

Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования)

Д.Д. Кожанов^{1*}, М.А. Большакова¹, И.С. Хопта²

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

²Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

В ходе работы проведено двумерное бассейновое моделирование по региональным профилям (субширотному и субмеридиональному). При моделировании использовался программный комплекс МГУ имени М.В. Ломоносова. В моделях учтены особенности геологического строения отложений рифея северной части Камско-Бельского авлакогена и перестилающих его комплексов венда-палеозоя.

При моделировании использованы полученные в последнее время данные об особенностях развития указанного региона (с учетом оценки мощности эродированных отложений рифея-венда), а также об особенностях органического вещества древних докембрийских отложений.

В результате, выявлены границы нефтяного и газового окна, геотемпературный градиент. Основной тип залежей согласно результатам 2D бассейнового моделирования – антиклинальные (пластово-сводовые) и стратиграфически экранированные.

Получены данные, свидетельствующие, во-первых, о двух стадиях генерации углеводородов нефтематеринскими толщами рифея-венда (первый этап приходится на конец раннего рифея, второй – на венд-конец позднего карбона), а, во-вторых, о преобладающей доле рифейско-вендского комплекса нефтематеринских толщ в формировании нефтегазоносности осадочного чехла в пределах прибортовых зон северной – северо-западной части Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Генерация углеводородов нефтематеринскими толщами рифея-венда и позднего девона-раннего карбона продолжается до сих пор, однако имеет скорее «инерционный характер».

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

Для цитирования: Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. (2022). Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования). *Георесурсы*, 24(3), с. 113–128. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12>

Введение

Моделирование процессов нефтегазообразования, происходивших на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), является важной задачей при проектировании геологоразведочных работ. Одним из интересных, но слабоизученных объектов являются рифейские отложения прибортовой зоны Камско-Бельского авлакогена (КБА), а также перестилающие их комплексы венда-палеозоя.

Получено много информации о геологическом строении и геохимических особенностях нефтегазоносных комплексов изучаемого бассейна, но они позволяют лишь косвенно судить о масштабах генерации жидких и газообразных углеводородов (УВ), а также об истинных источниках нефти и газа (Баженова, 2016; Башкова, 2009; Белоконов и др., 2001; Гиниятова и др., 2017; Козлова, Шадрин, 2013).

Построение геолого-геохимической бассейновой модели позволит комплексно использовать данные об

углеводородных системах севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, полученные ранее.

Целью данного исследования является оценка влияния нефтематеринских толщ (НМТ) рифея-венда (RF-V) на формирование нефтегазоносности пород палеозоя в пределах прибортовых зон КБА.

Для достижения цели решались следующие задачи:

1) Сбор и систематизация геолого-геохимической информации по северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (ВУ НГБ);

2) Построение двумерных бассейновых моделей;

3) Анализ работы углеводородных систем севера Волго-Уральского НГБ;

4) Оценка влияния углеводородов, сгенерированных НМТ рифея-венда, на формирование нефтегазоносности пород палеозоя (в пределах прибортовых зон КБА).

Изучение пород рифейско-вендского комплекса Волго-Уральского субрегиона началось еще в 60-х годах прошлого века. Начиная с этого времени были получены существенные данные о стратиграфии указанных отложений, которые впоследствии дополнялись и уточнялись уже в наше время (2016–2021 гг.). Однако рассмотрение этих толщ как потенциального нефтегазоносного комплекса началось сравнительно недавно.

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

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Вопросами нефтегазоносности рифейско-вендского осадочного комплекса северной части Волго-Уральского НГБ достаточно подробно занимались такие исследователи, как Т.В. Карасева (Белоконь), С.Е. Башкова, И.А. Козлова, М.А. Шадрина, Р.Х. Масагутов, Т.К. Баженова, Е.В. Лозин и др.

Проведенные нами ранее исследования (Кожанов и др., 2021) показали, что наиболее благоприятными зонами для обнаружения нефти и газа, 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.

Однако полученные выводы относятся к самому рифейско-вендскому комплексу, тогда как вышележащие комплексы палеозоя в рамках единой углеводородной системы практически не рассматриваются.

