

Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Д.Д. Кожанов^{1*}, М.А. Большакова¹, И.С. Хопта², А.В. Мордасова¹, А.В. Ступакова¹, Я.А. Заглядин¹,
М.С. Борисова¹, А.П. Завьялова¹, В.В. Чупахина¹, Т.Р. Сахабов¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

Проведен сбор и систематизация информации (фондовые данные, диссертации, научные публикации и др.) о рифейских и вендских отложениях северной части Камско-Бельского авлакогена. По скважинным данным (стратиграфическим разбивкам скважин) и региональным геологическим и сейсмическим профилям проанализированы и уточнены границы распространения отложений рифейского и вендского комплексов этой части Волго-Уральского региона и построены карты их тектонического строения. Обобщены данные о стратиграфии осадочных толщ верхнепротерозойского комплекса.

Выделены и описаны основные элементы рифей-вендской углеводородной системы. Выделены предполагаемые коллекторские интервалы в протерозойском комплексе, оценены фильтрационно-емкостные свойства пород. На базе геохимической информации ($C_{орг}$; $B_{хл}$; $B_{СПБ}$; $B_{ПЗ}$; н.о.; коэффициент $\beta = (B_{хл}/C_{орг}) \cdot 100$; коэффициент нейтральности (K_n) = $B_{хл}/B_{СПБ}$; пиролиза (S_1 , S_2 , PI, NI, OI, TOC)), газовой хроматографии проведен анализ основных нефтематеринских толщ рифей-вендского комплекса.

Ключевые слова: Камско-Бельский авлакоген, рифей, венд, нефтематеринские толщи, нефтегазоносность, нефтяная система, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Для цитирования: 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. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>

Введение

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (ВУ НГБ) является одним из наиболее древних и изученных геологических объектов, исследование нефтегазоносности его толщ ведется уже более 100 лет. В пределах данного бассейна открыты уникальные и крупные месторождения углеводородного (УВ) сырья, при этом наблюдается рост выработанности запасов нефти и газа, за счет чего ресурсная база региона резко снижается. В связи с этим выявление новых перспективных объектов, которые могут быть обнаружены в глубоководных отложениях рифей-вендского (RF-V) комплекса – очень актуальная задача для данного региона.

В мире известны примеры успешного освоения древних нефтегазоносных отложений. Месторождения в докембрии были открыты в бассейнах Австралии, Китая и Омана (McKirdu, 1974; Конторович и др., 1996). В нашей стране также известны открытия протерозойской нефти в Восточной Сибири (Марковское месторождение, Куямбо-Юрубчено-Тайгинский ареал нефтегазоносности и др.) (Баженова, 2016; Конторович и др., 1996). Для Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) вопрос нефтегазоносности протерозойских толщ в полной мере пока не изучен.

Древние рифей-вендские осадочные отложения распространены в пределах Камско-Бельского авлакогена. С позиций нефтегазоносности эти породы изучены крайне слабо: нет полного представления об их геологическом строении и особенностях залегания, отсутствует универсальное понимание их литолого-стратиграфической приуроченности и условий образования.

В пределах Камско-Бельского авлакогена зафиксировано около 60 нефте- и газопроявлений (Башкова, 2009) которые в основном приурочены к породам базальной и терминальной частей вендских отложений (бородулинская и кудымкарская серии соответственно) (Никитина, 2014; Башкова и др., 2017). Стоит отметить, что в вендских отложениях на территории платформенной части юга Пермского края и востока Удмуртской Республики были открыты месторождения тяжелых нефтей (Соколовское, Сивинское и Верещагинское), кроме того, на основании анализа изотопного состава углерода нефтей палеозойских продуктивных отложений месторождений (Галимов, 1972; Максимов, Панкина, 1978; Панкина и др., 1976) Чубойское и Поломское предыдущими исследователями (Коблова и др., 1984; Проворов и др., 2007) был сделан вывод о том, что эти нефти генерированы древними (позднепротерозойскими) нефтематеринскими толщами (НМТ).

Цель и объект исследования

Объектом исследования в рамках данной работы являются породы рифей-вендского нефтегазоносного

* Ответственный автор: Дмитрий Дмитриевич Кожанов
e-mail: dimitriykozoz@gmail.com

© 2021 Коллектив авторов

комплекса (НГК) северной части Камско-Бельского авлакогена, с которой многие исследователи связывают перспективы нефтегазоносности (Башкова, 2009; Башкова и др., 2017; Гиниятова и др., 2017; Козлова и др., 2013; Никитина, 2014; Проворов и др., 2007).

Цель исследования – обозначить в рифей-вендских отложениях Камско-Бельского авлакогена элементы, необходимые для существования углеводородной системы, и дать их геолого-геохимическую характеристику.

Выбор объекта исследований связан, во-первых, с относительно хорошей геолого-геохимической изученностью рифей-вендских отложений северной части Камско-Бельского авлакогена по сравнению с южными районами, а, во-вторых, с его уникальным положением (охватывает одновременно зону максимального развития НМТ, а также прибортовую зону Камско-Бельского авлакогена – область максимального распространения коллекторских толщ).

Для характеристики геолого-геохимических и петрографических особенностей указанных отложений использовались данные, полученные как в результате собственных исследований, так и информация из фондовых источников, научных статей и монографий. Помимо прочего при написании статьи использовалось большое

количество скважинных данных (стратиграфические разбивки скважин) и региональных геологических и сейсмических профилей (рис. 1).

Стратиграфия рифей-вендской части разреза Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Стратиграфически рифейские отложения, слагающие авлакогеновый комплекс Волго-Уральского НГБ, представлены тремя сериями: кирпичной (RF₁), серафимовской (RF₂) и абдулинской (RF₃) (Стратиграфическая схема..., 2000) (рис. 2).

Рифейские отложения образованы в результате много-стадийного рифтогенеза, за счет чего прослеживается цикличность осадочных пород. Каждый из циклов начинается с накопления песчаников и конгломератов, сменяющихся вверх по разрезу либо карбонатными – терригенно-карбонатными породами, либо переслаивающимися между собой песчаниками, алевролитами и аргиллитами (Хопта, 2019). Стоит отметить, что в последнее время в составе авлакогенового комплекса выделяются также осадочно-вулканогенные отложения кипачской свиты (RF₄), относящейся к терминальному рифею (Сергеева и др., 2015).

