

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва - 2024

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова

Научный руководитель: ***Большакова Мария Александровна***
кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник кафедры
геологии и геохимии горючих ископаемых
геологического факультета МГУ имени
М.В.Ломоносова

Официальные оппоненты: ***Прищепин Олег Михайлович***
доктор геолого-минералогических наук,
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет», заведующий кафедрой
геологии нефти и газа

Гордадзе Гурам Николаевич
доктор геолого-минералогических наук и
кандидат химических наук, ФГБОУ ВО
«Российский государственный
университет нефти и газа (НИУ) имени
И.М.Губкина», профессор кафедры
органической химии и химии нефти

Козлова Елена Владимировна
кандидат геолого-минералогических наук,
АНО ВО «Сколковский институт науки и
технологий», ведущий научный сотрудник

Защита диссертации состоится 31 мая 2024 года в 12 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета МГУ.016.8(04.06) Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119991, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, Главное здание МГУ, геологический факультет, аудитория 621.

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Диссертация находится на хранении в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27). С диссертацией можно ознакомиться на сайтах:
<https://istina.msu.ru/dissertations/417996578/> и
<https://dissovet.msu.ru/dissertation/3003>.

Автореферат разослан « » апреля 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук



Полудеткина Е.Н.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследований. Промышленная нефтегазоносность Волго-Уральского (ВУ) нефтегазоносного бассейна (НГБ) в первую очередь связана с палеозойскими продуктивными нефтегазоносными комплексами (НГК) среднего и верхнего девона, нижнего-среднего карбона и нижней перми.

Вопросы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений рифей-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) 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 работы – оценка роли органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Основные 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 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 - $C_{орг0}$ – 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 (C₂₉) 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 Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны.

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

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 отчетов – 57 шт.

Проведен комплекс аналитических исследований по образцам каменного материала и флюидов. Образцы докембрийских пород изучались методами углепетрографии (8 аншлифов) и пиролиза (101 образец). 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 (C_{1t}) и Гожанская (C_{1bb}). Образцы нефти выбирались по принципу территориальной близости к прибортовым зонам Камско-Бельского прогиба. Помимо этого было исследовано 12 образцов битумоидов, экстрагированных из образца породы калтасинской свиты (RF_{1kl}) скважины Титпинская-608, углеродистых отложений зильмердакской свиты верхнего рифея (RF_{3zl}) обнажения Кагарманово, бутонской свиты аршиния (RF_{4bt}) из обнажений Усть-Цепел и Койва, кочешорской свиты (V_{2kc}) Ефимовской площади. Нефти и битумоиды исследовались методами хромато-масс-спектрометрии и анализа изотопного состава органического углерода.

Для проведения геолого-геохимического моделирования в работе использованы материалы по четырём 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 (2005-2009 г.г.). Калибровка моделей производилась по современным пластовым температурам и показателю отражения витринита (ПОВ) отложений среднего франа-турне, полученных из скважин: Канчуринская, Тавтимаановская, Кушкульская, Любленская, Табынская, Дебесская, Восточно-Красногорская, Лозюлокская, Есене́йская, Баклановская, Ельниковская и других площадей (рис.1).

Методология и методы исследования. На основании литологического описания пород, построения карт и схем корреляции, определения содержания органического углерода (C_{орг}) 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 показана генетическая связь между органическим веществом докембрия и нефтями вендских и палеозойских продуктивных комплексов. С помощью структурных реконструкций и бассейнового моделирования проанализированы нефтяные системы, определена зрелость органического вещества рифея-венда, показаны направления миграции и зоны

аккумуляции углеводородных флюидов, генерированных докембрийским органическим веществом.

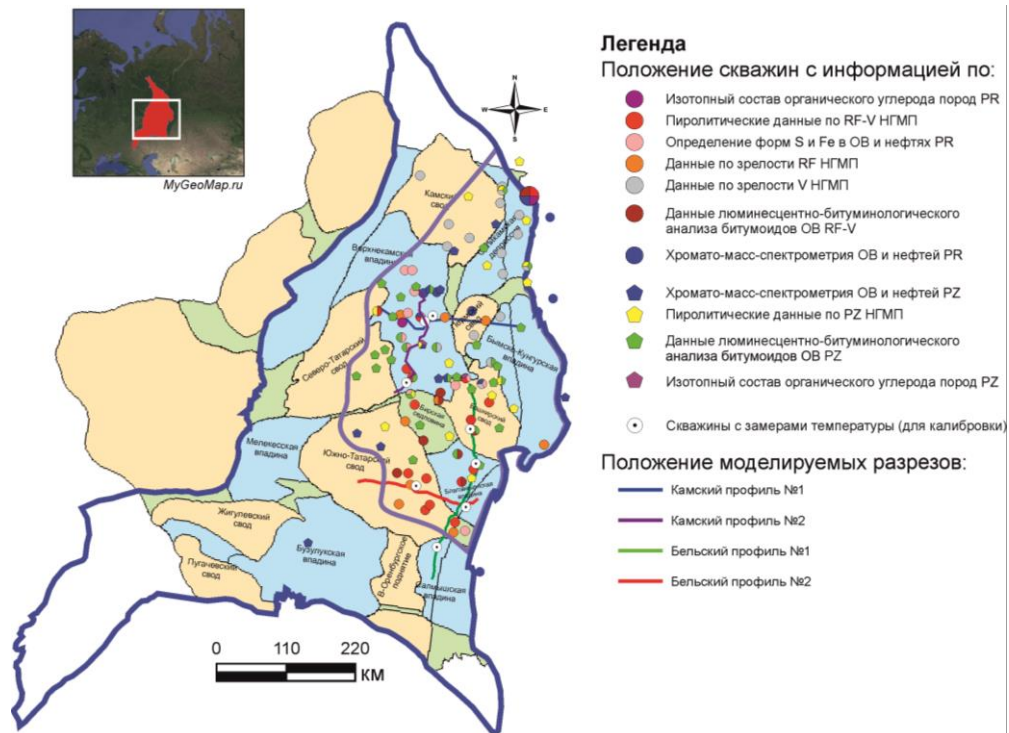


Рисунок 1. Карта фактического материала. Область исследования оконтурена фиолетовой линией.