Главная роль в формировании нефтегазоносности пород палеозоя большинством современных исследователей отводилась именно НМТ верхнего девона-турне (Сиднев и др., 2016). Однако, возможно, значение доманика в формировании нефтегазоносности всего бассейна стоит подвергнуть серьезной переоценке (с учетом зрелости заключенного в нем ОВ, а также структурно-фациальных зон этого комплекса отложений) (Ступакова и др., 2017). На наш взгляд, особое внимание нужно обратить именно на НМТ рифей-венда, как на один из возможных источников углеводородов бассейна.

Такие работы, в которых показано существенное влияние пород верхнего протерозоя на формирование нефтегазоносности отложений верхнего палеозоя (терригенного девона), начали появляться (Корякин и др., 2021). В этой работе пишется: «...при отсутствии НГМП калтасинской свиты отмечено практически полное отсутствие аккумуляции. Из этого следует, что по результатам бассейнового моделирования именно калтасинская свита играет определяющую роль в нефтегазоносности терригенного девона».

Схожие выводы также получены по результатам наших работ (Кожанов, Хопта 2019 а,б; Кожанов и др., 2021), а проведенное С.Ю. Корякиным с коллегами исследование как нельзя лучше подтверждает этот факт.

В связи с этим, моделирование процессов нефтегазообразования и накопления в пределах северной части Волго-Уральского НГБ становится вновь актуальной задачей при поиске и прогнозе возможных мест скопления жидких и газообразных УВ в исследуемом регионе.

Проблематика, поднимаемая в настоящей статье, является продолжением идей, заложенных нашими великими предшественниками: Н.Б. Вассоевичем, И.О. Бродом и И.В. Высоцким. Благодаря трудам этих корифеев нефтяной промышленности, в работе нашло отражение все – от учения о нефтегазоносных бассейнах и характеристики органического вещества до конкретных поисковых критериев и прогноза нефтегазоносности целого региона.

Материалы и методы

В настоящее время бассейновое моделирование является одним из инструментов, позволяющим объединить массив геолого-геохимических данных при прогнозе нефтегазоносности бассейнов.

В связи с этим для более полного понимания процессов нефте-газообразования в рифей-вендском комплексе северной части Волго-Уральского бассейна проведено 2D моделирование по двум региональным профилям: субширотному и субмеридиональному (рис. 1).

Региональный профиль Уни-Кленовка – субширотный, (рис. 2) имеет длину 420 км. Максимальная мощность осадочного чехла (Верхнекамская впадина) составляет 7640 м, минимальная (в пределах Северо-Татарского свода – СТС) – 1800 м. Профиль пересекает такие крупные современные структуры, как Северо-Татарский свод, Верхнекамская впадина, Пермский свод, Быско-Кунгурская впадина, Юрзано-Сылвенская депрессия (ЮСД). Среди важнейших палеоструктур в рифейском