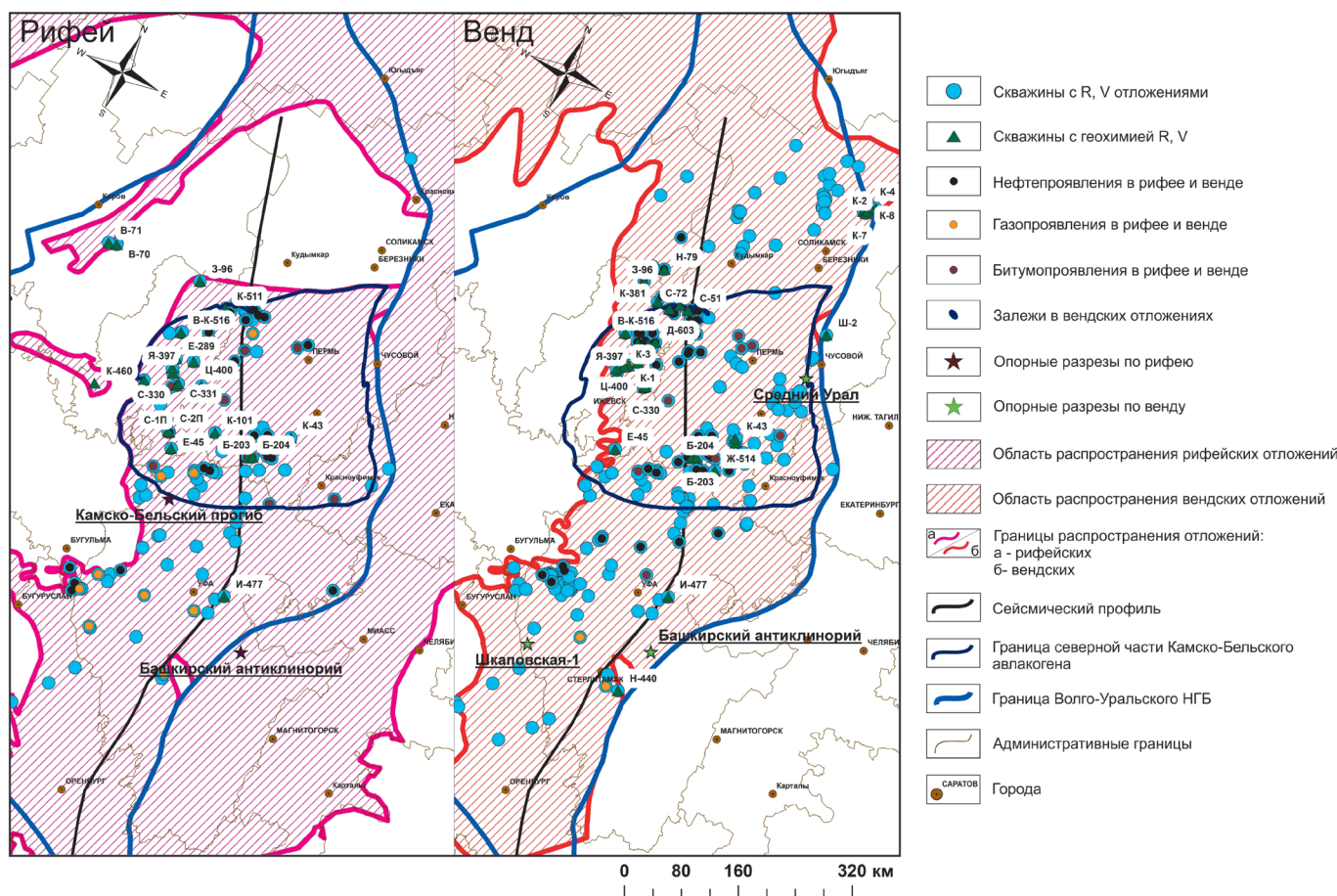


Рис. 1. Карта фактического материала, использованного в исследованиях. Прим.: Азино-Пальниковская 133 – (А-3-133), Бедряжская 203 (Б-203), Бедряжская 204 (Б-204), Дебесская 603 (Д-603), Дебесская 646 (Д-646), Ельниковская 45 (Е-45), Игринская 477 (И-477), Карсовайская 381 (К-381), Киенгоская 1 (К-1), Киенгоская 3 (К-3), Кирилловская 101 (К-101), Косинская 460 (К-460), Красносельская 187 (К-187), Красновишерская 2 (К-2), Красновишерская 4 (К-4), Красновишерская 7 (К-7), Красновишерская 8 (К-8), Кулигинская 43 (К-43), Кулигинская 511 (К-511), Лозолокская 501 (Л-501), Люкская 325 (Л-325), Мишкинская 185 (М-185), Мишкинская 222 (М-222), Нарядовская 440 (Н-440), Нириимская 79 (Н-79), Нириимская 83 (Н-83), Остяцкий профиль 517 (О-517), Сарапульская ИП (С-ИП), Сарапульская 2П (С-2П), Сергеевская 72 (С-72), Широковская 2 (Ш-2), Соколовская 51 (С-51), Сушинская 330 (С-330), Сушинская 331 (С-331), Центральная 400 (Ц-400), Восточно-Красногорская 516 (В-К-516), Вожгальская 70 (В-70), Вожгальская 71 (В-71), Жульская 397 (Ж-397), Еснейская 289 (Е-289), Южно-Киенгоская 341 (Ю-К-341), Жуковская 514 (Ж-514), Золотаревская 96 (З-96)

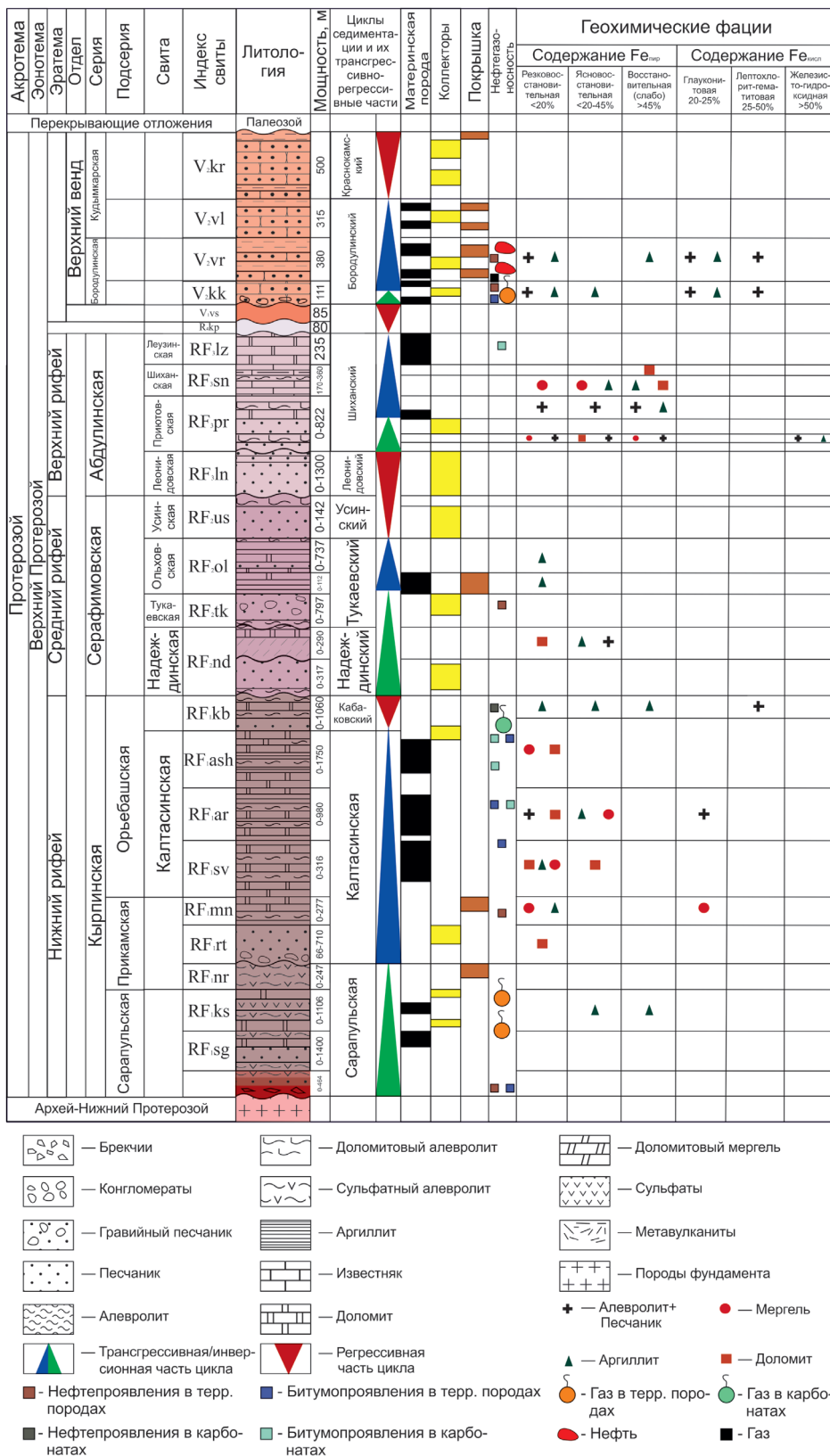


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез рифей-вендских отложений северной части Камско-Бельского авлакогена (на основании данных С.Е. Башковой, О.Б. Дьяковой, И.С. Хопта). Прим.: названия свит RF_{sg} – сигаевская; RF_{ks} – костинская; RF_{nr} – норкинская; RF_{rt} – ротковская; RF_{mn} – минаевская; RF_{kb} – кабаковская; RF_{nd} – надеждинская; RF_{tk} – тукаевская; RF_{ol} – ольховская; RF_{us} – усинская; RF_{ln} – леонидовская; RF_{pr} – притовская; RF_{sn} – шиханская; RF_{lz} – леузинская; RF_{kr} – китчакская; V_{1vs} – веслянская; V_{2kk} – кыквинская; V_{2vr} – верещагинская; V_{2vl} – велвинская; V_{2kr} – краснокамская. Подсвит калтасинской свиты (RF_{kl}): RF_{sv} – саузовская; RF_{ar} – арланская; RF_{ash} – ашитская.

Базальная часть плитного комплекса осадочного чехла Волго-Уральского НГБ представлена верхневендскими отложениями (V₂), сложенными в основном алевролитопсаммитовыми и песчано-гравелитовыми разностями с подчиненными глинистыми прослоями (Стратиграфическая схема..., 2000).

Трансгрессивно-регрессивные условия накопления органического вещества (ОВ) отложений рифей-венда, а также благоприятный диа-катагенетический режим их преобразования способствовали формированию всех элементов, необходимых для существования УВ системы (рис. 2). Так, основными НМТ в рифее являются глинисто-карбонатные отложения калтасинской свиты (RF_{kl}). Основные коллектора приурочены к псаммитовым и алевропсаммитовым прослоям среднего-верхнего рифея и верхнего венда. Флюидоупорами могут служить прослойки аргиллитов рифея, а также плотные глинистые прослойки верещагинской и велвинской свит венда (V_{2vr}, V_{2vl}). Типы залежей: стратиграфически экранированные, приуроченные к останцам рифейского палеорельефа (в т.ч. к выступам фундамента), а также антиклинальные пластово-сводовые (Башкова и др., 2017; Никитина, 2014).

Тектоника и история геологического развития северной части Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

В раннерифейскую эру на Восточно-Европейской платформе (ВЕП) происходит формирование авлакогенов. Наибольшее погружение на территории формирующегося Волго-Уральского НГБ испытывал ориентированный в северо-западном направлении Камско-Бельский грабенообразный прогиб, который впоследствии разделила Орьбаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона фундамента. В юго-восточном направлении он продолжается до Башкирского мегантиклинория, погружаясь под складчатый Урал (Наливкин и др., 1964).

В среднем рифее Волго-Камский мегаблок был опущен; на востоке его существовал морской бассейн (Камско-Бельский грабенообразный прогиб), в который впадали реки, поставлявшие со стороны Восточно-Европейской платформы по глубоковрезанным речным долинам (приуроченным к разломным зонам) грубообломочный материал. В пределах характеризуемой территории Осинцевско-Красноуфимский выступ фундамента с конца раннего рифея постоянно сохранял положение приподнятого блока (рис. 3). Палеогеографические реконструкции (Оловянишников, 2000) позволяют считать, что в перикратонной области осадконакопление происходило в условиях внешней шельфовой зоны.

В начале позднерифейской эры, 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 (Дьяконова, 2009).

Во второй половине позднего рифея в осевой зоне формирующегося Тимано-Уральского подвижного пояса (на территории современного складчатого Урала) в результате процессов континентального рифтогенеза заложилась система субмеридиональных грабенообразных структур, выполненных существенно терригенными породами с подчиненными пластами и покровами базальтов и андезито-базальтов повышенной щелочности (Светлакова, 2008; Пучков, 2000).

В раннем венде, на фоне начавшегося общего подъема территории, рифтовые структуры, заложившиеся в рифее,

по-видимому, продолжали развиваться с формированием унаследованных Верхнекамской и Шкапово-Шиханской впадин (Пучков и др., 2014).