Степень достоверности результатов. Все представленные в работе результаты получены при помощи современного программного обеспечения и лабораторного оборудования. Выводы согласуются с результатами, полученными предыдущими исследователями (Петров и др., 1981; Белоконь и др., 1996; Башкова, 2009) 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.

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.

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. Особую благодарность соискатель выражает сотрудникам лаборатории физико-химических основ хроматографии и хромато-масс-спектрометрии химического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова за помощь в проведении аналитических исследований.

Автор благодарит Хопта Ивана Сергеевича, а также коллектив ОАО «КамНИИКИГС» за помощь в сборе необходимых материалов и консультативную поддержку. 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.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Геологическое строение и история изучения восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

В главе кратко описываются стратиграфия, тектоническое строение и история развития восточной части Волго-Уральской антеклизы, а также палеогеографические особенности накопления осадочных толщ.

Тектонический облик территории исследования представлен тремя структурными этапами. Нижний – авлакогеновый (RF_1) расположен в границах Камско-Бельского прогиба – структуры древнего заложения. Он, в свою очередь, подразделяется на Камскую и Бельскую впадины, разделенные Орѣбаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоной. На востоке выделены приподнятые блоки кристаллического фундамента – Осинцевско-Красноуфимский и Дружининский выступы. В среднем (синеклизном – RF_2-V_2) структурном этапе выделяется две впадины – северная (Верхнекамская) и южная (Шкапово-Шиханская), разделенные между собой Сарапульско-Яныбаевской седловиной.

В состав нижнерифейского комплекса осадочного чехла северной (Камской) впадины входят: терригенные отложения сарапульской и прикамской серий, а

также глинисто-карбонатные толщи калтасинской свиты кырпинской серии нижнего рифея. Верхневендская часть вышележащей Верхнекамской впадины представлена в составе кыквинской, верещагинской, велвинской и краснокамской свит (Сергеева, Пучков, 2015). Разрез рифей-вендской части Бельской впадины Камско-Бельского прогиба представлен значительно шире. Помимо нижнерифейских отложений, здесь присутствуют терригенные породы среднего и терригенно-карбонатные толщи верхнего рифея. Верхневендский терригенный комплекс указанной части Волго-Уральского региона представлен практически в том же объеме, однако наименование стратиграфических подразделений здесь иное: байкибашевская, старопетровская, салиховская и карлинская свиты.

Третий (плитный) палеозойский структурный этаж в пределах рассматриваемой территории представлен в составе Верхнекамской, Бымско-Кунгурской, Юрюзано-Сылвенской, Благовещенской и Салмышской впадин, Пермского, Башкирского и Татарского сводов, а также Бирской седловины. В литологическом отношении породы этого комплекса представлены преимущественно карбонатами, терригенная часть разреза характерна для среднего девона, среднего карбона и средней-верхней перми.

Глава 2. Нефтегазоносность восточной части Волго-Уральского бассейна

В разрезе осадочного чехла бассейна выделяют несколько нефтеносных и нефтегазоперспективных комплексов, каждый из которых характеризуется сходными условиями нефтегазонакопления и типами залежей углеводородных флюидов. Границы НГК проводятся по регионально выдержанным непроницаемым покрывкам (Масагутов и др., 2018).

В качестве нефтематеринских пород рифей-вендского комплекса северной (Камской) части рассматриваются толщи 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 (Казанцева, 2014), доманиковая высокоуглеродистая формация верхнего девона-турне (Канев и др., 2017) и угленосные породы

верейского горизонта среднего карбона (Мирнов, Митин, 2023). В южной (Бельской) части, помимо перечисленных, описываются (Иванов, 2009) также нефтематеринские породы кабаковской, ольховской, шиханской и леузинской свит рифея (рис.2).