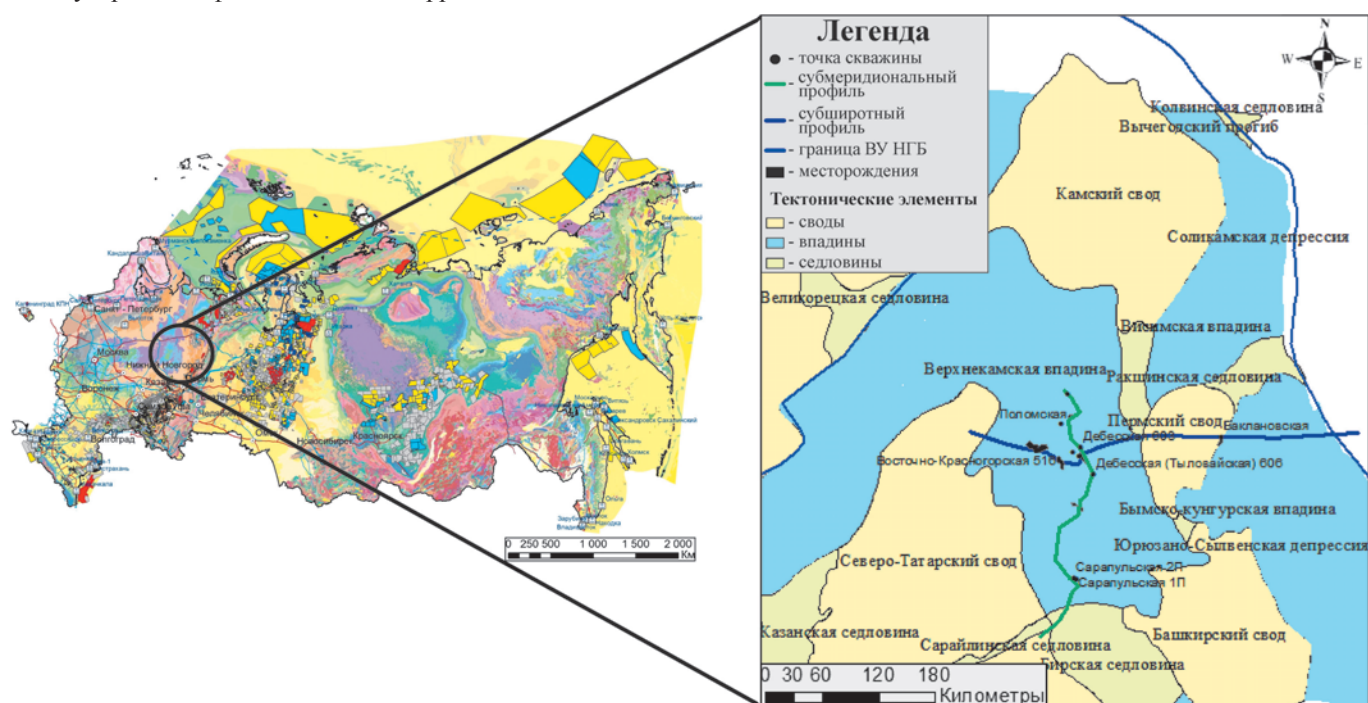


Рис. 1. Положение моделируемых профилей и скважин на тектонической карте палеозойских структур ВУ НГБ

рельефе выделяется Камская впадина Камско-Бельского авлакогена, в вендском – Верхнекамская впадина.

Субмеридиональный региональный профиль (рис. 3), протяженностью 323 километра, с максимальной мощностью осадочного чехла 14 760 м (Верхнекамская впадина), минимальной – 1730 м (Бирская седловина).

Структурно-тектонический облик рифейско-вендской части разреза схож с предыдущим профилем, различия наблюдаются только по верхнепалеозойскому комплексу. Среди крупных тектонических структур, которые пересекают профиль, выделяются Верхнекамская впадина, Северо-Татарский свод и Бирская седловина. В административном плане указанные профили проходят по территориям Республики Удмуртия и Пермского края.

Геологическая основа (рис. 4а,б) моделируемых профилей заимствована из материалов Кулагина А.В. (1991) и Меркулова О.И. (2016), литолого-стратиграфической основой послужили региональные данные

(Сергеева, Пучков, 2015, Стратиграфическая схема..., 2000). Калибровка моделей по термике производилась по скважинам Восточно-Красногорская, Дебесская 603, 606, Баклановская, Кулигинская, Сарапульская 1-П, Полумская. Данные по значениям современных пластовых температур взяты из справочника (Нефтяные и газовые месторождения СССР, 1987), показатель отражения витринита из фондового отчета (Проворов и др., 2006). В результате подбора наиболее адекватных параметров тепловой модели, полученной при одномерном моделировании, удалось добиться совпадения между результатами замеров показателя отражения витринита в исследуемых скважинах и расчетных значений в моделях изучаемого разреза.

Отметим, что при моделировании также учтены положения выявленных месторождений (Дебесское, Кезское, Шарканское, Лиственское, Ельниковское, Чутырско-Киенгопское, Елkinsкое и др.) и тип флюида в них.

