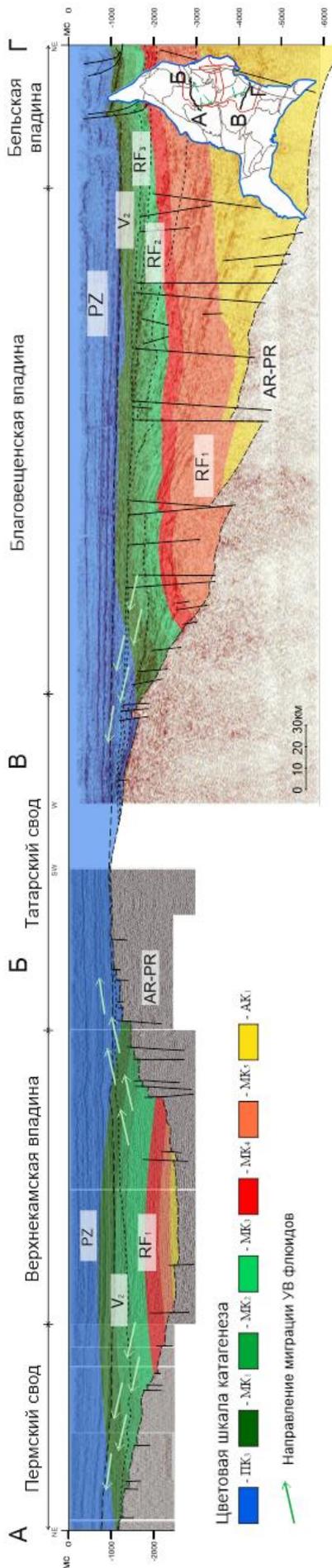


Рисунок 6.10. Степень преобразованности осадочных толщ в разрезе и направления миграции УВ флюидов

Проведенные исследования показали, что наиболее благоприятными зонами для обнаружения УВ флюидов, сгенерированных рифей-вендскими НГМП, являются внутренние прибортовые зоны впадин Камско-Бельского прогиба, а также зоны развития коллекторов в пределах Орьбаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны (рис.6.10-6.11).

Расчет объема сгенерированных углеводородов

Как было отмечено ранее, факторы зрелости органического вещества и мощности НГМП являются решающими в определении источников углеводородов в изучаемой части бассейна. Для доказательства данного положения автором был проведен расчет объемов сгенерированных УВ флюидов объемно-генетическим методом.

Согласно методике (Magoon, 1994) для НГМП определяется площадь ее распространения и мощность. Затем рассчитывается общее количество органического углерода, заключенного в объеме нефтематеринской породы, и количество сгенерированных УВ флюидов:

$$M = [(TOC, \%/100) \cdot \rho \cdot V]$$

$$R = [H_{исх} - H_{кат}]$$

$$HCG = R \times M, где$$

- **R** – количество сгенерированных УВ флюидов в расчете на ТОС, кг УВ/т ТОС.
- **M** – масса ТОС ($C_{орг}$), т.
- **HCG** – общее количество сгенерированных УВ, т.
- **ТОС** – среднее содержание $C_{орг}$ в выделенном объеме нефтегазоматеринской породы, весовые % (величина ТОС делится на 100 для того, чтобы перейти от весовых % к долям). Восстановление исходных значений $C_{орг}$ к началу катагенеза проводится по методике С.Г. Неручева (Справочник., 1998).

- ρ – средняя плотность пород, т/м³, обычно принимается равной 2,5 т/м³.
- $V(S \cdot h)$ – объем пород, м³.
- $HI_{исх}$ – восстанавливается к началу «нефтяного окна» по трендам кривых разных типов керогена, отображенных на модифицированной диаграмме Ван Кревелена.
- $HI_{кат}$ – аналитические данные пиролиза.

Таким образом, были произведены расчеты объема сгенерированных УВ флюидов с учетом следующих исходных параметров:

- **ТОС_{исх} (%)** – *Бельская впадина*: $RF_1 = 0,8$; $RF_2 = 0,3$; $RF_3 = 0,3$; $V_2 = 2,9$.
Камская впадина: $RF_1 = 0,6$; $V_2 = 0,8$. D_{3dm} (запад) – 6,4. D_{3dm} (запад) – 2,8.
- **$HI_{исх}/HI_{кат}$ (кг УВ/т ОБ)** – *Бельская впадина*: $RF_1 = 200/48$; $RF_2 = 250/171$; $RF_3 = 250/200$; $V_2 = 400/228$.
Камская впадина: $RF_1 = 200/39$; $V_2 = 400/47$.
Запад: $D_{3dm} = 600/580$. *Восток* - $D_{3dm} = 533/202$.
- **Суммарная мощность** – *Бельская впадина*: $RF_1 = 500$ м; $RF_2 = 40$ м; $RF_3 = 40$ м; $V_2 = 50$ м; $D_{3dm} = 30$ м. *Камская впадина*: $RF_1 = 300$ м; $V_2 = 50$; $D_{3dm} = 30$ м.
- **Плотность пород** – 2,5 т/м³;
- **Площадь пород** – 1 км² (106 м²);

Камская впадина:

$$RF_1 = ((0,6/100) * 2,5 * 300 * 106) * (200 - 39) = 724,5 \text{ тыс.т}$$

$$V_2 = ((0,8/100) * 2,5 * 50 * 106) * (400 - 47) = 353 \text{ тыс.т}$$

Бельская впадина:

$$RF_1 = ((0,8/100) * 2,5 * 500 * 106) * (200 - 38) = 1\,520,0 \text{ тыс.т}$$

$$RF_2 = ((0,3/100) * 2,5 * 40 * 106) * (250 - 180) = 23,7 \text{ тыс.т}$$

$$RF_3 = ((0,3/100) * 2,5 * 40 * 106) * (250 - 200) = 15,0 \text{ тыс.т}$$

$$V_2 = ((2,9/100) * 2,5 * 50 * 106) * (400 - 228) = 623,5 \text{ тыс.т}$$

Запад:

$$D_{3dm} = ((6,4/100) * 2,5 * 50 * 106) * (600 - 580) = 96 \text{ тыс.т}$$

Восток:

$$D_{3dm} = ((2,8/100) * 2,5 * 30 * 106) * (533 - 202) = 695 \text{ тыс.т}$$

Таким образом, проведенная оценка масштабов генерации УВ флюидов разновозрастными НГМП восточной части ВУ НГБ показала, что даже при средних значениях геохимических показателей ($C_{орг}$ и HI) суммарные объемы генерации УВ флюидов докембрийскими НГМП значительно превосходят объемы генерации отложений доманиковой ВУФ (за исключением зоны Предуральяского краевого прогиба – восток).