Большая часть вендских отложений представлена породами верхнего венда, формирование которых приходится на вступление Урало-Тиманской системы в орогенную стадию (Пучков, 2010). В это время произошел подъем территории; образовавшиеся обширные области сноса чередовались с сохранившимися рифтовыми зонами и межгорными и краевыми прогибами, в которых аккумуляровались отложения терригенной и вулканогенной молассы (Пактовский, 2019; Пучков и др., 2005).

Байкальский тектономагматический этап развития региона завершился на рубеже венда и кембрия, возможно, – в раннем-среднем кембрии. В дальнейшем, в течение палеозоя Волго-Уральский субрегион испытывает несколько крупных периодов воздымания (средний девон, поздняя пермь). В позднем девоне-раннем карбоне происходит унаследованное прогибание территории с образованием Камско-Кинельской системы прогибов (D_3fr-C_1t). В целом, в позднем палеозое формирование структурно-осадочных комплексов (рис. 4) подчиняется процессам развития проградирующего складчатого форланда Урала, а также развитию карбонатных платформ. В мезозое происходит пенеппенизация Уральского горноскладчатого сооружения. В настоящее время Уральское складчатое сооружение испытывает посторогенетическую активизацию под воздействием «альпийских» источников.

Унаследованное формирование протерозойских и палеозойских структур отдельных частей платформы,

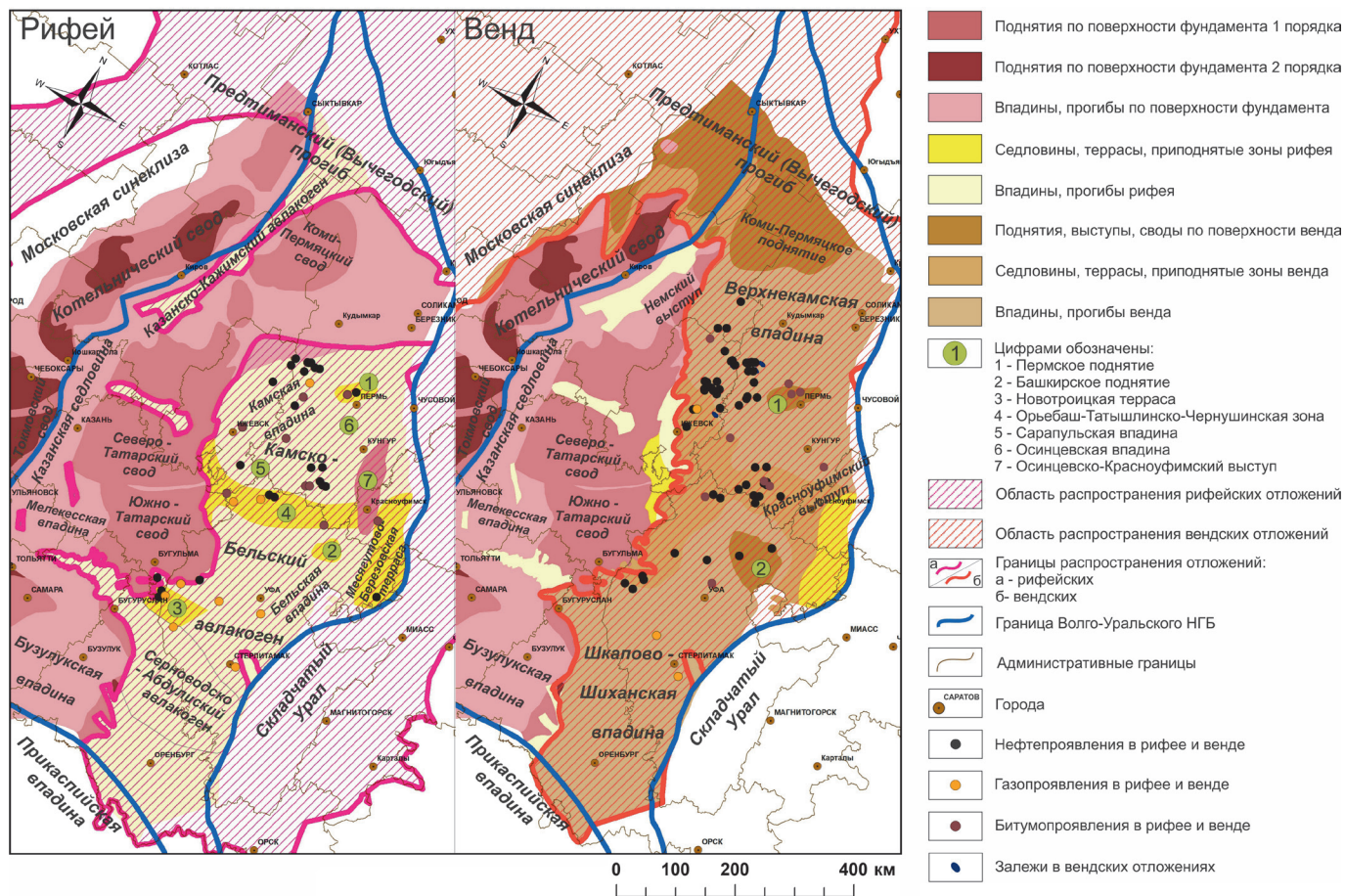


Рис. 3. Тектонические карты рифейских и вендских отложений с положением нефте-, газопроявлений

Геохимический показатель	Значение*	Скважины
	RF _{1kl}	
Сорг, %	0,01-0,08 (0,162)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Н.О., %	1,17-90,47 (41,5)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
β, %	0,11-100 (12,52)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бхл, %	0-0,156 (0,022)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Кн, %	0,0-2 (0,65)	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)

Табл. 1. Геохимическая характеристика отложений калтасинской свиты

По распределению нормальных алканов битумоиды калтасинской свиты могут быть условно разделены на пять групп.

Различия в распределении n-алканов, вероятно, контролируются генетической характеристикой битумоида (так как в отложениях калтасинской свиты встречаются прослой, обедненные ОВ) и катагенетической преобразованностью исходного для битумоида ОВ древнего докембрийского фитопланктона (рис. 8).

Битумоиды группы А (рис. 8А). Аллохтонно-паравтохтонные (β – до 30%) битумоиды получены практически из самых глубоководных 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-C₁₇-n-C₂₅). При этом, распределение характеризуется бимодальностью со вторым максимумом в области (n-C₂₇-n-C₃₀), что может указывать на наличие в толще нефти ранней генерации, образованной в карбонатных породах. Тем не менее, тип исходного органического вещества определяется как сапропелевый, образованный в восстановительных условиях (НЧ/Ч<1). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) низкое, что подтверждает сапропелевый тип ОВ и восстановительные обстановки диагенеза.

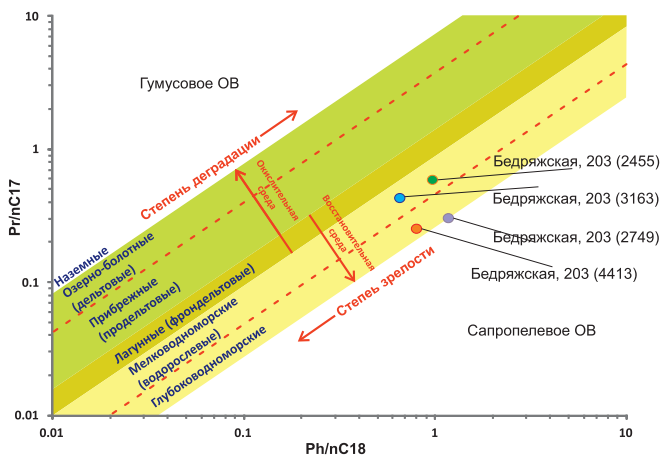


Рис. 5. Диаграмма Кеннона-Кессоу для образцов калтасинской свиты

Группа В (рис. 8В) паравтохтонно-автохтонных битумоидов (β = 8,33–20,34%) по глубинной привязке соответствует достаточно широкому диапазону глубин (от 2447,7 до 4282,5 м). Экстракты характеризуются бимодальным распределением n-алканов (максимумы на n-C₂₃₋₂₅; n-C₂₇₋₂₉). 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).

Битумоиды группы С – экстракты из пород ашитской подсвиты (рис. 8С) – автохтонные (β = 8,7%), в них присутствуют легкие n-алканы – с мономодальным распределением. Исходное ОВ здесь определяется как сапропелевое, катагенетически зрелое. При этом в образце (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

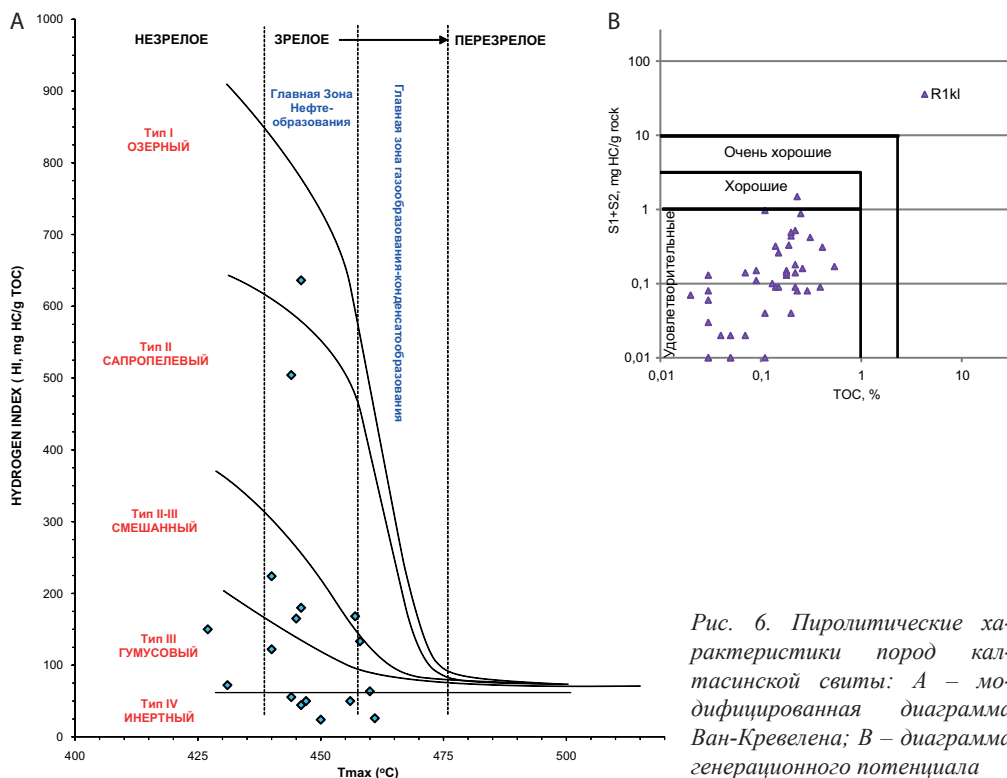


Рис. 6. Пиролизические характеристики пород калтасинской свиты: А – модифицированная диаграмма Ван-Кревелена; В – диаграмма генерационного потенциала