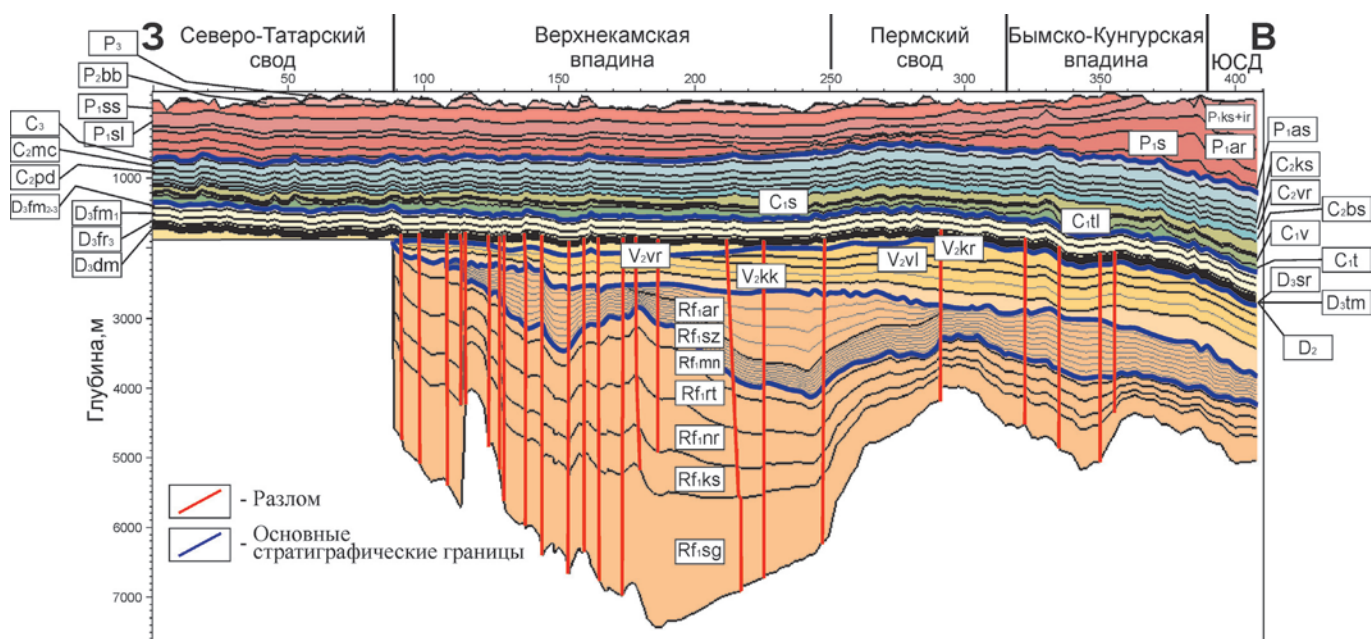


Рис. 2. Геолого-стратиграфический профиль (синий на карте положения профилей на рис. 1)