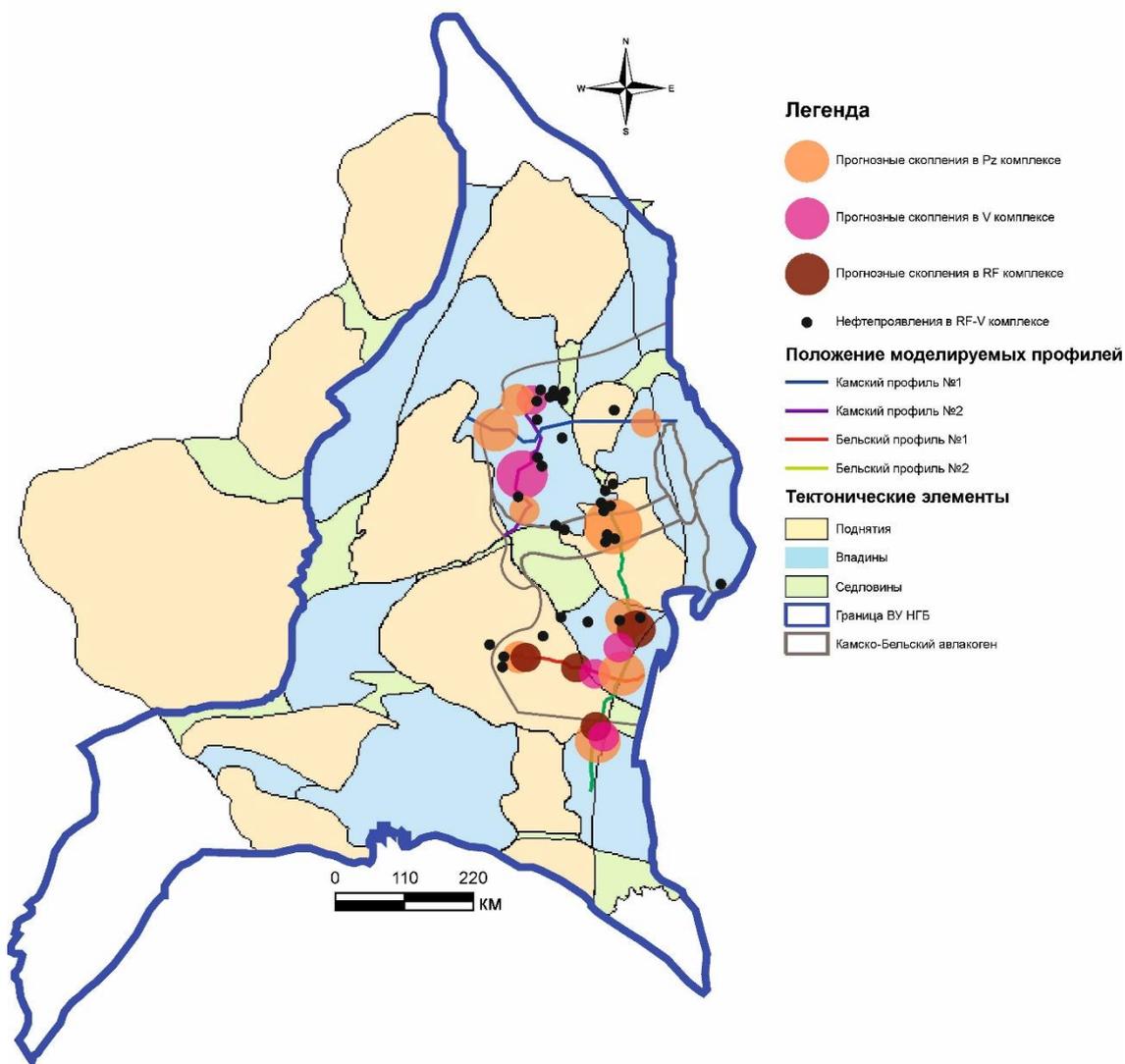


Рисунок 6.11. Карта перспектив нефтегазоносности восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Заключение

В ходе исследования проанализировано влияние нефтематеринских пород рифея-венда на формирование нефтегазоносности пород палеозоя восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Получены следующие выводы:

1. В разрезе Камской впадины и вышележащих комплексов НГМП выделяются в глинисто-карбонатных отложениях нижнего рифея (RF_{1kl}), терригенных породах верхнего венда (V_{2vr}) и глинисто-карбонатно-кремнистом комплексе среднего франа-турне ($D_3fr_2-C_{1t}$). В Бельской впадине НГМП выделяются также в глинисто-карбонатных толщах нижнего рифея (RF_{1kb}), глинистых породах среднего рифея (RF_{2ol}) и глинисто-карбонатных отложениях верхнего рифея (RF_{3sn-lz}). Помимо этого НГМП присутствуют в терригенно-глинистом разрезе верхнего венда (V_{2sp}).

2. Продуктивные интервалы связаны с терригенными и карбонатными отложениями V_{2kr}; D_{2ps}; C_{1bb}; C_{2m} (на севере) и RF_{2tk}; RF_{2ol}; RF_{2us}; V_{2bc}; V_{2sl}; V_{2kr}; D_{2ps}; C_{1bb}; C_{2m}; P_{1as,sm,ar} (на юге). Зонами аккумуляции углеводородных флюидов, генерированных НГМП RF-V, являются прибортовые и приподнятые зоны Камско-Бельского прогиба.

3. Породы RF-V комплекса оказывали влияние на формирование нефтегазоносности исследуемого региона - по отношениям стеранов и хейлантанов, наличию 12-, 13-монометилалканов установлена генетическая связь между залежами нефтей в вендских и палеозойских отложениях и органическим веществом докембрия.

Полученные результаты отражают новое видение источников УВ флюидов в пределах восточной части Волго-Уральского бассейна и являются одной из возможных моделей формирования нефтегазоносности в протерозойском и палеозойском комплексах. Также они позволяют прогнозировать скопления УВ флюидов в пределах Верхнекамской впадины, Пермского, Татарского и Башкирского сводов на доступных для бурения глубинах.