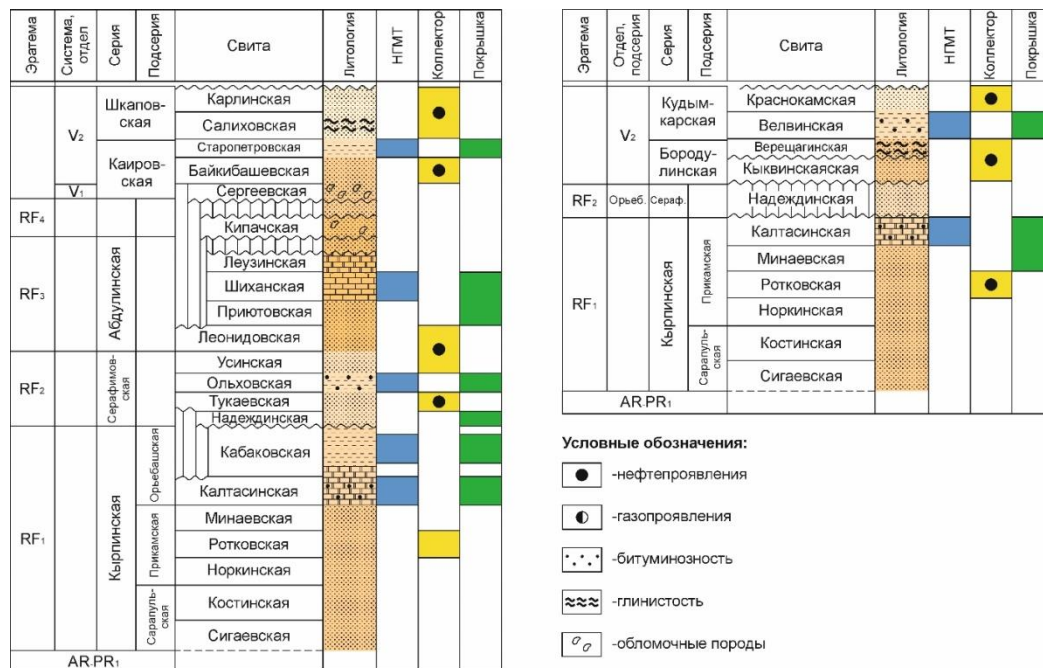


Рисунок 2. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем протерозоя, принятых в моделировании: слева – для Бельской впадины, справа – для Камской впадины

Основными коллекторами являются терригенные отложения верхнего венда, среднего девона, а также карбонатные толщи среднего-верхнего карбона и нижней перми. Покрышками служат аргиллиты верхнего венда, глинисто-карбонатно-кремнистые толщи верхнего девона-турне, а также карбонатно-эвапоритовые отложения кунгурского яруса нижней перми.

В пределах Камской впадины Камско-Бельского прогиба нефтегазоносность докембрийских отложений ВУ НГБ связана с кыквинскими и краснокамскими отложениями верхнего венда (Сивинское, Соколовское, Шарканское, Чубойское, Дебесское месторождения и другие – Зонально-региональные..., 2006(ф)). В рифейском комплексе наблюдались лишь незначительные нефте- и газопроявления, отмеченные в отложениях калтасинской свиты (Проворов и др., 2007; Башкова и др., 2017). Нефтегазоносность палеозойского комплекса связана в основном с отложениями среднего девона и нижнего-среднего карбона (Василенко, 2018).

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

Рифей. Наиболее древними нефтематеринскими отложениями Камской впадины Камско-Бельского прогиба являются породы арланской и ашитской подсвит калтасинской свиты нижнего рифея. Они характеризуются остаточным содержанием органического углерода до 1,08 % и высокой преобразованностью - до МК₅ ($T_{\max} = 442-501$ °С). Значения водородного индекса (HI) находятся в пределах от 21 до 149 мгУВ/гТОС. Исходные значения $C_{\text{орг0}}$ 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).

В южной (Бельской) впадине Камско-Бельского прогиба нефтегазоматеринские породы выделяются в отложениях калтасинской (RF₁kl), кабаковской (RF₁kb), ольховской (RF₂ol), шиханской (RF₃shn) и леузинской (RF₃lz) свит рифея. Наилучшими нефтематеринскими свойствами обладают отложения арланской и ашитской подсвит калтасинской свиты нижнего рифея ($C_{\text{орг}} = 0,04-2,65$ %; $T_{\max} = 434-440$ °С). Содержание органического углерода в кабаковской свите достигает 1,63 %.

Нефтегазоматеринские отложения ольховской свиты среднего рифея характеризуются значениями $C_{\text{орг}} = 0,03-0,58$ %, породы шиханской и леузинской свит верхнего рифея содержат 0,05-0,85 % $C_{\text{орг}}$. Высокая степень катагенетической преобразованности органического вещества позволяет предполагать следующие исходные значения $C_{\text{орг0}}$ (для RF₁ - от 0,8 до 6,2 %; RF₂ - от 0,3 до 0,83 %; RF₃ - от 0,3 до 1,2 %) и водородного индекса (для RF₁ - до 200 мгУВ/гТОС; RF₂ - 250 мгУВ/гТОС; RF₃ - 250 мгУВ/гТОС) в этих породах. Мощность рифейских НГМП в пределах Бельской впадины достигает следующих значений: RF₁ - 500 м; RF₂ - до 40 м; RF₃ - до 40 м.

Венд. Верхневендские НГМП Верхнекамской впадины представлены углеродистыми аргиллитами кыквинской и верещагинской свит бородулинской серии (V₂br), содержащими от 0,1 до 3,48% $C_{\text{орг}}$. Тип ОВ - II, степень

преобразованности соответствует грациям МК₁₋₂. Мощность нефтематеринских отложений достигает 50 метров (рис.3). Исходные значения содержания C_{орг0} могли составлять ≈ 0,8 %, водородный индекс H₀ до 400 мгУВ/гТОС. Содержание органического углерода в отложениях старопетровской свиты (V_{2sp}) достигает значений 12,26 %, при степени катагенетической зрелости ПК₃-МК₅ (T_{max} = 424-493 °C). Водородный индекс, оцененный пиролитическим методом, указывает на II тип органического вещества (HI = 35-417 мгУВ/гТОС). Мощность НГМП редко превышает 100 м (рис.3).