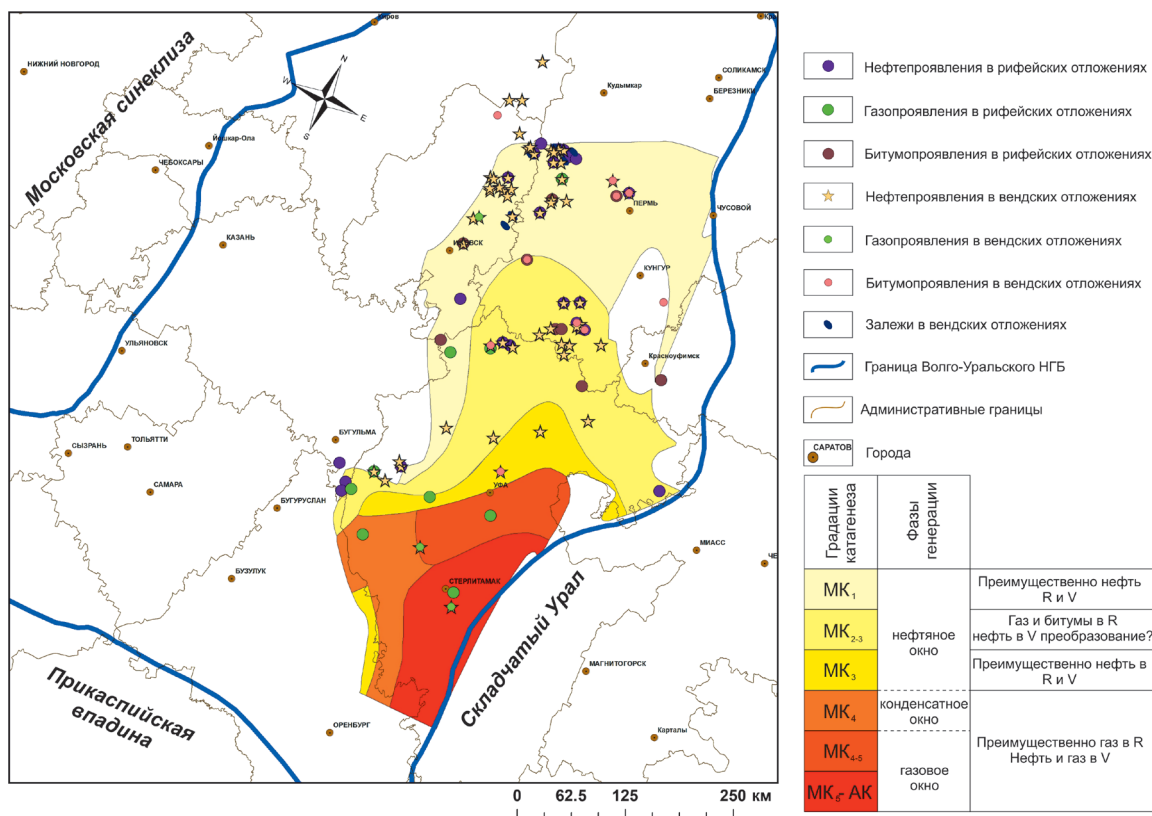


Рис. 7. Карта катагенетической зрелости отложений калтасинской свиты (по данным Карасевой Т.В.)

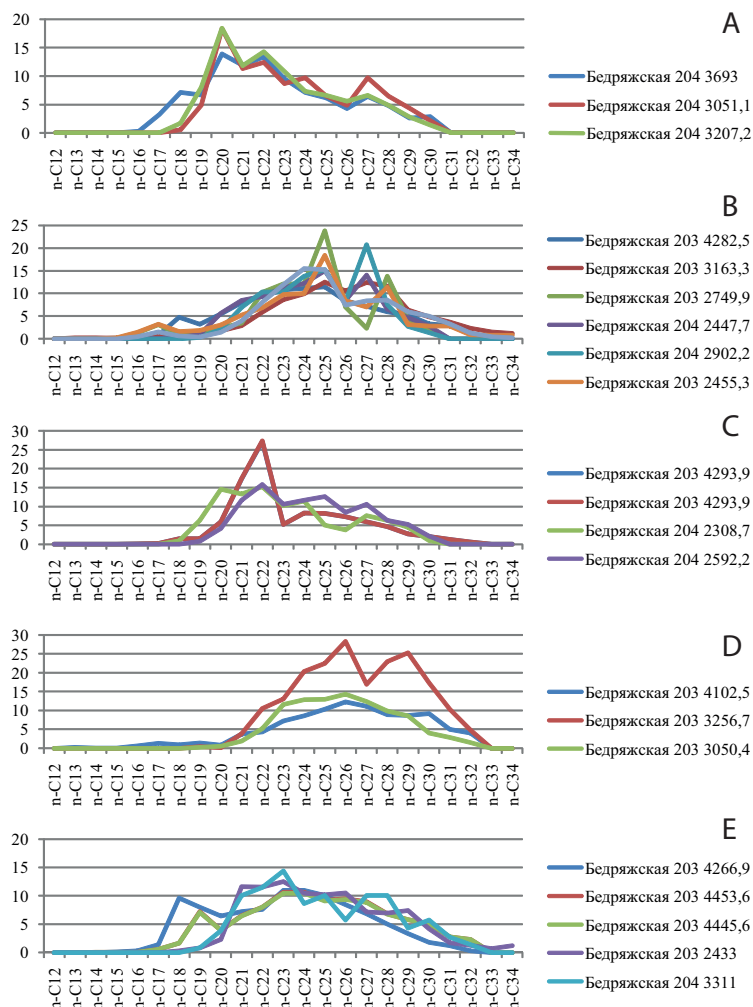


Рис. 8. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов

А лишь наличием слабовосстановительных и восстановительных обстановок осадконакопления.

Паравтохтонно-аллохтонные битумоиды группы D ($\beta = 22-100\%$) (рис. 8D) также получены из пород ашитской подсвиты, отобранных в широком интервале глубин (3050,4–4102,5 м), при этом так же как в группе В, здесь преобладают тяжелые гомологи n-алканов и нечетные члены этого гомологического ряда (по всей видимости за счет специфики исходного ОВ). Отношение пристана к фитану немногим больше 1.

С Паравтохтонно-аллохтонные битумоиды группы E ($\beta = 28,57-40\%$) (рис. 8E). Здесь для алканов нормального строения характерно мономодальное распределение с максимумом в области n-C₂₃-n-C₂₅, отношение Pr/Ph в целом меньше 1, что говорит о сапропелевом типе исходного ОВ, а также восстановительных условиях его преобразования в диагенезе. Интересно, что отношение нечетных гомологов n-алканов к четным примерно равно 1 или немного превышает 1.

Д Согласно данным С.Е. Башковой и Т.В. Белоконь (Башкова и др., 2008), степень преобразованности ОВ рифейских отложений варьирует в пределах МК₂-МК₃ (рис. 7).

Е В качестве наиболее благоприятных областей для поиска нефти и газа могут рассматриваться прибортовые части Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны, а также северные прибортовые части Камско-Бельского авлакогена (рис. 4, 13). Интересно, что в этой же части находится очаг генерации – Сарапульская палеовпадина. Из-за общего регионального погружения

платформенного комплекса в юго-восточном направлении территория современного платформенного Башкортостана характеризуется значительной катагенетической преобразованием пород рифея и венда. Нефтегазообразование здесь связано лишь с локальными участками развития нефтематеринских пород среднего-верхнего рифея, роль которых в формировании нефтегазоносности бассейна в целом значительно ниже, чем в северных районах Камско-Бельского авлакогена.

В целом, опираясь на знания о геологическом развитии территории, а также на положение о том, что рифей-вендские нефтематеринские толщи генерировали УВ в два этапа (Башкова и др., 2008), можно предположить, что основная генерация пришлась на границу позднего протерозоя (венда)-раннего палеозоя. Тем не менее, общий региональный подъем территории, происходивший в раннем-среднем палеозое, вероятно, способствовал разрушению сформировавшихся к этому времени залежей УВ. Об этом косвенно свидетельствуют находки тяжелых, вязких нефтей в вендских отложениях (Карасева и др., 2014). Такие нефти часто формируются в результате разрушения древних залежей при попадании их в зону гипергенеза, в данном случае – из-за инверсии тектонических движений в додевонское время и активной инфильтрации атмосферных вод. Запасы нефти второго этапа генерации до сих пор не оценены, тем не менее, некоторые исследователи предполагают, что именно в позднем палеозое происходили события, послужившие основной генерации жидких и газообразных углеводородов. На данный момент следы их зафиксированы в виде зон микроаккумуляции легких маслянистых и смолистых битумоидов в породах рифейского комплекса (Карасева, 2014).