Список литературы

1. Абрикосов И.Х. Нефтегазоносность Пермской области. – М:Гостоптехиздат, 1963. - 213 с.
2. Аксенов Е.М. О вендском комплексе на востоке платформы // Изв. АН СССР. Сер. Геол, 1967. - №9. - С.81-91.
3. Алиев М.М., Морозов С.Г., Постникова И.Е. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции. - М: Ин-т геологии и разраб. горючих ископаемых, 1977. - 157 с.
4. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Том 2. Девонский, каменноугольный и пермский периоды / Под ред. Бронова А.Б. и др. - М: Аэрогеологический трест, 1969.
5. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учебник для вузов. - М: Изд-во МГУ, 2000. - 384 с.
6. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2016. - Т.11. - №4. – С.1-29. DOI: 10.17353/2070-5379/45_2016.
7. Баженова Т.К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции // СПб: Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. - №3. - С.1-21.
8. Балашов М.М., Коблова А.З., Проворов В.М. О позднедокембрийском нефтегазообразовании на севере Урало-Поволжья // Геология нефти и газа, 1982. - №9. – С.40-52.
9. Баранов В.В., Гатиятуллин Н.С., Войтович Е.Д., Власов Ю.А., Толстов А.Г., Бадалов В.Г. Оценка перспективности рифейско-вендских отложений восточного впадинного обрамления Татарского мегасвода // Георесурсы, 2004. - №1(15). – С.32-34.
10. Башкова С.Е. Комплексный анализ критериев и показателей прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 / - Пермь, 2009. - 198 с.
11. Башкова С.Е., Белоконь Т.В. Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП на основе общей модели формирования месторождений УВ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. - №9. - С.11-21.
12. Башкова С.Е., Карасева Т.В., Гиниятова Л.Ф. О перспективах нефтегазоносности отложений ниже освоенных промышленностью глубин в Волго-Уральской НГП // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, 2017. - С.6-15.
13. Башкова С.Е., Карасева Т.В., Козлова И.А., Башков А.Н. Моделирование строения и формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Недропользование, 2018. - №2. – С.104-117. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.1.
14. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. - Пермь: ИПК «Звезда», 2001. – 108 с.
15. Белоконь Т.В., Сиротенко О.И., Балашова М.М., Горбачев В.И. Нефтегазоносность древних толщ востока Русской платформы // Геология нефти и газа, 1996. - №7. – С.12-18.
16. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. - Новосибирск: филиал Гео, 2005. - 255 с.

17. Бушнев Д.А., Смирнов М.Б., Бурдельная Н.С., Валяева О.В. Молекулярные и структурно-групповые особенности нефтей верхнего девона Тимано-Печорской провинции // Геохимия, 2017. - № 9. - С.811-823. DOI: 10.7868/S0016752517080027.
18. Василенко Е.И. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12 / Е.И. Василенко - Москва, 2018. - 148 с.
19. Вахрушев Г.В. Нефть в Башкирии. Уфа: Башиздат, 1933. – 40 с.
20. Галимов Э.М., Винниковский С.А., Пьянков Н.А., Кузнецова Н.Г. Генетические типы нефтей Пермского Прикамья по изотопному составу углерода // Геология нефти и газа, 1972. - №1. – С.33-39.
21. Галимов Э.М., Фрик М.Г. Экспериментальное изучение влияния температуры на состав изопреноидных и нормальных алканов нефти и органического вещества пород // Геохимия, 1986. - №34. - С.355-361.
22. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. - М: Научный мир, 2007. – 456 с.
23. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции / [М. М. Алиев, С. Г. Морозов, И. Е. Постникова и др.]; [Отв. ред. чл.-кор. АН СССР М. Ф. Мирчинк]; Ин-т геологии и разраб. горючих ископаемых. - М: Недра, 1977. - 157 с.
24. Геология и нефтеносность Удмуртской АССР. - Ижевск: Изд-во «Удмуртия», 1976. – 128 с.
25. Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасёва Т.В. Анализ развития рифей-вендских отложений восточной части Волго-Уральской НПП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология, 2017. – Т.16. – №. 3. – С.275-282.
26. Голованова И.В., Мальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. Оценка температуры глубоких горизонтов западной части Республики Башкортостан // Нефтегазовое дело, 2010. - №2. - С.19-31.
27. Голованова И.В., Масагутов И.В. Тепловое поле Башкирского Предуралья // Научные чтения памяти Ю.П. Булашевича, 2009. - С.104-108.
28. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Органическая геохимия. - М: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 391 с.
29. Горожанин В.М. Рубидий-стронциевый изотопный метод в решении проблем геологии Южного Урала: Автореф. дис... канд. геол.-минер. наук. – Екатеринбург, 1995. – 23 с.
30. Горожанина Е.Н. Типы карбонатных платформ южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью // Материалы VIII Межрегиональной геологической конференции «Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий», 2008. - С.188-191.
31. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Уральская серия – Лист О-40 (Пермь). Объяснительная записка. - СПб: Изд-во СПб картфабрики ВСЕГЕИ. (МПР РФ, Федеральное агентство по недропользованию, ФГУП «ВСЕГЕИ», ООО «КОМП»), 2014.
32. Гришин Г.Л. Задачи и направление геологоразведочных работ в районах «Второго Баку» // Восточная нефть, 1939. - №1. – С.10-13.
33. Губкин И.М. Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку). – М:АН СССР, 1940. - 117 с.

34. Губкин И.М. Учение о нефти. – М:Наука, 1975. – 385 с.
35. Гусева А.Н., Соболева Е.В. Практикум по геохимии горючих ископаемых. Учебное пособие. М: Изд-во МГУ, 1989. - 136 с.
36. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2014. - Т.55. - № 5-6. - С.953-961. DOI: <http://dx.doi.org/10.15372/GiG20140517>.
37. Дьяконова О.Б. Эволюция литогенеза рифейских отложений юга Камско-Бельского авлакогена диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.06 / О.Б. Дьяконова. - Уфа, 2009. - 159 с.
38. Егорова Н.П. Геохимические критерии нефтегазоносности докембрия Башкирского Приуралья // Проблемы геологоразведочных работ при разработке нефтяных месторождений, 1986. – С.73-82.
39. Жилина И.В., Утопленников В.К. Ресурсная база углеводородного сырья Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, перспективы ее восполнения // Актуальные проблемы нефти и газа, 2018. - №3(22). – С.1-14. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art5.
40. Иванов Д.И. Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений платформенного Башкортостана на основе изучения нафтидогенерационного потенциала : Дис. ...канд.геол.-мин.наук.: 25.00.12 / Д.И.Иванов. – Уфа, 2008. – 158 с.
41. Иванова Т.В., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х., Дьяконова О.Б., Иванов Д.И. Геохимические и геодинамические факторы формирования коллекторов в рифейско-вендских отложениях Камско-Бельской грабеновой впадины // Георесурсы, 2005. - №1(16). – С.34-36.
42. Илеменова О.Д. Геолого-геохимические особенности доманиковых фаций девона Башкирского Приуралья и их влияние на формирование нефтяных залежей : диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12. - Уфа, 2002. - 183 с.
43. Казанцева Т.Т. Среднедевонский доманикит Башкирии // Георесурсы, 2014. -№2(57). - С.17-23.
44. Канев А.С., Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэга-Гурий А.Г. Перспективы нефтеносности отложений доманикового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, 2017. - С.141-148.
45. Каширцев В.А., Советов Ю.К., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Кучкина А.Ю. Новый гомологический ряд молекул-биометок из вендских отложений Бирюсинского Присяянья // Геология и геофизика, 2009. - Т.50. - С.698-702.
46. Ким Н.С. Геохимия докембрийских нефтей Евразии : Дис. ...канд.геол.-мин.наук.: 25.00.12 / Н.С.Ким. – Новосибирск, 2008. – 215 с.
47. Кириков В.П., Вербицкий В.Р., Вербицкий И.В. Тектоническое районирование платформенных чехлов на примере Восточно-Европейской платформы // СПб: Региональная геология и металлогения, 2017. - №72. - С.15-25.
48. Клевцова А.А. К вопросу о корреляции разрезов верхнедокембрийских отложений Русской платформы и Урала // Докл. АН СССР, 1965. - Т.165. - №6. - С.1371-1374.
49. Климат в эпохи крупных биосферных перестроек / Гл. редакторы: М.А. Семихатов, Н.М.Чумаков. - М: Наука, 2004. - 299 с.

50. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чухахина В.В., Сахабов Т.Р. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы, 2021. - № 23(2). - С.73–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>.
51. Козлов В.И. Сергеева Н.Д. Кырпинская серия Волго-Уральской области: объем, состав и возраст // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий». - ИГ УФИЦ РАН, 2008. - С.195-198.
52. Козлов В.И., Гатиятуллин Н.С. Верхний докембрий восточных районов Татарстана и перспективы его нефтегазоносности. - Уфа: УНЦ РАН, 1995. - 218 с.
53. Козлов В.И., Иванова Т.В., Горохов И.М. и др. Литолого-петрографическая характеристика и перспективы нефтегазоносности доверхнедевонских отложений, вскрытых скважиной 1-Леузинская (северо-восток платформенного Башкортостана). – Уфа: РАН. Уфимский науч. Центр. Ин-т геологии. ООО «ИК БашНИПИнефть». РАН. Ин-т геологии и геохронологии докембрия, 2003. – 40 с.
54. Козлов В.И., Пучков В.Н., Масагутов Р.Х. Рифей-вендские отложения Камско-Бельского авлакогена, вскрытые скважиной 1 Восточно-Аскинская / СПб: ООО «Недра», 2007. - 136 с.
55. Козлов В.И., Пучков В.Н., Сергеева Н.Д. Новая схема расчленения разреза параметрической скважины 1 Кулгунинская (Южный Урал). – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2011. – 60 с.
56. Козлов В.И., Сергеева Н.Д. Верхний протерозой Волго-Уральской области. Стратиграфия и особенности состава // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ, 2011. - №17. - С.58-80.
57. Козлов В.И., Сергеева Н.Д. Нижний рифей северных районов Волго-Уральской области // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: Сб. материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого. – Пермь, 2010. – С.45–49.
58. Козлов В.И., Сергеева Н.Д. Строение стратонов рифея Волго-Уральской области // Геологический сборник, 2008. - №7. - С.179-192.
59. Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Генина Л.А., Михайлов П.Н. Аналогии отложений нижнего венда на западе Башкортостана // Геологический сборник. Том 4. - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2004. – С.71-76.
60. Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Генина Л.А., Михайлов П.Н. Комплексное обоснование корреляции допалеозойских осадочных комплексов Волго-Уральской области // Стратиграфия, палеонтология и перспективы нефтегазоносности рифея и венда Восточной части Восточно-Европейской платформы, 1999. - Ч. 1. - С.33-40.
61. Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Михайлов П.Н. Нижний рифей платформенного Башкортостана и перспективы его нефтегазоносности // Минерально-сырьевая база республики Башкортостан: реальность и перспективы: Мат-лы Респ. науч.-практ. конф. – Уфа, 2002. – 704 с.
62. Козлова И.А., Шадрин М.А. Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело, 2013. – Т. 12. – №. 8. – С.18-27.

63. Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. – М: Недра, 1971. – 252 с.
64. Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филиппов Ю.А. Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы // Геология нефти и газа, 2011. - №5. - С.78-83.
65. Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия // Геология и геофизика, 1996. - Т. 37. - № 8. - С.6-42.
66. Корякин С.Ю., Львовская Я.Л. Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования // Геология нефти и газа, 2022. - №5. - С.31–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38.
67. Краснобаев А.А., Пучков В.Н., Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Бушарина С.В., Лепехина Е.Н. Цирконология навьшских вулканитов айской свиты и проблема возраста нижней границы рифея на Южном Урале // Доклады РАН, 2013. – Т.448. - № 4. – С.437-442. DOI:10.7868/S086956521304021X.
68. Краснопольский А.А. Общая геологическая карта России, лист 126 // Труды геолкома, 1889. – Т.ХІ.
69. Кутуков А.В. К вопросу дробного стратиграфического расчленения досреднедевонских отложений Пермского Приуралья в связи с их нефтегазоносностью // Труды. Камский филиал ВНИГНИ, 1966. - Вып.57. - С.212-224.
70. Кутуков А.В., Никулин А.В., Дулепов Ю.А., Макаловский В.В. О нетрадиционных объектах поисково-разведочных работ на нефть в Пермском Прикамье // Геология нефти и газа, 1982. - №8. – С.11-13.
71. Ларочкина И.А., Сухова В.А., Валеева И.Ф. Некоторые аспекты прогноза перспектив нефтеносности рифейско-вендских отложений в Камско-Бельском авлакогене // Георесурсы, 2010. - №3(35). – С.10-14.
72. Левицкий П.И. Нефтяные месторождения Прикамнефти // Восточная нефть, 1939. - №4-5. – С.10-13.
73. Лозин Е.В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий // Литосфера, 2002. - №3. - С.46-48.
74. Лозин Е.В. Тектоническое развитие и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских образований юго-востока Восточно-Европейской платформы // Стратиграфия, палеонтология и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских отложений восточной части Восточно-Европейской платформы. - Уфа: ИГ УНЦ РАН, 1999. - С.49-54.
75. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - 335 с.
76. Макушина В.М., Арефьев О.А., Забродина М.Н., Петров Ал.А. Новые реликтовые алканы нефтей // Нефтехимия, 1978. - Том XVIII. - №6. - С.847-854.
77. Масагутов Р.Х., Илеменова О.Д., Минкаев В.Н. Геология и геохимия доманиковых фаций юго-востока Волго-Уральской провинции (на примере Башкирского Приуралья). – Уфа: Башк. энцикл., 2019. – 160 с.
78. Маслов А.В. Литогеохимия терригенных пород верхнего докембрия Волго-Уральской области. - Екатеринбург: РИО УрО РАН, 2012. - 248 с.