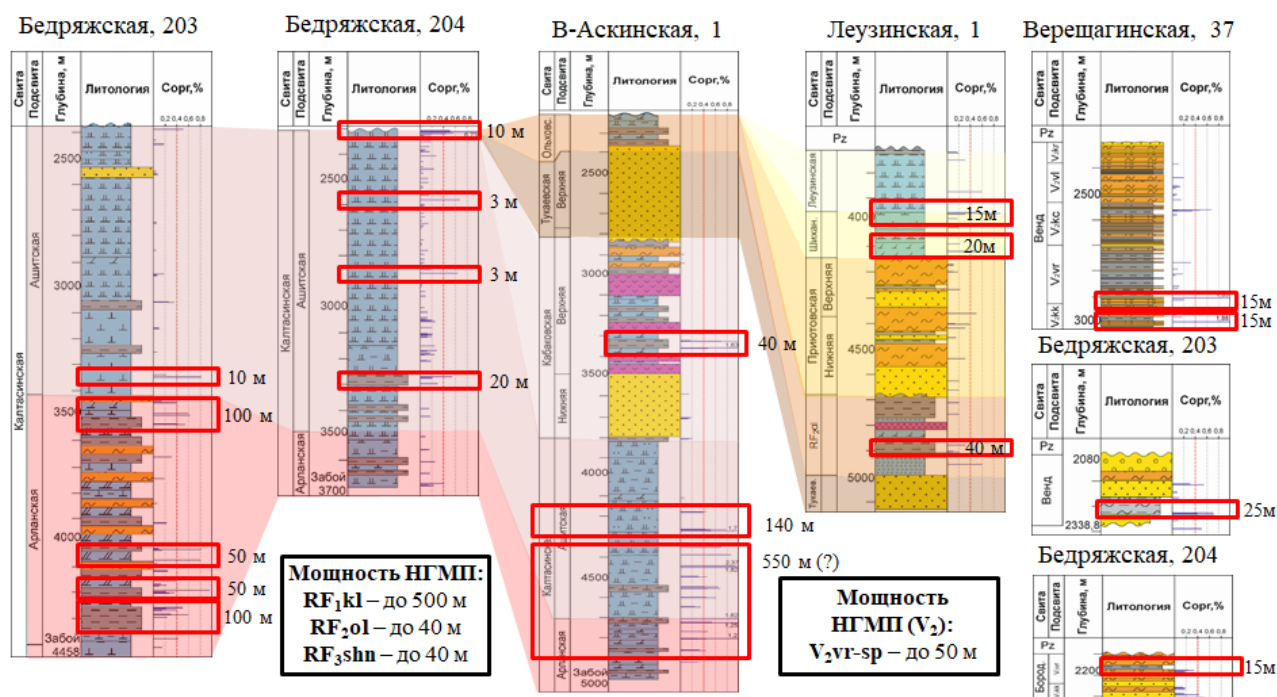


Рисунок 3. Схема корреляции нефтегазоматеринских пород рифея-венда в пределах восточной части Волго-Уральского НГБ

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

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 ($n-C < 20 / n-C > 21 = 0,1-1,28$ (в ср. 0,54)), максимумы в распределении n-алканов соответствуют гомологам n-C₂₁, n-C₂₃, n-

C_{25} , $n-C_{26}$. Отношение Pr/Ph – от 0,18 до 1,25 (в ср. 0,65). В составе насыщенной фракции органического вещества и нефтей продуктивных комплексов венда-палеозоя были идентифицированы следовые количества 12-, 13-метилалканов (рис.4), наличие которых указывает на докембрийский генезис УВ флюидов (Макушина и др., 1978). Помимо этого наблюдается также наличие 2,7-диметилалканов.

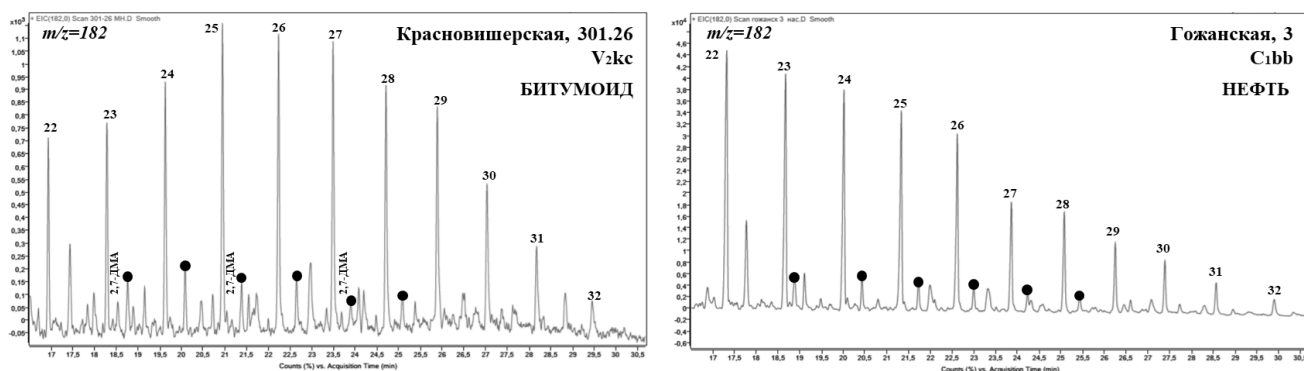


Рисунок 4. Масс-хроматограммы фракций насыщенных УВ по $m/z=182$ ОВ кочешорской свиты (V_2kc) и нефти Гожанского месторождения (C_{1bb})

По характеру распределения стерановых углеводородов (рис.5) 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 C_{29} . 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 C_{27} , доля C_{28} и C_{29} 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 C_{29} практически во всех образцах дает основание предполагать их докембрийский генезис.