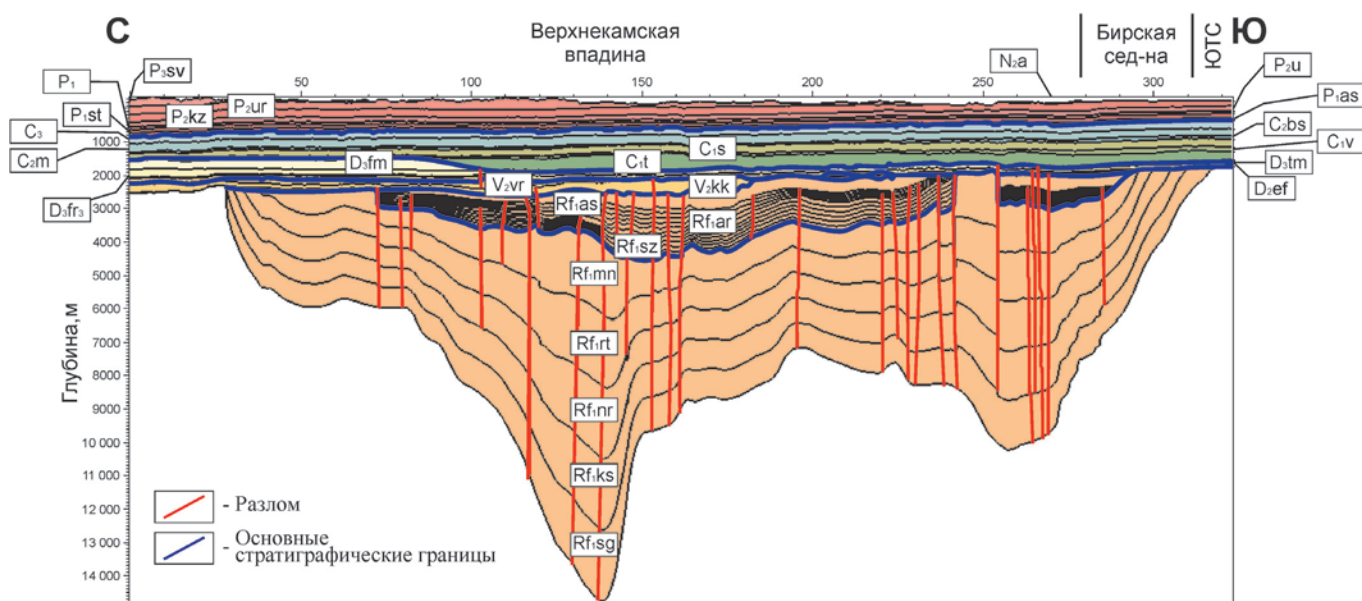


Рис. 3. Геолого-стратиграфический профиль (зеленый на карте положения профилей на рис. 1)

В разрезе моделируемых профилей выделены рифейские, верхневендско-среднедевонские, верхнедевонско-нижнекаменноугольные, средне-верхнекаменноугольные и пермские отложения. В разрезе профиля субширотного также встречены углистые прослои и маломощные прослои солей пермского возраста. Литология выделенных стратиграфических горизонтов при моделировании задана при помощи «смешивания» в

разных процентных соотношениях основных литотипов пород (глины, песчаники, алевролиты, доломиты, соли, известняки, мергели).

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

Эратема	Система	Отдел	Серия	Подсерия	Свита	Подсвита	Литология	Элементы нефтяной системы			Литологическое описание
								Нефтегазо-материнская порода	Коллектор	Флюидоупор	
Нижнерифейская	Вендская	Верхний	Кудымкарская		Краснокамская						Песчаники и алевролиты с подчиненными прослоями и пачками аргиллитов.
					Велвинская						Чередующиеся между собой аргиллиты, алевролиты и песчаники.
			Бородулинская		Верещагинская						Аргиллиты, алевролиты с редкими прослоями песчаников, которые образуют три осадочно-вулканогенных ритма, с тремя подчиненными маркирующими горизонтами туфо-аргиллитов и пелловых туфов.
					Кыквинская						Чередующиеся между собой песчаники и алевролитные прослои, пачки конгломератов, гравелитов и аргиллитов.
	Кыргинская		Орьебашская		Ашитская						Долмиты, доломитовые мергели, аргиллиты. Песчаники. Отмечаются прослои брекчиевидных доломитов.
						Калтасинская					Долмиты, доломитовые мергели, аргиллиты. Песчаники. Отмечаются прослои брекчиевидных доломитов.
					Арланская			ТОС ₀ = 2 Н ₀ = 600			Алевролиты и глинистые сланцы с прослоями известняков, доломитов и доломитовых мергелей.
						Саузовская		ТОС ₀ = 4 Н ₀ = 600			Массивные доломиты, нередко органогенные. Присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов, мергелей, алевролитов и известняков.
			Прикамская		Минаевская						Алевролиты с подчиненными прослоями песчаников и доломитов серых.
					Ротковская						Песчаники мелкозернистые с подчиненными прослоями и линзами гравелитов и конгломератов, а также алевролиты и аргиллиты.
					Норкинская						Аргиллиты, алевролиты с прослоями мелкозернистых песчаников, доломитов и мергелей.
			Сарапульская		Костинская						Песчаники, алевролиты, доломиты и аргиллиты (местами углеродистые), доломитизированные мергели, переслаивающимися между собой. Редко отмечается наличие кремнисто-доломитовых литологических разностей.
					Сигаевская						Переслаивающиеся между собой песчаники и алевролиты. Вверх по разрезу увеличивается доля карбонатных пород, появляются прослои (до 10см) доломитовых мергелей и доломитов, переслаивающихся с аргиллитами.