79. Маслов А.В., Ишерская М.В. Осадочные ассоциации рифея Волго-Уральской области: условия формирования и литофациальная зональность / ИГиГ УрО РАН, Екатеринбург, 1998. - 267 с.
80. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш Западного Урала. Екатеринбург: УрО РАН, 1997. - 230 с.
81. Морозов С.Г., Ревенко Э.А. О возрасте карбонатных толщ бавлинских отложений Башкирии // Докл. АН СССР, 1969. - Т.134. - №4. – С.917-920.
82. Морозов С.Г., Солонцов Л.Ф. Основные проблемы стратиграфии верхнего докембрия Западной Башкирии // Совещание по верхнему докембрию (риффею) Русской платформы, 1974. - С.108-118.
83. Наумова О.Б. Четвертичный аллювий перигляциальной зоны Прикамья: диссертация ...доктора геолого-минералогических наук: 25.00.01 / О.Б. Наумова. - Уфа, 2002. - 507 с.
84. Неганов В.М. Сейсмостратиграфический анализ осадочного чехла и кристаллического фундамента при поисках новых месторождений нефти и газа по геолого-геофизическим данным: диссертация ...доктора геолого-минералогических наук: 25.00.10 / В.М.Неганов. - Пермь, 2011. - 209 с.
85. Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов. Каталог физических свойств / Под ред. С.А. Винниковского, А.З. Кобловой. - Пермь, 1977. - 568 с.
86. Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств / Под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. - Пермь, 1989. - Вып. III. - 685 с.
87. Нефть, асфальт и горючие сланцы волжских берегов // Горный журнал, 1864. - №4. – С.421-424.
88. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник. В двух книгах / Под ред. С.П. Максимова. Книга первая. Европейская часть СССР. – М: Недра, 1987. – 358 с.
89. Никитина М.В. Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифей-вендского возраста на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело, 2014. – №.10. – С.18-30. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.2.
90. Носаль В.И., Притула Ю.А., Трофимук А.А. Очерки тектоники и нефтеносности Волго-Уральской области // Восточная нефть, 1939. - №2. – С.5-11.
91. Носов М.А., Галкин В.И., Кривощекоев С.Н., Мелкишев О.А. Отложения доманикового типа - возможный источник нетрадиционных углеводородов для Пермского края: обзор, перспективы, рекомендации // Нефтяное хозяйство, 2012. - № 10. - С.90-91.
92. Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России. Материалы Межведомственного рабочего совещания. СПб, 17–20 октября 2016 г. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2016. – 196 с. (Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ», МСК России).
93. Ованесов Г.П. Формирование залежей нефти и газа в Башкирии. – Уфа: Гостоптехиздат, 1962. – 295с.
94. Ожиганова Л.Д. Нижний рифей западной Башкирии // Стратиграфия и литология верхнего докембрия и палеозоя Южного Урала и Приуралья. - Уфа: БФАН СССР, 1983. - С.33-47.
95. Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода // Георесурсы, 2021. - №23(2). - С.87-98. DOI: 10.18599/grs.2021.2.8.

96. Пактовский Ю.Г. Стадийность геологического развития территории Южного Прикамья в позднем протерозое // Вестник Пермского Университета. Геология, 2019. - №2(18). - С.108-124. DOI:10.17072/psu.geol.18.2.108 fatcat:mjlstql4u5bu3m2ebwe5gtdcym.
97. Петров Ал.А., Воробьева Н.С., Земскова З.К. Особенности состава и строения реликтовых углеводородов в нефтях протерозойского возраста Сивинского месторождения // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия, 1981. – С.237-244.
98. Поляков А.А., Ступакова А.В., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В. Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа // Георесурсы, 2023. - Т.25. - №4. - С.240-251. DOI: 10.18599/grs.2023.4.17.
99. Постников Д.В., Удовиченко Э.М. Анатектиты и метасоматиты в составе отложений докембрия северных районов Русской платформы // Доклады Академии наук СССР, 1969. - Т.184. - №3. - С.672-675.
100. Проворов В.М. О генетической связи зон нефтенакпления в терригенном девоне с мобильными зонами фундамента на территории северной части Волго-Уральской провинции // Вестник Пермского университета. Геология, 2007. - №4(9). - С.26-31.
101. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
102. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. – Уфа: ГИЛЕМ, 2000. – 146 с.
103. Пучков В.Н., Козлов В.И. Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области // Георесурсы, 2005. - №1(16). - С.24-27.
104. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988 г.). Девонская система. Л., 1990. 60с.+9 схем (на 121 листе).
105. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Ленинград, 1988 г. Каменноугольная система. Л., 1990. 40с.+9 схемы. (Мингео СССР. ВСЕГЕИ им А.П. Карпинского. МСК СССР).
106. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988 г.). Пермская система. Л., 1990. 48 с.+ схемы. (Мингео СССР. ВСЕГЕИ им А.П. Карпинского. МСК СССР).
107. Решения Межведомственного стратиграфического совещания по ордовику и силуру Восточно-Европейской платформы 1984 г. С региональными стратиграфическими схемами. Л., 1987. 115 с.+5 схем.
108. Романов В.А., Ишерская М.В. О рифейских отложениях платформенного Башкортостана // Геология. Известия Отделения наук о Земле АН РБ, 2005. - №10. - С.41-48.
109. Ряхова Т.А., Вахрушева И.А., Сафина Ф.Н., и др. Оперативный подсчет запасов нефти Шарканского месторождения Удмуртской Республики. – Ижевск, 1999.
110. Сальников В.Е., Попов В.Г. Геотермический режим и гидродинамические условия Южного Урала и Приуралья // Изв. АН СССР. Сер. Геол, 1982. - № 3. - С.128–135.
111. Сергеев В.Н., Семихатов М.А., Воробьева Н.Г., Сергеева Н.Д., Шарма Мукунд, Барышникова Л.П. Возрастные рамки и стратиграфическое значение микробиоты

- калтасинской свиты нижнего рифея Волго-Уральской области // Стратиграфия, геологическая корреляция, 2019. - Том 27. - №5. - С.36-45. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0869-592X27536-45>.
112. Сергеев В.Н., Сергеева Н.Д., Сперлинг Э.А., Шарма Мукунд, Воробьева Н.Г. Микробиота калтасинской свиты нижнего рифея Волго-Уральской области в свете новой концепции оксигенизации протерозойского океана // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана: сб. науч. ст. Уфа: РИО ИГ УФИЦ РАН, 2018. - С.147-156.
113. Сергеева Н.Д. Приютовская свита верхнего рифея Камско-Бельского авлакогена: строение, состав и минералогические особенности // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий, 2008. - С.122-131.
114. Сергеева Н.Д., Пучков В.И., Ратов А.А. Аналогии аршинских вулканитов завершающего рифея в Волго-Уральской области (Скважина 1 Кипчакская) и их стратиграфическое значение // Известия академии наук РБ, 2016. - Том 20. - №2(78). - С.25-33.
115. Сергеева Н.Д., Пучков В.Н. Стратиграфическая схема рифея и венда Волго-Уральской области (изменения и дополнения) // Геологический сборник №12. Информационные материалы, 2015. - С.3-22.
116. Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Карасева Т.В. Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах. – Уфа, 2021. – 196 с.
117. Сивкова Е.Д., Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири // Георесурсы, 2021. - 23(2). - С. 56–66.
118. Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазонакопления платформ Северной Евразии // Геология нефти и газа, 2023. - №3. – С.9-24. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-9-24.
119. Солодова С.А. Карбонатные уровни верхнего рифея Волго-Уральской области (шиханская и леузинская свиты) и перспективы их нефтегазоносности // Геологический вестник, 2021. - №2. – С.17-30. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2021-2-2>.
120. Солонцов Л.Ф. К вопросу о пересмотре стратиграфической схемы отложений позднего докембрия центральных и восточных областей Русской платформы // Изв. Казанского филиала АН СССР. Сер. Геол, 1963. - №10. - С.130-143.
121. Справочник по геохимии нефти и газа. Под ред. С.Г. Неручева – СПб: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 576 с.
122. Станекзай Н.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендских отложений платформенного Башкортостана: диссертация ...кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12. - Уфа, 2009. - 209 с.
123. Староверов В.Н. Общие закономерности литогенеза на территории Волго-Уральской НГП в течение среднего девона и раннего карбона // Недра Поволжья и Прикаспия, 2019. - Вып. 100. - С.3-25. DOI:10.24411/1997-8316-2019-110001.
124. Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка. Под ред.: Мемихатова М.А., Шик С.М. Уфа, 2000, 81 стр., и схема на 2-х листах.