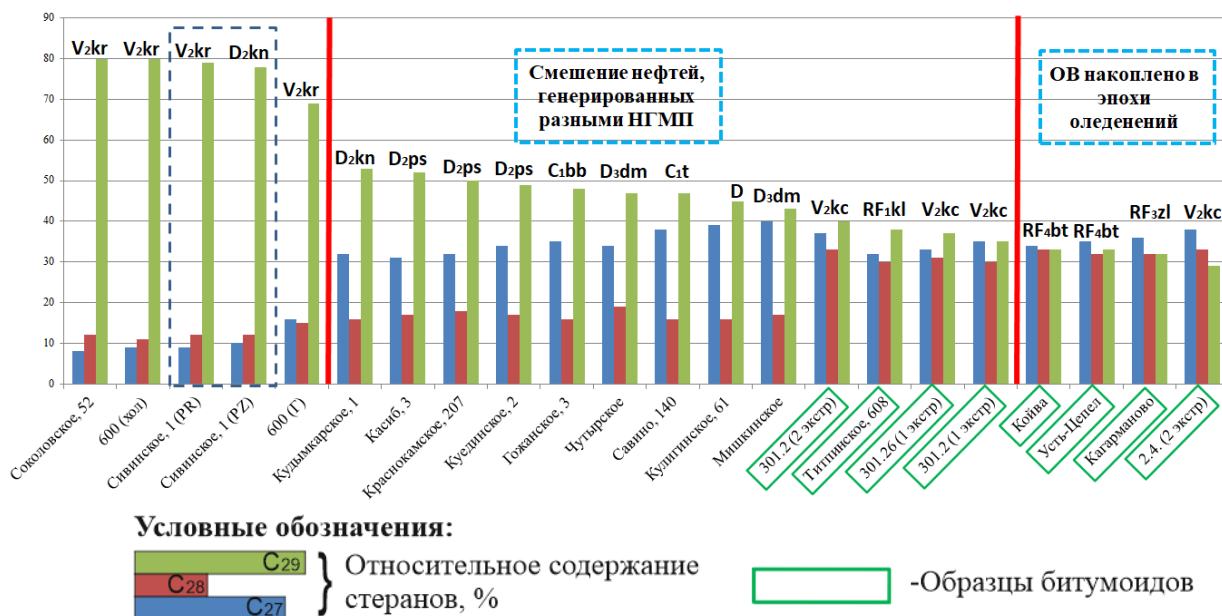


Рисунок 5. Диаграмма распределения стерановых УВ в ОВ RF-V и нефтях V-PZ

В составе битумоидов докембрийского ОВ и нефтей продуктивных комплексов венда-палеозоя отмечается наличие значительной доли пентациклических УВ (рис.6), что является признаком древнего бактериального органического вещества (Дахнова и др., 2014) или глубокой бактериальной переработки в диагенезе (Peters et al., 2005).

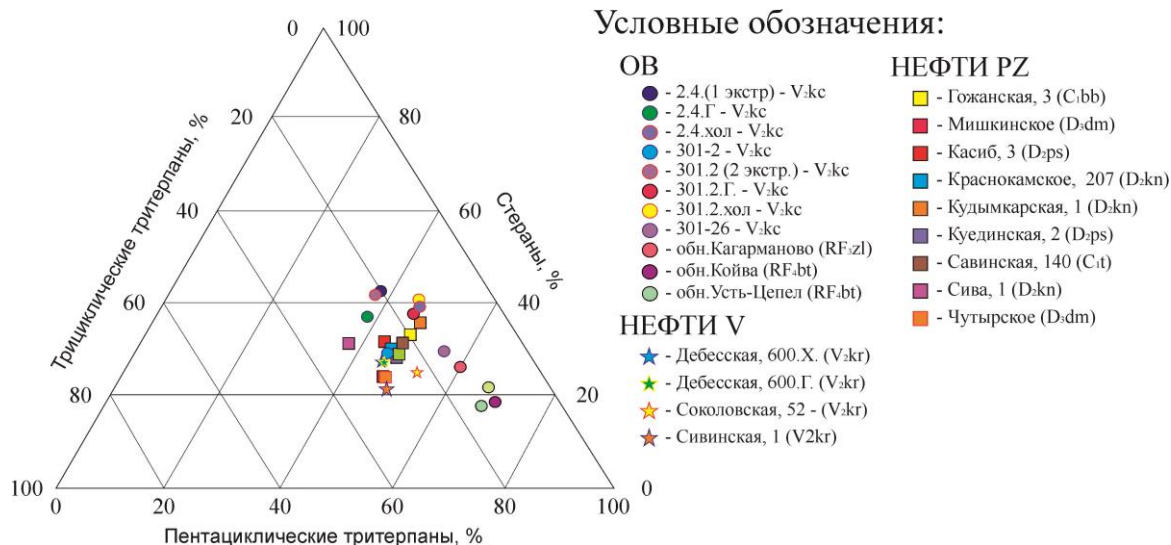


Рисунок 6. Тригонограмма распределения три-, тетра- и пентациклических УВ

По рассчитанным молекулярным параметрам (MPR, MPI 1, MDR, Ts/Tm) (V_2-C_1) нефти продуктивных комплексов венда-палеозоя были генерированы НГМП на грациях катагенеза $МК_1-МК_2$. Выявленные значения в целом совпадают с положением катагенетических зон, определенных ранее для RF-V (Башкова и др., 2017; Проворов и др., 2007).

По изотопному составу органического углерода битумоиды докембрийских отложений ВУ НГБ легкие: значения этого параметра для рифейских образцов варьируются от -29,7 до -29,12‰, для пород кочешорской свиты верхнего венда они достигают -30,38‰. Легкий изотопный состав углерода свидетельствует о наличии в исходном материале липидных компонентов морского происхождения (липидный комплекс планктонно-бактериального вещества). Интересно, что по форме изотопно-фракционной кривой и изотопному составу органического углерода нефти Соколовского (V_2kr), Москудьинского (D_2p) и Мишкинского (D_3dm) месторождений схожи с ОВ рифея-венда (рис.7).