Характеристика вендских пород, обогащенных ОВ

Вендские нефтематеринские толщи распространены практически повсеместно на территории Волго-Уральского НГБ (Станекзай, 2009), однако мощность их значительно меньше, чем у рифейских (до 1000 м). Стратиграфически НМТ вендского комплекса приурочены к интервалам развития аргиллитов кыквинской и верещагинской свит, объединенных в бородулинскую серию, а также к велвинской и краснокамской свитам кудымкарской серии верхнего венда (табл. 2).

Породы кыквинской свиты наиболее обогащены $S_{орг}$ (до 3,95 %) и $B_{хл}$ (до 0,625 %), что говорит о высоком нефтематеринском потенциале этих отложений, а также о том, что генерационные процессы уже идут (табл. 2). Тогда как породы верещагинской свиты и нерасчлененной бородулинской серии имеют геохимическую характеристику ($S_{орг}$, $\beta_{хл}$), указывающую на наличие миграционных процессов, происходящих в этих толщах. Данная особенность говорит о генерационно-аккумуляционных процессах, происходящих в вендских отложениях и об образовании нефтей на грациях катагенеза $МК_1$ - $МК_2$.

Интересно, что наличие «мертвого/инертинитового» пиролитического типа ОВ (рис. 9) обусловлено для данных толщ нарастающей ароматизацией ОВ во время диагенеза осадка с последующей его полимеризацией при метаморфизме (катагенезе) образующегося керогена (McKirby, 1974).

Геохимический показатель

Геохимический показатель	Значение*	Скважины
V₂br		
Сорг, %	0,1-0,7 (0,27)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Н.О., %	80,16-92,67 (87,24)	min – (Бедряжская, 204) max – (Бедряжская, 204)
β_{хл}, %	0,93-16,86 (6,16)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бхл, %	0,0002-0,118 (0,014)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Кн, %	0,12-2 (0,39)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бспб, %	0,0006-0,08 (0,029)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бп, %	0,0-0,1 (0,00074)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
Гуминовые кислоты, %	0,0-0,0019 (0,00008)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
V₂kk		
Сорг, %	0,02-3,95 (0,49)	min – (Дебесская, 603) max – (Дебесская, 603)
Н.О., %	6,7-98,1 (82)	min – (Глазовская) max – (Золотаревская, 96)
β_{хл}, %	0,04-74,07 (7,29)	min – (Золотаревская, 96) max – (Мишкинская, 185)
Бхл, %	0,0-0,625 (0,013)	min – (Глазовская, Дебесская, 603) max – (Золотаревская, 96)
Кн, %	0,03-2 (0,33)	min – (Центральная, 400) max – (Золотаревская, 96)
Бспб, %	0,0003-0,313 (0,027)	min – (Дебесская, 603) max – (Золотаревская, 96)
Бп, %	0,0-0,04 (0,0004)	min – >> max – (Золотаревская, 96)
V₂vr		
Сорг, %	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)
Бхл, %	0,0003-0,156 (0,016)	min – (Дебесская, 603) max – (Ельниковская, 45)
Кн, %	0,05-0,075 (0,683)	min – (Дебесская, 603) max – (Дебесская, 603)
Бспб, %	0,0006-0,118 (0,034)	min – >> max – (Дебесская, 603)

* - min-max (среднее)

Табл. 2. Геохимическая характеристика отложений бородулинской серии, кыквинской и верещагинской свит

Тип ОВ (V_{2br}), согласно диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 10), определяется как сапропелевый, накопление которого происходило в восстановительных и резковосстановительных условиях относительно глубоководного морского бассейна. Указанная особенность подтверждается также и характером распределения n-алканов (рис. 11).

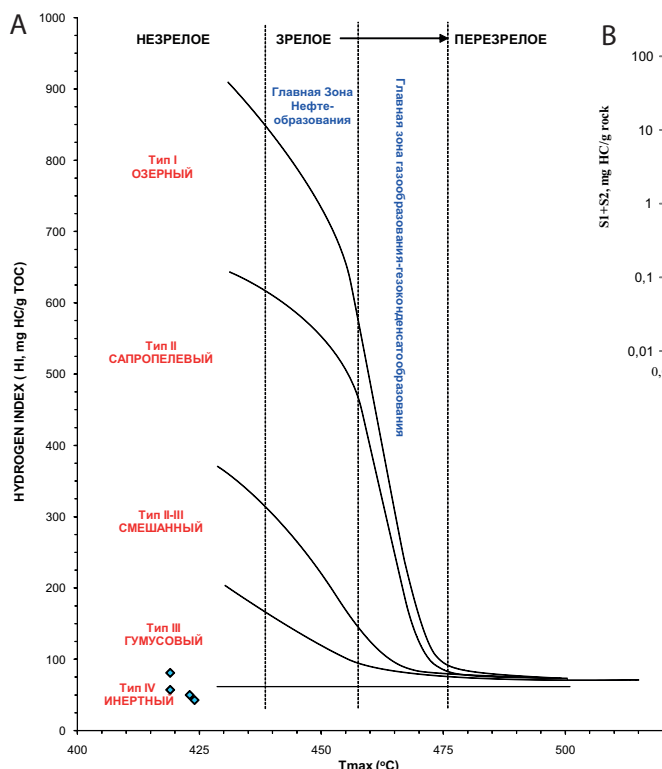


Рис. 9. Пиролитические характеристики пород бородулинской серии: А – модифицированная диаграмма Ван-Кревелена; В – диаграмма генерационного потенциала

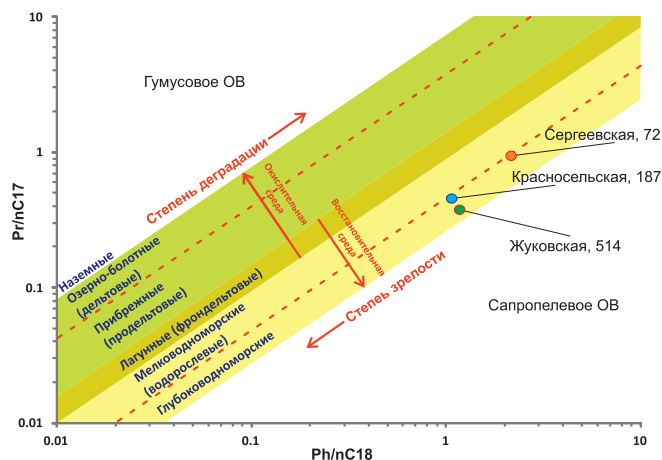


Рис. 10. Диаграмма Кеннона-Кессоу для образцов бородулинской серии

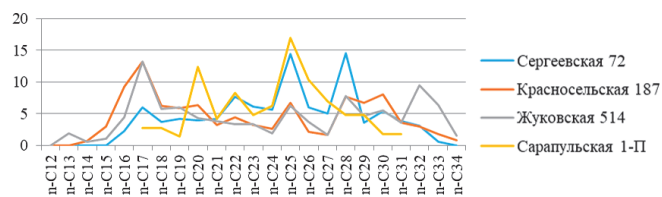


Рис. 11. Графики распределения членов гомологического ряда n-алканов битумоидов верещагинской свиты

Характеристика коллекторов и покрышек рифея-венда Камско-Бельского авлакогена

Нефтегазопроявления, связанные с рифейско-вендскими отложениями характерны в основном для Верхнекамской впадины Камско-Бельского авлакогена. Они сконцентрированы главным образом в верхней части рифея на контакте с вендом и в нижней части ласьвинской

серии венда – на трёх стратиграфических уровнях (рис. 2).

Скопления нефти и газа в рифейских отложениях можно ожидать как в поверхностной зоне трещиноватых песчаников и кавернозных доломитов, связанной с предвендским перерывом, так и внутри рифейского разреза. В первом случае зона аккумуляции в поверхностных слоях рифея и прилегающих слоях венда является единой с перекрывающими кыквинской и верещагинской глинистыми покрышками. Примером такого скопления является Сивинская нефтяная залежь.

По разрезу рифея зоны аккумуляции нефти и газа могут быть связаны с терригенными толщами арланской подсвиты нижнего рифея, тукаевской свиты среднего рифея и леонидовской свиты верхнего рифея. В песчаниках названных свит отмечены многочисленные нефтепроявления (Клевцова и др., 1982). Эти толщи развиты в центральной и юго-восточной малоизученных частях Камско-Бельского авлакогена, в зоне их погружения до глубин 5000 м и более.

Качество природных резервуаров нефти и газа будет определяться коллекторскими свойствами песчаников, которые обычно ухудшаются с глубиной. Наиболее перспективными являются песчаники леонидовской свиты, которые на глубинах 2200–2600 м обладают хорошими коллекторскими свойствами – их пористость достигает 15–25%, а проницаемость – 420 мД.

Различия в характере зон нефтегазонакопления в пределах вендских впадин обусловлены различными палеотектонической и палеогеографической обстановками вендского осадконакопления в Бирско-Шкаповском и Верхнекамском осадочных бассейнах.

В вендских породах интенсивные нефтегазопроявления приурочены к песчанистым пластам кыквинской и верещагинской свит бородулинской подсерии и установлены в ряде скважин (рис. 4). В отдельных разрезах нефтенасыщены базальные слои венда и подстилающие их трещиноватые песчаники рифея.

Впервые на Восточно-Европейской платформе (на территории Верхнекамской впадины, Пермский край) были открыты залежи нефти в вендских отложениях – Ларионовская и Сивинская. Залежи связаны со структурными ловушками, сформированными породами рифея и венда над горстовидными поднятиями.

Нефтепроявления в кыквинской свите приурочены к мелко-, средне- и разнотернистым полимиктовым песчаным коллекторам с включениями гравийных зерен. Их пористость изменяется от 6 до 14 %, проницаемость может достигать 170 мД. Общая мощность базальных песчаников кыквинской свиты достигает 36 м. Над базальными песчаниками залегает пачка аргиллитов, выше – терригенно-глинистые толщи верещагинской, велвинской и краснокамской свит. Общая мощность вендских отложений на Сивинском поднятии составляет более 600 м.