125. Стратиграфический кодекс России [Текст]: утвержден Бюро МСК 18 октября 2005 г. / Федеральное агентство по недропользованию, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского», Медеведомственный стратиграфический комитет России; [сост. А. И. Жамойда и др.]. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб: ВСЕГЕИ, 2019. - 92 с.
126. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы, 2017. - Спецвыпуск. - Ч.1. - С.112-124. DOI: 10.18599/grs.19.12.
127. Тимергазин К.Р. Додевонские образования западной Башкирии и перспективы их нефтегазоносности. – Уфа: БФАН СССР, 1959. - 331 с.
128. Тимергазин К.Р. Очерки по истории Башкирской нефти. Уфа: Башкнигоиздат, 1956. - 91 с.
129. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М: Изд-во МИР, 1981. - 504 с.
130. Трапезников Д.Е. Палеогеографические и палеотектонические обстановки Соликамской впадины в уфимское время: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.01 - Пермь, 2018. - 151 с.
131. Трофимук А.А. Нефтеносность палеозоя Башкирии. – Уфа: Гостоптехиздат, 1950. – 248с.
132. Филиппов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: диссертация ...доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12. - Красноярск, 2015. - 449 с.
133. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А. Строение девонского терригенного комплекса и положение границы среднего и верхнего девона на западе Татарстана // Бюлл. МОИП. Отд. Геол, 2013а. – Т. 88. – Вып. 3 – С.22–41.
134. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Обоснование положения границы среднего и верхнего девона в Волго-Уральской провинции // Общая стратиграфическая шкала России: состояние и перспективы обустройства. – М: Изд-во ГИН РАН, 2013b. – С.160–162.
135. Фрик М.Г., Васянина Д.И., Кузнецова О.В. Изотопно-геохимические характеристики зон аккумуляции нефти (на примере нефтегазоносных территорий России) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010. - №11. - С.37-51.
136. Фролов В.Т. Литология. Кн.1: Учебное пособие. - М: Изд-во МГУ, 1992. - 336 с.
137. Хераскова Т.Н., Волож Ю.А., Воронцов А.К., Певзнер Л.А., Сычкин Н.И. Условия осадконакопления в рифее и раннем венде в центральной части Восточно-Европейской платформы // Литология и полезные ископаемые, 2002. - №1. – С.77-92.
138. Хопта И.С. Геологическое строение и условия формирования рифейских отложений северной части Камско-Бельского авлакогена // Материалы XXXI молодежной научной школы-конференции, посвящённой памяти член-корреспондента АН СССР К.О. Кратца, 2020. - С.303-305.
139. Хопта И.С. Закономерности строения рифейских отложений северной части Камско-Бельского авлакогена // Новые направления работ на нефть и газ, инновационные

- технологии разработки их месторождений, перспективы добычи нетрадиционного углеводородного сырья, 2019а. – С.166-168.
140. Хопта И.С. Формации и изменение седиментации нижнего и среднего рифея северной части Камско-Бельского авлакогена // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, 2019b. – С.357-363.
141. Чепикова К.Р., Медведева А.М. Палинологические критерии миграции нефти на территории Волго-Уральской области // Применение палинологии в нефтяной геологии, 1976. – 89 с.
142. Чибрикова Е.В. Находки спор в бавлинской свите Башкирии // Труды ДАН СССР, 1954. – Т.95. - №5.
143. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. – Пермь: Пермское книжное изд-во, 1971. – 287 с.
144. Шестов И.Н., Тюрина И.М., Рянова А.Р. Геотермические условия газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода в пределах Пермского края // Вестник Пермского университета. Геология, 2015. - №2(27). - С.75-84. DOI:10.17072/psu.geol.27.75.
145. Шеходанов В.А., Армишев В.М. Геологическое строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов в Удмуртской АССР // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов, 1970. - С.49-57.
146. Янкаускас Т.В. Микрофоссилии Южного Урала // Стратотип рифея: Палеонтология и палеомагнетизм. Труды ГИН АН СССР, 1982. – Вып.368. - С.84-120.
147. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печерского бассейнов // Нефтегазовое дело, 2007. - №2. - С.2-11.
148. Abay T.B., Fossum K., Karlsen D.A., Dypvik H., Narvhus L.J.J., Haid M.H.M., Hudson W. Petroleum geochemical aspects of the Mandawa Basin, coastal Tanzania: the origin of migrated oil occurring today as partly biodegraded bitumen // Petroleum Geoscience, 2021. - №27(1): petgeo2019-050. DOI: 10.1144/petgeo2019-050.
149. Allen P.A., Allen J.R.L. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Oxford, Wiley-Blackwell, 2013. - 632 p.
150. Bazhenova O.K., Bazhenova T.K., Fadeeva N.P. Upper Proterozoic Formations of Russian Plate-Independent Petroleum Systems // 67th EAGE Conference & Exhibition, 2005. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.1.P143.
151. Chao Li, Peng Ping'an, Sheng Guoing, Jiamo Fu. Precambrian organic matter // Chinese Science Bulletin, 2000. - Vol.45. - №4. - P.295-303.
152. Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghorri K.A.R., Gorter J.D., Hakhoo N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks // Marine and Petroleum Geology, 2013. - №40. P.1-47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.
153. Espitalie J., Bordenave M.L. Rock-Eval pyrolysis. In: Bordenave (Editor) Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed., Paris, 1993. - P.237-361.
154. Imbus S.W., McKirdy D.M. Organic Geochemistry of Precambrian Sedimentary Rocks // Organic Geochemistry, Chapter 32, 1993. - P.657–684.
155. Kissin Y.V. Catagenesis and composition of petroleum: Origin of n-alkanes and isoalkanes in petroleum crudes // Geochim. Cosmochim, 1987. - Acta 51:2445-2457.