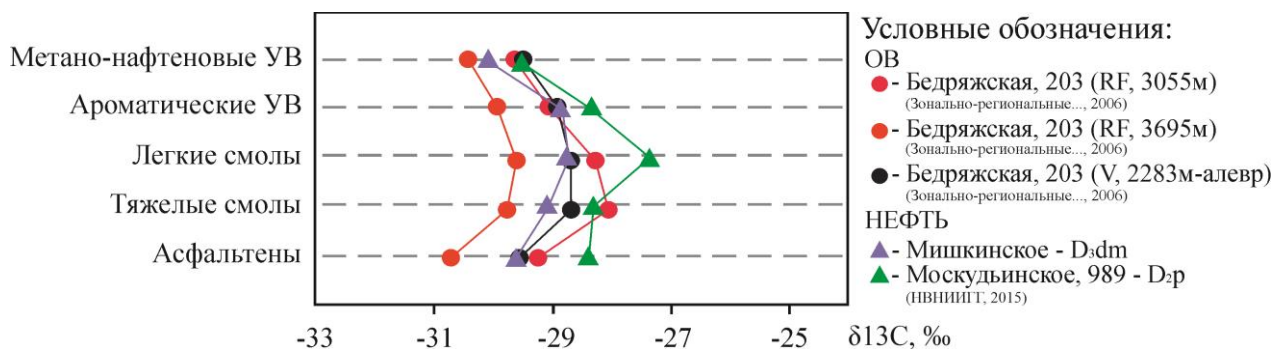


Рисунок 7. Изотопно-фракционные кривые ОВ рифея-венда и нефтей девона

Глава 5. Моделирование условий формирования нефтяных систем восточной части Волго-Уральского НГБ

Модели по четырем региональным профилям, проходящим через Бельскую и Камскую части Камско-Бельского прогиба, 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.

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 км в южной. Максимальные градации катагенеза достигаются на глубинах более 5 км в Камской и 6,6 км в Бельской впадинах Камско-Бельского прогиба.

Оценка степени зрелости органического вещества НГМП по площади производилась по результатам данных пиролиза из фондовых данных и ретроспективных источников (Прворов и др., 2007; Козлова, Шадрина, 2013; Баженова, 2016). Корректировка границ выделенных катагенетических зон производилась с помощью результатов бассейнового моделирования и структурных карт. В результате проведенного анализа были построены карты-схемы катагенеза (рис.8) для кровли нижнего рифея (RF_{1kl}) и верхнего венда (V_{2vt} и V_{2sp}).

Оценка времени генерации показала, что нефтегазоматеринские породы калтасинской свиты начали генерировать жидкие и газообразные углеводороды еще в конце раннего рифея, при этом в Бельской части генерация продолжилась вплоть до позднего рифея. Предвендское несогласие привело к приостановке генерации толщами рифея. Последующее нефте- и газообразование приходится на поздний карбон-пермь в Камской и на ранний карбон в Бельской впадине.

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 %.

Формирование скоплений жидких и газообразных углеводородных флюидов в пределах северной и южной частей исследуемой территории происходило многоэтапно.