В соответствии с приведёнными данными территория западной и юго-восточной частей Верхнекамской впадины, где развиты отложения бородулинской серии (базальные толщи кыквинской и верещагинской свит), рассматривается как перспективная в отношении поисков вендских залежей нефти, которые могут быть связаны с локальными поднятиями и ловушками структурно-литологического типа, обусловленными выклиниванием пластов-коллекторов к сводам локальных поднятий. Например, на склонах Коми-Пермяцкого свода, где установлено региональное выклинивание пластов-коллекторов кыквинской и верещагинской свит, перекрытых глинистой покрывшей мощностью 100–80 м (Клевцова и др., 1982).

Восточная (Приуральская) часть Верхнекамской впадины рассматривается рядом авторов (Клевцова и др., 1982) как возможно перспективная в отношении нефтеносности, но малоизученная. Учитывая благоприятные палеотектонические условия преобразования органического вещества, в наиболее прогнутах зоне Верхнекамской впадины, в вендских отложениях, можно ожидать скопления углеводородных соединений.

Отложения нижнего венда Бирско-Шкаповской и Верхнекамской впадин, не содержащие глинистых покрывок, отнесены к разряду малоперспективных. Исключается, что при более детальных исследованиях здесь могут быть обнаружены локальные флюидопоры, которые могли способствовать формированию мелких скоплений УВ в ловушках за счет различий в их строении.

Критерии прогноза нефтегазоносности рифей-вендского комплекса

Несмотря на довольно фрагментарную изученность пород рифея и венда Камско-Бельского авлакогена, рядом авторов сформулированы критерии для оценки его перспективности.

Согласно И.А. Козловой и М.А. Шадринной (Козлова, Шадринна, 2013), для рифей-вендского комплекса выделяются следующие критерии, определяющие его нефтегазоносность:

- Мощность нефтематеринских прослоев;
- $C_{\text{орг}}$ – показатель производительности толщи;
- $S_1 + S_2$ – показывающий полный нефтяной потенциал НМТ.

По представлениям авторов основная нефтегазоносность рифей-вендского комплекса на территории северной части Камско-Бельского авлакогена приурочена к современным очертаниям обрамляющих положительных структур Верхнекамской впадины, унаследованной от Сарапульской палеовпадины.

К подобным выводам приходит также Л.Ф. Гиниятова с соавторами (2017), они приводят следующие положения:

- Зональность развития нефтегазобитумопроявлений в рифейских отложениях совпадает с зонами развития в них материнских пород, что свидетельствует об их генетической связи (рис. 3, рис. 7);

- Зоны развития нефтегазобитумопроявлений в вендских отложениях тяготеют к районам Камско-Бельского авлакогена, в котором преобладают рифейские материнские породы. Области развития только вендских отложений на севере Верхнекамской впадины,

несмотря на выявление материнских пород, не содержат нефтегазобитумопроявлений;

Полученные ими выводы свидетельствуют о важности рифейских материнских пород в генерации УВ в протерозое и указывают на возможную вертикальную миграцию нефти в вендские образования;

- Преобладание выявленных залежей нефти в северной и северо-западной бортовых зонах Камско-Бельского рифейского авлакогена, возможно, связано с первоначальной миграцией из его внутренних зон (рис. 3).

Карасева Т.В. с соавторами (2014) пишет, что «... распределение жидких и газообразных УВ может быть объяснено вступлением нижележащих рифей-вендских НМТ в зону ГЗН и ГЗГ. При этом в случае вертикальных (восходящих) движений, сменяющих устойчивое погружение осадочного комплекса, происходит выравнивание пластового давления и давления насыщения газа. В этом случае может наступить этап струйного выделения УВ газа из пластовых вод и миграция газа в свободной фазе. При газообразовании или выделении газов из пластовых вод в свободное состояние (вследствие изменения термобарических условий или тектонической активности), может происходить переформирование нефтяных залежей по принципу дифференциального улавливания, в том числе и рассеивание нефти. Увеличение давления и температуры с глубиной приводит к уплотнению пород, сокращению порового пространства, и вместе с тем – к возникновению дополнительной трещиноватости, как возможных путей миграции УВ». В связи с этим можно предположить, что процессы катагенетического превращения ОВ и миграции УВ происходили в основном в условиях гидростатических давлений (Яковлев, Башкова, 2018).

По всей видимости, латеральная миграция для нефти ограничивалась первыми десятками километров, вертикальная во многих районах достигала вендских отложений и в единичных случаях (Поломское, Чубойское месторождения) палеозойских комплексов. Миграция на более значительные расстояния возможна, по всей видимости, лишь для газов.

В дополнение к обозначенным выше критериям прогноза нефтегазоносности рифей-вендского комплекса мы считаем важными учесть следующие факторы, контролирующие ее формирование:

Стадия катагенетического преобразования ОВ пород – не выше МК₃;

Наличие сопряженных с очагом коллекторских толщ и ловушек – в прибортовых частях Камско-Бельского авлакогена;

Наличие флюидодинамической связи между НМТ и коллекторами (рис. 12).

На основании обобщения и дополнения имеющихся данных (Башкова и др., 2009), нами построены карты перспектив нефтегазоносности для рифейских и вендских отложений (рис. 13).

Проведенные исследования показали, что наиболее благоприятными зонами для обнаружения углеводородных соединений, сгенерированных рифей-вендскими НМТ, являются внутренние прибортовые зоны Сарапульской палеовпадины, а также зоны развития коллекторов в пределах Орьбаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны фундамента Камско-Бельского авлакогена (рис. 13).

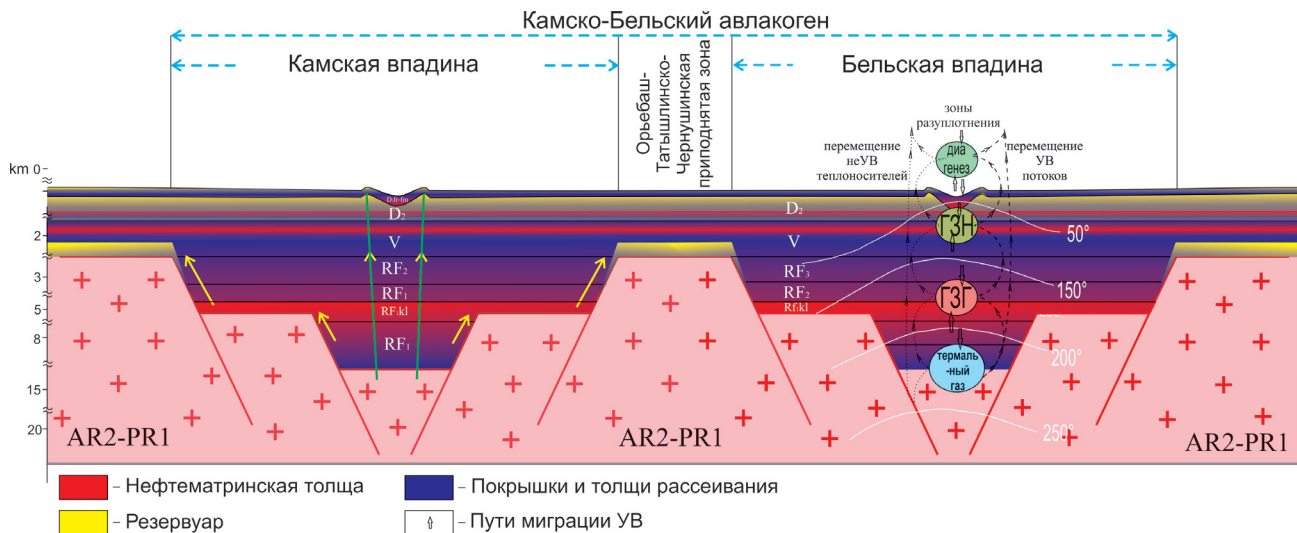


Рис. 12. Схематическое распределение элементов рифей-вендской УВ системы в разрезе Камско-Бельского авлакогена (на основе флюидодинамической модели нефтеобразования Соколова и др., 1999)