156. Kowalewski I., Carpentier B., Huc Alain-Yves, Pierre Adam, Sylvie Hanin, Pierre Albrecht, Patrick Wojciak, Neil L. Frewin and Nashwa Al Ruwehy Early Cambrian source rock interval in southern Oman: Implications for oil and gas generation. Gulf PetroLink, Bahrain. GeoArabia. An unconventional Neoproterozoic, 2009. - 14(4). P.53-86.
157. Magoon L., Dow W. The Petroleum System: From Source to Trap // AAPG Memoirs (60), 1994. - 644 p.
158. McKirdy D. M., Hahn J. H. Composition of Kerogen and Hydrocarbons in Precambrian Rocks // Mineral Deposits and the Evolution of the Biosphere. Berlin, Springer-Verlag, 1982. - pp. 123-154. DOI:10.1007/978-3-642-68463-0_8.
159. McKirdy D.M. Organic geochemistry in Precambrian research. Precambrian Research, 1, 1974. - P.75-137.
160. Pehr K. Investigation of the Composition and Preservation Potential of Precambrian Sedimentary Organic Matter and Lipid Biosignatures, 2020. – P.188.
161. Peters K.E. The biomarker guide. – 2nd ed., 2005. – 702 p.
162. Petrash D.A., Gueneli N., Brocks J.J., Mendez-Dot J.A., Lez-Arismendi G.G., Poulton S.W., Konhauser K.O. Black shale deposition and early diagenetic dolomite cementation during oceanic anoxic event 1: the mid-cretaceous Maracaibo platform, Northwestern South America // American Journal of Science, 2016. - Vol. 316. - P.669-711. DOI 10.2475/07.2016.03.
163. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology, 1988. - №5(3). - P. 224-236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
164. Summons R.E., Jahnke L.L. Identification of the methylhopanes in sediments and petroleum // Geochim. Cosmochim, 1990. - Acta 54:247-251.
165. Young G.M. Aspects of the Archean-Proterozoic transition: How the great Huronian Glacial Event was initiated by rift-related uplift and terminated at the rift-drift transition during break-up of Lauroscandia // Earth-Science Reviews, 2019. - V.190. - P. 171-189. DOI: 10.1016/j.earscirev.2018.12.013.

Фондовые отчеты

1. Анализ и обобщение результатов изучения рифейско-вендских отложений востока Волго-Уральской провинции сейсморазведкой и бурением: геологический отчет / Пермский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности «ПермНИПИнефть»; отв. исп. В.Н. Рыбаков, В.Н. Шварёв. – Пермь, 1990. – 134 с.
2. Геохимическая оценка пород, нефтей и газов нижнепермских и протерозойских отложений Пермского Прикамья: геологический отчет / КамНИИКИГС; отв. исп А.З. Коблова – Пермь, 1994. – 170 с. – 147 с.
3. Геохимия отложений карбонатной формации верхнего девона – нижнего карбона Камско-Кинельской впадины и прилегающих районов: геологический отчет / Институт геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ); отв. исп. Л.А. Гуляева, Е.С. Иткина, В.Г. Глезер, В.И. Тихомиров. – Москва, 1970. – 238 с.
4. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том II. Пермская область и Удмуртская АССР. Под. Ред. Н.А. Еременко, Г.П.Ованесова. Труды Ин-та геол. и разработки горючих ископаемых. Объединение Пермнефть. Камское отделение ВНИГРИ. М.: «Недра», 1977. - 272 с.

5. Зонально-региональные площадные сейсмические и гравиметрические съемки на Бедряжской площади (Калтасинский авлакоген) с целью обнаружения и локализации нефтеперспективных объектов в рифей-вендском комплексе с целью лицензирования / ОАО «ПЕРМНЕФТЕГЕОФИЗИКА» (ОАО ПНГ); отв. исп. Ю.М. Александров. – Пермь, 2006. – 282 с.
6. Зонально-региональные сейсморазведочные работы с использованием элементов многоволновой сейсморазведки и гравиметрические исследования на Верещагинской площади (северный склон Катласинского авлакогена) с целью обнаружения и локализации нефтеперспективных объектов в рифейско-вендском комплексе для лицензирования / ОАО «Пермнефтегеофизика». – отв. исп. Л.В. Захарова, В.М. Проворов, С.Г. Бычков и др. – Пермь, 2008. – 323 с.
7. Изучение додевонской осадочной толщи платформенного Башкортостана и обоснование перспектив ее нефтегазоносности / ДООО «БАШНИПИНЕФТЬ» ОАО «АНК БАШНЕФТЬ». – отв. исп. Е.В. Лозин. – Уфа, 2002. – 152 с.
8. Изучение стратотипических разрезов рифея и венда южного Урала и корреляция их с сопредельными районами Восточно-Европейской платформы / Институт геологии Башкирский филиал Академии наук СССР. – отв. исп. В.И. Козлов, З.З. Гареев, В.М. Горожанин и др. – Уфа, 1985. – 292 с.
9. Изучение строения терригенно-карбонатных отложений нижнего и среднего карбона на Прикамской площади в пределах ККСВ УАССР и обобщение геолого-геофизических материалов по строению рифейско-вендских отложений (обобщение и переинтерпретация материалов МОГТ) / Производственное геологическое объединение «Центргеофизика» Удмуртская геофизическая экспедиция; отв. исп. С.Е. Витис, В.Р. Городный, И.С. Аверьянов. – Ижевск, 1991. – 162 с.
10. Изучение УВ потенциала доманиковых отложений в Волго-Уральской провинции и оценка целесообразности вовлечения их в разработку: отчет о результатах работ по договору №100014/08492Д / МГУ имени М.В. Ломоносова; отв. исп. А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков. – Москва, 2014. – 666 с.
11. Исследования архейско-протерозойских и рифейско-вендских образований с целью оценки их нефтеносности в Татарии и смежных областях (заключительный): геологический отчет / Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности ТатНИПИнефть; отв. исп. С.А. Султанов, Н.Г. Абдуллин, И.Х. Канеев. – Бугульма, 1982. – 170 с.
12. Комплексная аэрогеофизическая съемка вдоль региональных геофизических профилей №№ 3, 6 / Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологоразведка»; отв. исп. В.Г. Мавричев. – Санкт-Петербург, 2004. – 80 с.
13. Лагутенкова Н.С., Чепикова И.К. Верхнедевонские отложения Волго-Уральской области и перспективы их нефтегазоносности. М: Наука, 1982. – 110 с.
14. Литолого-петрографическая характеристика и основные черты тектоники рифей-вендских образований востока Татарии в связи с перспективами их нефтегазоносности (окончательный): геологический отчет / Институт геологии Башкирского научного центра УрО АН СССР; отв. исп. В.И. Козлов. – Уфа, 1988. – 209 с.
15. Литолого-стратиграфическое изучение нефтегазоносных свит (изучение отложений доманикового типа Волго-Уральской области): геологический отчет / Институт геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ); отв. исп. Т.Т. Середя. – Москва, 1965. – 272 с.