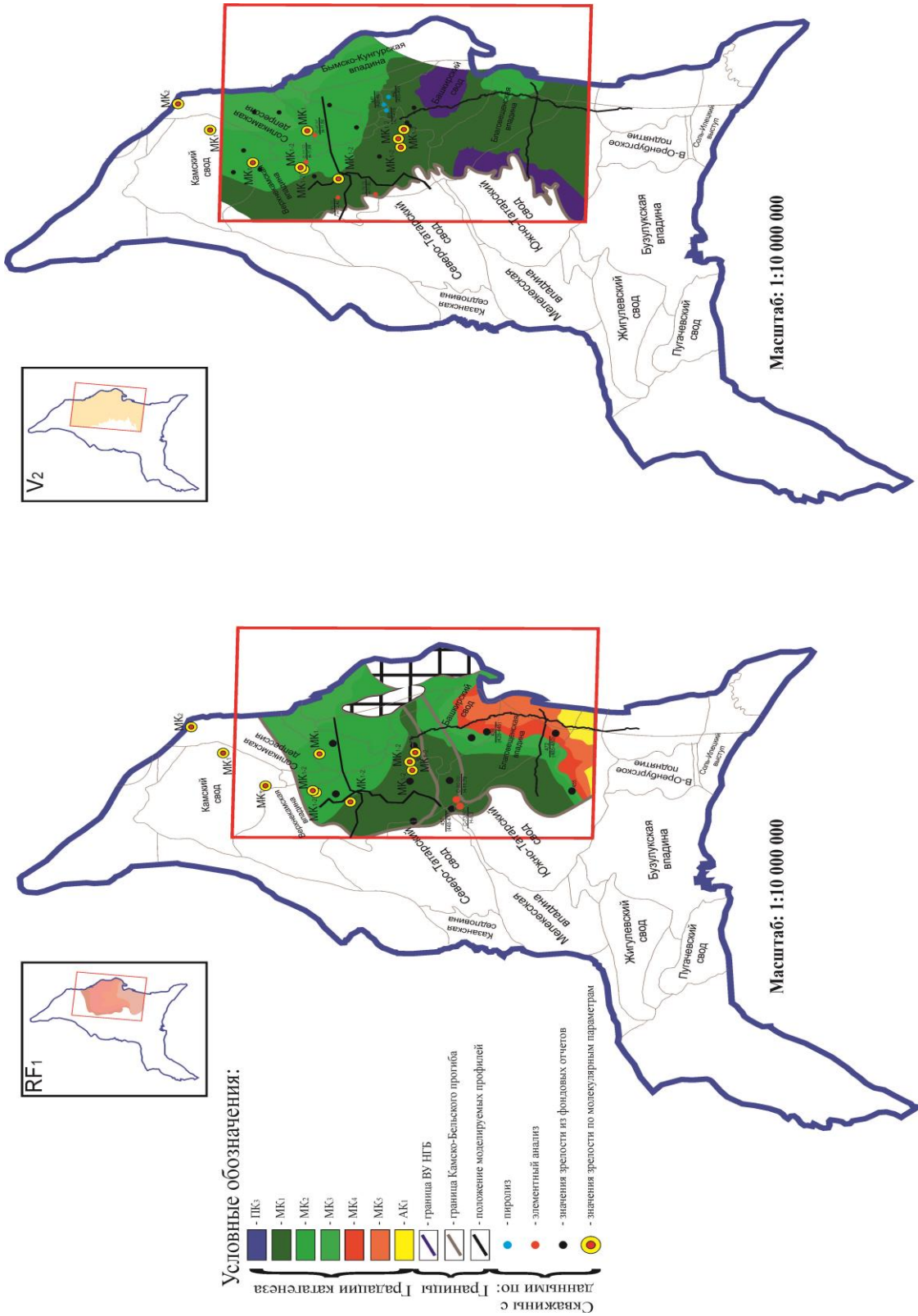


Рисунок 8. Карта-схема катагенеза по кровле RF_{1k1} (слева) и кровле V₂ (справа)

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

Южная (Бельская) часть: миграция флюидов, генерированных НГМП калтасинской свиты (RF_1kl), началась еще в конце раннего рифея. В это время происходит формирование преимущественно нефтяных залежей в карбонатных отложениях саузовской (RF_1sz) и ашитской (RF_1ash) подсвит калтасинской свиты нижнего рифея. В среднем рифее содержание в них газа существенно увеличивается, новые скопления формируются в терригенных породах тукаевской свиты (RF_2tk). 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_2kl) терригенных толщах. Ближе к концу девона залежи нефти образуются в терригенном девоне (D_2). 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 (RF_1kl) происходило здесь также в конце раннего рифея, в венде, во время активизации общего погружения бассейна, эти процессы продолжились, однако имели скорее инерционный характер. Заполнение терригенных резервуаров V_2 происходило также в конце позднего венда и в дальнейшем в позднем палеозое. В девоне-перми залежи были сформированы также в отложениях терригенного девона (D_2) и карбонатных породах верхнего девона-среднего карбона. В отличие от южной части ВУ НГБ преимущественным типом флюида для всех залежей здесь является нефть.

Основным источником нефти для отложений нижнего рифея являются НГМП калтасинской свиты (RF_1kl), прогнозируемые скопления нефти в среднем и верхнем рифее образовались за счет УВ флюидов, генерированных в основном породами нижнего и среднего рифея, при этом роль верхнерифейских НГМП незначительна. Верхневендские нефтегазоматеринские породы являлись

источником УВ для верхневендских, средне- и верхнедевонских отложений. Породы доманиковой ВУФ также оказывали существенное влияние на формирование скоплений УВ флюидов в верхнедевонских, каменноугольных и нижнепермских отложениях.

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

На докембрийский источник УВ флюидов в продуктивных комплексах изучаемой части бассейна указывает график отношения стеранов C_{27}/C_{29} и хейлантанов t_{19}/t_{23} (рис.9). 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 органического вещества.

был построен график (рис.10), также основанный на отношении стеранов C_{28} и C_{29} и хейлантановом индексе $ETR = (t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+T_s)$. На данном графике практически все (за исключением нефти Чутырского месторождения) изучаемые образцы также оказались в зоне, отвечающей возрастному интервалу «нижний палеозой и древнее» (рис.10). Поскольку в разрезе нижнепалеозойские толщи не выявлены, можно предположить, что данные нефти были генерированы ОВ докембрия.

По результатам моделирования зонами аккумуляции УВ флюидов, генерированных RF-V НГМП, являются прибортовые части Камско-Бельского прогиба и Камско-Кинельской системы прогибов (рис.11-12).

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.

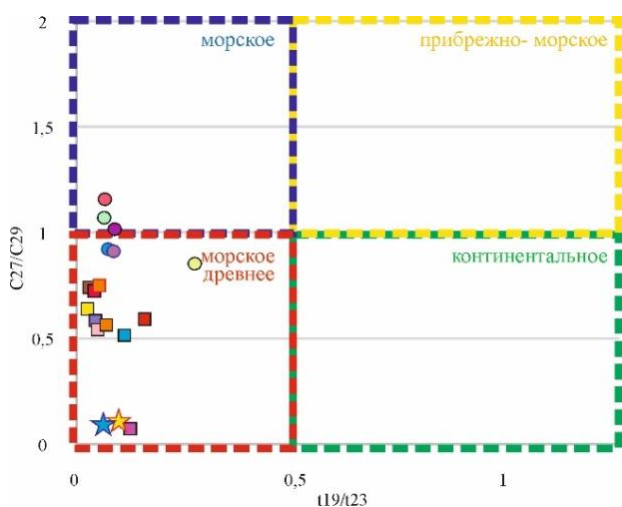


Рисунок 9. График отношения показателей C_{27}/C_{29} и t_{19}/t_{23}

Условные обозначения см. на рис. 6.

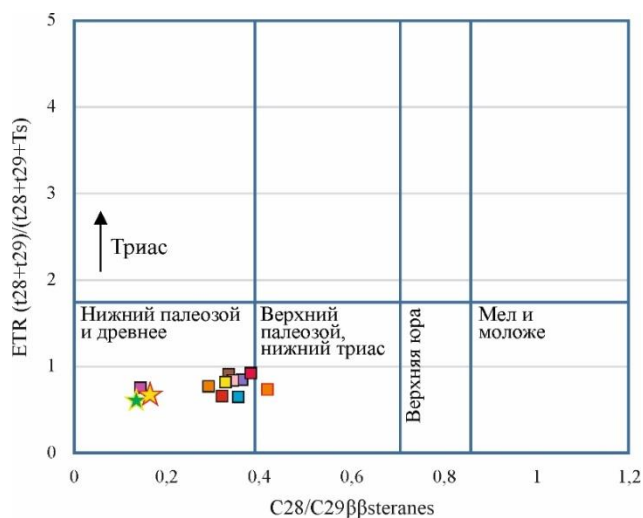


Рисунок 10. График отношения значений показателей ETR и C_{28}/C_{29}

В пределах прибортовых частей палеозойских впадин и Предуральского краевого прогиба прогнозируются 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.