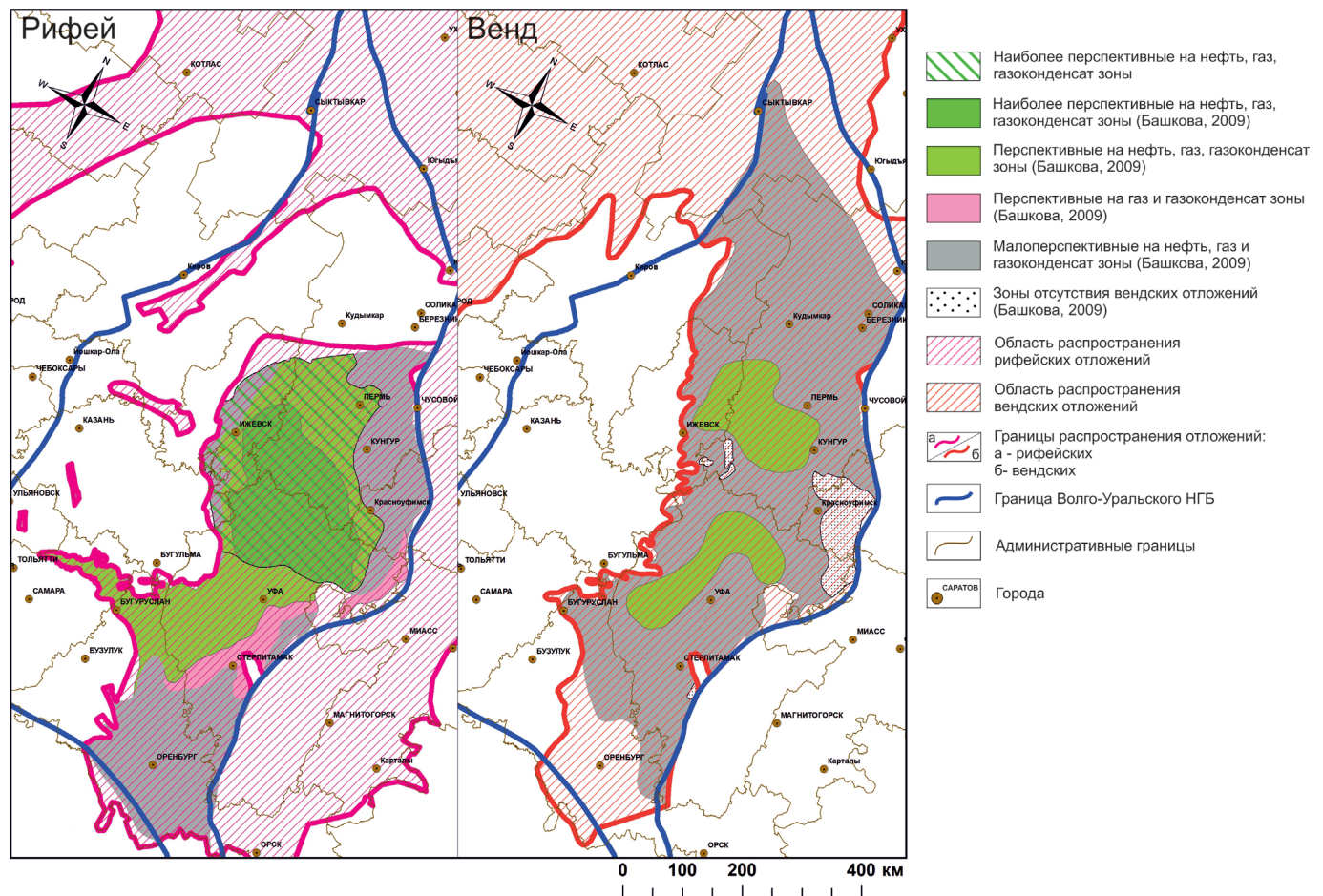


Рис. 13. Карта перспектив нефтегазоносности рифей-вендского НГК (на основе данных Башковой, 2009)

Хочется заметить, что до сих пор остаются нерешенными ряд вопросов, связанных с нефтегазоносностью северной части Камско-Бельского авлакогена:

- Рифей-вендский комплекс недостаточно полно охарактеризован с геолого-геохимической точки зрения – в связи с недостаточностью его изученности бурением;
- Пока не обнаружены геохимические характеристики, позволяющие однозначно соотнести нефти палеозоя с НМТ рифея-венда, даже аналитические исследования (биомаркерного состава нефтей и ОВ и изотопного состава

углерода нефтей и ОВ) проведены лишь точно.

В связи с этим, авторам представляется очевидной необходимость проведения дальнейших исследований отложений протерозоя и палеозоя Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, так как с древними отложениями (как с НМТ и как с резервуарами) вероятно связаны новые перспективные на нефть объекты этого старейшего НГБ.

Среди рекомендаций для более обоснованного прогноза нефтегазоносности рифей-вендской нефтяной системы можно обозначить современные комплексные

геохимические аналитические исследования имеющегося каменного материала и флюидов, а также численное геолого-геохимическое моделирование нефтяных систем этой части Волго-Уральского НГБ.

Благодарности

Коллектив авторов выражает большую благодарность рецензентам за обширный и всеобъемлющий разбор нашей публикации и внесенные правки.

Литература

Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Башкова С.Е. (2009). Комплексный анализ критериев и показателей прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Пермь, 198 с.

Башкова С.Е., Белоконов Т.В. (2008). Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП на основе общей модели формирования месторождений УВ. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 11–21.

Башкова С.Е., Карасева Т.В., Гиниятова Л.Ф. (2017). О перспективах нефтегазоносности отложений ниже освоенных промышленностью глубин в Волго-Уральской НГП. *Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сб. ст.* Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, с. 6–15.

Галимов Э.М., Винниковский С.А., Пьянков Н.А., Кузнецова Н.Г. (1972). Генетические типы нефтей Пермского Прикамья по изотопному составу углерода. *Геология нефти и газа*, 1.

Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасева Т.В. (2017). Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью. *Вестник Пермского университета. Геология*, 16(3), с. 275–282.

Дьяконова О.Б. (2009). Эволюция литогенеза рифейских отложений юга Камско-Бельского авлакогена. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Уфа, 159 с.

Карасева Т.В. (2006). Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса европейской части России. Отчет по гос. контракту № АТ-03-28/829. Ярославль: Недра, 821 с.

Карасева Т.В., Щербинина Н.Е., Быков В.Н., Белоконов А.В., Башкова С.Е. (2014). О дальнейшем развитии геологоразведочных работ на нефть и газ в протерозойских отложениях европейской части России. *Нефтегазовое дело*, 3, с. 1–16. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-3-1-16>

Клевцова А.А., Флоренская Т.В., Калистова Е.А. (1982). Выявление зон, наиболее благоприятных для скопления нефти в рифейско-вендских отложениях восточных и центральных областей Русской платформы. Отчет. Москва: ВНИГНИ, 164 с.

Коблова А.З., Фрик М.Г., Белоконов Т.В., Проворов В.М. (1984). Применение изотопного состава углерода, для генетической идентификации нефти. *X Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии. Тезисы докладов*. Москва, с. 173.

Козлова И.А., Шадрин М.А. (2013). Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*, 12(8), с. 18–27. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2013.8.2>

Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. (1996). Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.

Максимов С.П., Панкина Р.Г. (1978). Изотопный состав серы, углерода и водорода протерозойских нефтей Советского Союза и некоторые вопросы их генезиса. *Тез. докл. VII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии*. Москва.

Наливкин В.Д., Куликов Ф.С., Морозов С.Г., Слепов Ю.Н. (1964). Новый крупный авлакоген на востоке Урало-Поволжья. *Геология нефти и газа*, 3, с. 14–17.

Никитина М.В. (2014). 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, 10, с. 18–30. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2014.10.2>

Оловянишников В.Г. (2000). Условия формирования верхнекембрийского комплекса северо-востока Европейской платформы. 4 региональное Уральское совещание «Осадочные бассейны: закономерности строения и эволюции, минералогия». Екатеринбург, с. 27–31.

Пактовский Ю.Г. (2019). Стадийность геологического развития территории Южного Притиманья в позднем протерозое. *Вестник Пермского университета. Геология*, 18(2), с. 108–124.

Панкина Р.Г., Максимов С.П., Гурьева С.А. (1976). Изотопный состав углерода и серы, содержащихся в древнейших нефтях на территории Советского Союза. *Нефтегазовая геология и геофизика*, 2.

Проворов В.М., Неганов В.М., Передереева Г.Л., Медведева Н.В., Ехлаков Ю.А., Соснин Н.Е., Мягкова Л.В., Фрик М.Г., Серкин М.Ф., Ишеева Т.Н. (2007). Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена. *Вестник Пермского Университета. Геология*, 4(9), с. 32–45.

Пучков В.Н. (2000). Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: ГИЛЕМ, 146 с.

Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 280 с.

Пучков В.Н., Козлов В.И. (2005). Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области. *Георесурсы*, 1(16), с. 24–27.

Пучков В.Н., Сергеева Н.Д., Ратов А.А. (2014). Отложения нижнего венда на Южном Урале: особенности состава и строения. *Геологический сборник № 11*, с. 22–36.

Светлакова А.Н. (2008). Строение вендско-рифейских отложений и фундамента на востоке Восточно-Европейской платформы по региональным сейсмическим профилям №3 и №7. *Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий*, 7, с. 81–85.

Сергеев В.Н., Сергеева Н.Д., Сперлинг Э.А., Шарма Мукунд, Воробьева Н.Г. (2018). 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, с. 147–156.

Сергеева Н.Д., Пучков В.И., Ратов А.А. (2015). Аналоги аршинских вулканитов завершающего рифея в Волго-Уральской области (скважина 1 Кипчакская) и их стратиграфическое значение. *Вестник АНРБ*, 20, 2(78), с. 25–33.

Соколов Б.А., Абля Э.А. (1999). Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. Москва: ГЕОС. 76 с.

Станекзай Н.М. (2009). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендских отложений платформенного Башкортостана. *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук*. Уфа: с. 154.

Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области (2000). Объяснительная записка. Под ред.: Мемихатова М.А., Шик С.М. Уфа, 81 с.

Стратиграфический кодекс России (2019). Сост. А.И. Жамойда и др. 3-е изд., испр. и доп. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 92 с.

Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Сулова А.А., Завьялова А.П. (2019). Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов. *Георесурсы*, 21(2), с. 4–12.

Хопта И.С. (2019). Формации и изменение седиментации нижнего и среднего рифея северной части Камско-Бельского авлакогена. *Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сб. ст.* С. 357–363.

Яковлев Ю.А., Башкова С.Е. (2018). Гидрогеологические условия докембрийских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях. *Экспозиция Нефть Газ*, 2(62), с. 11–16.

McKirdy D.M. (1974). Organic geochemistry in precambrian research. *Precambrian Research*, 1. pp. 75–137. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(74\)90019-9](https://doi.org/10.1016/0301-9268(74)90019-9)

Сведения об авторах

Дмитрий Дмитриевич Кожанов – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: dimitriykozoz@gmail.com

Мария Александровна Большакова – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Иван Сергеевич Хопта – старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, Букирева, 15

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Ярослав Александрович Заглядин – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Сергеевна Борисова – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Анна Петровна Завьялова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Виталия Валерьевна Чупахина – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Тимур Рустамович Сахабов – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;

Принята к публикации 12.05.2021; Опубликовано 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin)

D.D. Kozhanov^{1}, M.A. Bolshakova¹, I.S. Khopta², A.V. Mordasova¹, A.V. Stoupakova¹, Ya.A. Zaglyadin¹, M.S. Borisova¹, T.R. Sakhabov¹, A.P. Zavyalova¹, V.V. Chupakhina¹*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Perm State University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitrii D. Kozhanov, e-mail: dimitriykozz@gmail.com

Abstract. Riphean-Vendian Petroleum system of Volga-Ural Basin (Northern part, Kama-Belsky aulacogen) main elements are described. Reservoirs and properties of them (porosity and permeability), source rocks are characterized geochemically by results of pyrolysis, extraction, gas chromatography.