16. Литолого-фациальные особенности образований позднего рифея и венда востока Русской платформы и Башкирского антиклинория (покровные структуры Южного Урала в связи с оценкой его перспектив нефтегазоносности): геологический отчет / Институт геологии Башкирского филиала АН СССР; отв. исп. Л.Д. Ожиганова, М.В. Ишерская. – Уфа, 1977. – 242 с.
17. Обобщить материалы и оценить перспективы нефтегазоносности додевонских отложений восточных районов Русской платформы: геологический отчет / КамНИИКИГС; отв. исп. Т.В. Белоконь. – Пермь, 1992. – 170 с.
18. Особенности венд-палеозойской истории и структуры западного склона Ю.Урала и смежной части Восточно-Европейской платформы. Венд (каировская серия) на территории платформенного Башкортостана / Институт геологии УНЦ РАН; отв. исп. М.В. Ишерская. – Уфа, 2002. – 101 с.
19. Отчет о результатах параметрического бурения на Восточно-Аскинской площади / ДОО «Геопроект»; отв. исп. Т.В. Иванова, Р.Х. Масагутов. – Уфа, 2004(б). – 228 с.
20. Отчет о результатах параметрического бурения на Леузинской площади / ООО «ИК БАШНИПИНЕФТЬ»; отв. исп. Т.В. Иванова, Р.Х. Масагутов. – Уфа, 2004(а). – 189 с.
21. Оценка перспектив нефтебитумоносности палеозойских и допалеозойских отложений Татарии и выбор направлений поисково-разведочных работ (окончательный). Книга 1: геологический отчет / Государственное производственное объединения «Татнефть» имени В.Д. Шашина Казанская геологическая экспедиция; отв. исп. Р.А. Батырбаева. – Казань, 1990. – 59 стр.
22. Оценка перспектив нефтегазоносности западных и северных районов Волго-Уральской и сопредельных территорий Тимано-Печорской НПП на основе комплексного обобщения геолого-геофизических данных и реализации технологии бассейнового моделирования: геологический отчет / АО «НВНИИГГ»; отв.исп. О.И. Меркулов. – Саратов, 2015. – 1106 с.
23. Оценка перспектив нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Удмуртской АССР и Кировской области с целью выбора первоочередных направлений и объектов для проведения поисковых работ: отчет по теме 4826850.501 / Татнефть (Удмуртское ПГО); отв. исп. Б.П. Бельшев. - Пермь, 1991. – 234 с.
24. Оценка потенциала нефтегазоносности рифей-вендских отложений Пермского края, залегающих ниже промышленно освоенных глубин / Пермский государственный технический университет; отв. исп. В.И. Галкин, А.Н. Аношкин. – Пермь, 2010. – 264 с.
25. Петрографические, минералогические и геохимические исследования керн глубоких параметрических скважин «Удмуртнефть». Сарапульская скважина №1 - Этап 3 / ООО «НПП «Литология»; отв. исп. П.Н. Конев. – Ижевск, 1992.
26. Подсчет запасов нефти и газа Мурапталовского месторождения. Отчет по теме 2035 за 2006-2007 г.г. в двух книгах и двух папках: геологический отчет / ООО «Башгеопроект»; отв. исп. Л.К. Бакатова, Р.М. Хамитова. – Уфа, 2008. – 143 с.
27. Проведение геолого-геохимических и геохронологических исследований додевонских отложений восточной части Волго-Уральской НПП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности: отчет по договору №238ф/14-1 / АО «НВНИИГГ»; отв. исп. О.И. Меркулов. - Саратов, 2016.
28. Работа по подготовке геолого-геохимического прогноза залежей нефти в трещиноватых и нетрадиционных коллекторах верхнедевонско-турнейского комплекса ПСУ на

- лицензионных территориях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: отчет по договору № 04z 0955 / ФГУДП «КамНИИКИГС»; отв. исп. О.И. Сиротенко. – Пермь, 2004. – 169 с.
29. Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса европейской части России: отчет по государственному контракту № АТ-03-28/829 / Недра. – отв. исп. Т.В. Карасева. - Ярославль, 2006. – 821 с.
30. Региональные геофизические профили №№ 3, 6, 7 через Башкирский свод, Благовещенскую впадину и Южно-Татарский свод (сейсморазведка МОГТ-2Д, грави- и магниторазведка, аэрогеофизические исследования): отчет сейсморазведочной партии / ОАО «Башнефтегеофизика»; отв. исп. Т.С. Ардашева. – Уфа, 2004.
31. Региональные сейсморазведочные работы на территории Удмуртской Республики: профиль VIII – VIII (Казанка – Кез) / ОАО «ПЕРМНЕФТЕГЕОФИЗИКА»; отв. исп. Б.А. Заварзин. – Пермь, 2005. – 128 с.
32. Сейсморазведочные работы МОГТ 2D и 3D в пределах Тукачевского нефтяного месторождения: геологический отчет / ООО "ТНГ-Групп"; отв. исп. М.Н. Шаяхметов, Е.А. Тихонова, О.В. Нечаева и др. – Бугульма, 2006. – 156 с.
33. Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д по объекту «Региональный профиль №7 через Башкирский свод, Благовещенскую впадину, Южно-Татарский свод и Салмышскую впадину: геологический отчет / ОАО «Башнефтегеофизика»; отв. исп. Т.С. Ардашева. – Уфа, 2002.
34. Системные исследования нефтебитумоносных формаций палеозойских и рифей-вендских отложений Татарии и смежных областей с целью выявления оптимальных зон нефте- и битумопроявления (окончательный): геологический отчет / Государственное производственное объединения Ленина объединение «Татнефть» имени В.Д. Шашина; отв. исп. В.М. Смелков. – Казань, 1988. – 576 с.
35. Составление комплексных многомерных вероятностно-статистических моделей прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности отложений доманикового типа и додевона в пределах Пермского края / КамНИИКИГС; отв. исп. Н.Е. Соснин. – Пермь, 2014. – 557 с.
36. Стратиграфическое расчленение бавлинских отложений (верхний протерозой) Западной Башкирии (литология, фации, каустобиолиты палеозоя и верхнего протерозоя Южного Урала и Приуралья: геологический отчет / Башкирский филиал АН СССР Институт геологии; отв. исп. Л.Д. Ожиганова, Б.М. Юсупов. – Уфа, 1972. – 78 с.