Таким образом, по результатам проведенного анализа выявляется два источника УВ флюидов в восточной части Волго-Уральского НГБ: НГМП рифея-венда и среднего франа-турне. Что позволяет сделать выводы о вкладе докембрийских НГМП в формировании залежей на территории восточной части Волго-Уральского НГБ.

Заключение

В ходе исследования проанализировано влияние нефтематеринских пород рифея-венда на формирование нефтегазоносности пород палеозоя восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

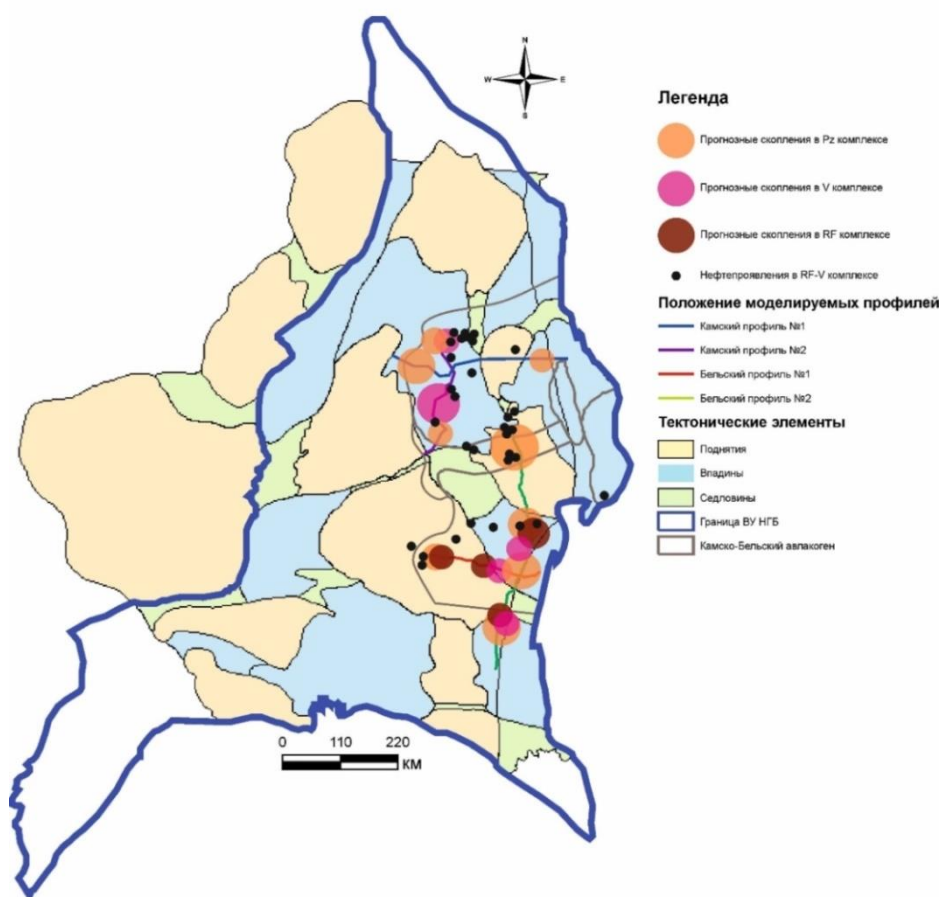


Рисунок 12. Карта-схема перспектив нефтегазоносности восточной части ВУ НГБ

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 (рис.11-12) на доступных для бурения глубинах.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в журналах Scopus, WoS, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защит в диссертационном совете МГУ

по специальности 1.6.11:

1. **Кожанов Д.Д.,** Большакова М.А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. 2024. EDN OCPXEN. (авторский вклад: 75 %) Импакт-фактор журнала в WoS: 5,4.

2. **Кожанов Д.Д.**, Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чупахина 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. (авторский вклад: 75 %) Импакт фактор журнала в WoS: 1,8.

3. **Кожанов Д.Д.**, Большакова М.А., Хопта И.С. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) / Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хопта // Георесурсы. 2022. Т.24. №3. С. 113–128. (авторский вклад: 75 %) Импакт фактор журнала в WoS: 1,8.

4. **Кожанов Д.Д.**, Большакова М.А. Краткая история исследования нефтегазоносности Волго-Уральского бассейна. Взгляд из XXI века // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 5. С. 117–128. (авторский вклад: 75 %) Импакт фактор журнала в РИНЦ: 0,380.

5. **Кожанов Д.Д.**, Большакова М.А., Сидоренко Св.А., Пронина Н.В., Ситар К.А., Мордасова А.В., Заглядин Я.А. Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии // Геология нефти и газа. 2023. № 4. С. 45–62. (авторский вклад: 75 %) Импакт фактор журнала в Scopus: 0,4.

Переводные версии

6. **Kozhanov D.D.**, Bolshakova M.A. Assessment of the contribution of Precambrian sediments in the formation of oil content in the eastern part of the Volga-Urals basin based on modeling results // Journal of Mining Institute. 2024. EDN OCPXEH.

С остальными публикациями можно ознакомиться на сайте https://istina.msu.ru/profile/Dmitrii_Kozhanov/.