To understand the conditions of Volga-Ural Proterozoic petroleum system formation were analyzed lots of publications and collected huge dataset (regional geological data, seismic, well data, geochemical data and so on). Were made maps of Riphean-Vendian tectonics and location in North part of Volga-Ural Basin. The main characteristics important for petroleum system formation and oil and gas prospects estimation were indicated.

Keywords: Kama-Belsky aulacogen, Riphean, Vendian, Source Rock, oil and gas, Petroleum system, Volga-Ural Basin.

Recommended citation: Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Zaglyadin Ya.A., Borisova M.S., Sakhabov T.R., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V. (2021). Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>

Acknowledgments

The authors would like to thank the reviewers for their extensive and comprehensive review of our publication and the corrections they made.

References

- Bashkova S.E. (2009). Comprehensive analysis of the criteria and indicators for predicting the oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Perm, 198 p. (In Russ.)
- Bashkova S.E., Belokon T.V. (2008). Forecast of the oil and gas content of the Riphean and Vendian of the Volga-Ural oil and gas province based on the general model of the hydrocarbon fields formation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 9, pp. 11–21. (In Russ.)
- Bashkova S.E., Karaseva T.V., Giniyatova L.F. (2017). Prospects for the oil and gas content of sediments below the industrialized depths in the Volga-Ural oil and gas province. *New directions of oil and gas geology and geochemistry: Coll. papers.* Perm: Perm State University, pp. 6–15. (In Russ.)
- Bazhenova T.K. (2016). Oil and gas source formations of ancient platforms of Russia and oil and gas potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016
- Dyakonova O.B. (2009). Evolution of lithogenesis of the Riphean deposits in the south of the Kama-Belsk aulacogen. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Ufa, 159 p. (In Russ.)
- Galimov E.M., Vinnikovskiy S.A., Pyankov N.A., Kuznetsova N.G. (1972). Genetic types of oils in the Perm Kama region by carbon isotopic composition. *Geologiya Nefi i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 1. (In Russ.)

- Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karaseva T.V. (2017). Analysis of the development of the Riphean-Vendian deposits of the northeastern part of the Volga-Ural oil and gas field in connection with their oil and gas content. *Vestnik Permskogo Universiteta: Seria Geologia = Perm University Bulletin. Geology*, 16(3), pp. 275–282. (In Russ.)
- Karaseva T.V. (2006). To develop a set of criteria for the quantitative assessment of predicted resources and to forecast the oil and gas content of the Riphean-Vendian complex of the European part of Russia. Report. Yaroslavl: Nedra, 821 p. (In Russ.)
- Karaseva T.V., Shcherbinina N.E., Bykov V.N., Belokon A.V., Bashkova S.E. (2014). On the further development of geological exploration for oil and gas in the Proterozoic deposits of the European part of Russia. *Neftegazovoe delo*, 3, pp. 1–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-3-1-16>
- Khopta I.S. (2019). Formations and changes in sedimentation of the Lower and Middle Riphean of the northern part of the Kama-Belsk aulacogen. *New directions of oil and gas geology and geochemistry: Coll. papers*. Perm: Perm State University, pp. 357–363. (In Russ.)
- Klevtsova A.A., Florenskaya T.V., Kalistova E.A. (1982). Identification of the zones most favorable for the accumulation of oil in the Riphean-Vendian deposits of the eastern and central regions of the Russian platform. Report. Moscow: VNIGNI, 164 p. (In Russ.)
- Koblova A.Z., Frick M.G., Belokon T.V., Provorov V.M. (1984). Application of the isotopic composition of carbon for the genetic identification of oil. *X All-Union Symposium on Stable Isotopes in Geochemistry: Abstracts*. Moscow, p. 173. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. (1996). Global regularities of oil and gas content of the Earth's Precambrian. *Russian Geology and Geophysics*, 37(8), pp. 6–42. (In Russ.)
- Kozlova I.A., Shadrina M.A. (2013). Geological and geochemical assessment of the possibility of oil and gas formation in the Upper Proterozoic sediments in the Perm Territory. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo*, 12(8), pp. 18–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2013.8.2>
- Maksimov S.P., Pankina R.G. (1978). Isotopic composition of sulfur, carbon and hydrogen of Proterozoic oils of the Soviet Union and some questions of their genesis. *VII All-Union Symposium on Stable Isotopes in Geochemistry: Abstracts*. Moscow. (In Russ.)
- McKirdy D.M. (1974). Organic geochemistry in precambrian research. *Precambrian Research*, 1, pp. 75–137. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(74\)90019-9](https://doi.org/10.1016/0301-9268(74)90019-9)
- Nalivkin V.D., Kulikov F.S., Morozov S.G., Slepov Yu.N. (1964). New large aulacogen in the east of the Ural-Volga region. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 3, pp. 14–17. (In Russ.)
- Nikitina M.V. (2014). Features of the geological structure and spatial distribution of industrial oil and gas content of the main productive complexes of the Riphean-Vendian on the Perm Territory. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo*, 10, pp. 18–30. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2014.10.2>
- Olovyanishnikov V.G. (2000). Conditions for the formation of the Upper Precambrian complex in the northeast of the European Platform. *4th Regional Ural meeting: Sedimentary basins: patterns of structure and evolution, mineralogy*. Yekaterinburg, pp. 27–31. (In Russ.)
- Paktovskiy Yu.G. (2019). Stages of geological development of the territory of the South Pritiman'e in the Late Proterozoic. *Vestnik Permskogo Universiteta: Seria Geologia = Perm University Bulletin. Geology*, 18(2), pp. 108–124. (In Russ.)
- Pankina R.G., Maksimov S.P., Gurieva S.A. (1976). Isotopic composition of carbon and sulfur contained in the oldest oils on the territory of the Soviet Union. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 2. (In Russ.)
- Provorov V.M., Neganov V.M., Peredreeva G.L., Medvedeva N.V., Ekhlakov Yu.A., Sosnin N.E., Myagkova L.V., Frick M.G., Serkin M.F., Isheeva T.N. (2007). Prospects for the oil and gas potential of the Riphean-Vendian sediments of the Bedryazhskaya area and adjacent regions of the Kaltasa aulacogen. *Vestnik Permskogo Universiteta: Seria Geologia = Perm University Bulletin. Geology*, 4(9), pp. 32–45. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2000). Paleogeodynamics of the Southern and Middle Urals. Ufa: GILEM, 146 p. (In Russ.)
- Puchkov V.N. (2010). Geology of the Urals and the Cis-Urals (stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DesignPoligrafService, 280 p. (In Russ.)
- Puchkov V.N., Kozlov V.I. (2005). Peculiarities of tectonics of the Volga-Ural oil and gas region. *Georesursy = Georesources*, 1(16), pp. 24–27. (In Russ.)
- Puchkov V.N., Sergeeva N.D., Ratov A.A. (2014). Lower Vendian deposits in the Southern Urals: compositional and structural features. *Geologicheskyy sbornik*, 11, pp. 22–36. (In Russ.)
- Sergeev V.N., Sergeeva N.D., Sperling E.A., Sharma Mukund, Vorobieva N.G. (2018). Microbiota of the Kaltasin Formation of the Lower Riphean of the Volga-Ural Region in the Light of the New Concept of Oxygenization of the Proterozoic Ocean. *Geology, minerals and problems of geocology of Bashkortostan: Coll. papers*. Ufa: RIO IG UFITS RAS, pp. 147–156. (In Russ.)
- Sergeeva N.D., Puchkov V.I., Ratov A.A. (2015). Analogs of the Arsha volcanics of the final Riphean in the Volga-Ural region (well 1 Kipchakskaya) and their stratigraphic significance. *Vestnik ANRB*, 2(78), pp. 25–33. (In Russ.)
- Sokolov B.A., Ablya E.A. (1999). Fluid-dynamic model of oil and gas formation. Moscow: GEOS, 76 p. (In Russ.)
- Stanekzay N.M. (2009). Geological structure and oil and gas potential of Vendian deposits of the Bashkortostan platform. *Abstract. cand. geol.-min. sci. diss*. Ufa: 154 p. (In Russ.)
- Stoupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zavyalova A.P. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12>
- Stratigraphic Code of Russia (2019). Compiled by A.I. Zhamoyda et al. 3rd ed. St. Petersburg: VSEGEI, 92 p. (In Russ.)
- Stratigraphic diagram of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region (2000). Explanatory letter. Edited by M.A. Memikhatova, S.M. Shik. Ufa, 81 p. (In Russ.)
- Svetlakov A.N. (2008). The structure of the Vendian-Riphean deposits and basement in the east of the East European platform according to regional seismic profiles No. 3 and No. 7. *Geology, minerals and problems of geocology of Bashkortostan, the Urals and adjacent territories*, 7, pp. 81–85. (In Russ.)
- Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E. (2018). Hydrogeological conditions of pre-Devonian sediments in the northeastern regions of the Volga-Ural oil and gas province and adjacent territories. *Expozitsiya, Neft, Gas*, 2(62), pp. 11–16. (In Russ.)

About the Authors

Dmitrii D. Kozhanov – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ivan S. Khopta – Senior lector, Regional and Petroleum Geology Department, Perm State University

15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yaroslav A. Zaglyadin – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria S. Borisova – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vitaliya V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Timur R. Sakhabov – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;

Accepted 12 May 2021; Published 25 May 2021