Рис. 4а. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем протерозоя, принятых в моделировании

Отдел	Ярус	Горизонт	Литология	Элементы нефтяной системы			Литологическое описание
				Нефтегазо-материнская порода	Коллектор	Флюидоупор	
Q							Глины, суглинки, супеси, песок, гравий, галечник
N2							Глины, прослойки торфа, песчано-галечный материал.
P3	Татарский						Породы представлены глинами, песчаниками, алевролитами с прослоями конгломератов и известняков.
P2	Уржумский						Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями известняков.
	Казанский						На юго-западной части карбонатные, терригенно-карбонатные и сульфатно-карбонатные отложения. На остальной части развиты красноцветные песчаники, алевролиты, аргиллиты.
P1	Уфимский	Шешминский					Песчаники, алевролиты с прослоями глин, известковистых и загипсованных.
	Кунгурский	Соликамский Филипповский Иренский					Мергели, глинистые известняки и доломиты. Доломиты с прослоями ангидритов и гипсов.
	Сакмарский						Доломиты, известняки и ангидриты.
	Ассельский						Доломиты загипсованные и известняки с прослоями доломита
							Известняки и доломиты часто окремненные с прослоями ангидрита и гипса .
C3							Известняки и доломиты серые с включением гипса.
C2	Московский	Мячковский					Известняки и доломиты.
		Подольский					Аргиллиты, известняки с прослоями алевролитов.
		Каширский					Известняки с прослоями доломитов и гравелитов.
C1	Башкирский						Известняки и доломиты.
	Серпуховский						Известняки и доломиты, в основании - невыдержанная по толщине пачка: песчаники, алевролиты, аргиллиты.
	Визейский	Веневский+ Михайловский+ Алексинский					Песчаники, алевролиты, аргиллиты. В верхней части карбонаты.
		Тульский Бобринский+ Радаевский					Песчаники, алевролиты, аргиллиты.
	Турнейский						Известняки с прослоями аргиллитов.
D3	Фаменский						Известняки, иногда доломитизированные, неяснослоистые, с включениями ангидритов и доломитов известковистых, светло-серых, прослоями слабосланцевых, местами окремненных.
	Франский	Льв+ Евт+ Вг Мендыковский Доманковский Сартавский Тиманский Пашинский					Известняки битуминозные с прослоями битуминозных сланцев, мергелей и доломитов.
D2	Живетский						Песчаники и алевролиты с прослоями аргиллитов.
	Эйфельский						Доломиты глинистые, тонкозернистые. В зонах выклинивания сменяются алевролитами с прослоями аргиллитов, песчаников и известняков. Глинистые известняки, доломиты.

Рис. 4б. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем фанерозоя, принятых в моделировании

В моделях учтены мощности размытых отложений. Наибольшая эрозия приходится на рифей-вендское региональное несогласие. Толщина эродированных отложений разнится по площади и составляет в среднем от 1000 (в западных прибортовых зонах КБА) до 1500 метров (в пределах примыкающей зоны Красноуфимского выступа). В целом, полученные данные соответствуют данным, полученным ранее (Постников, Удовиченко, 1969).

Следующий перерыв с размывом накопленных отложений приходится на венд-палеозойское время. Мощность эрозии на этом этапе доходила до 1000 м, что связано с общим воздыманием территории в раннем палеозое и смещением области накопления осадков на запад.

Следующий эрозионный этап связан с предвизейским несогласием, когда в пределах изучаемой площади было размывто до 100 м пород. Предмосковское время также

характеризуется значимым перерывом в осадконакоплении с мощностью эродированных отложений около 50 м.

Нельзя не отметить, что на современном этапе развития бассейна начиная с раннетриасовой эпохи продолжается поднятие территории, в результате чего в западных областях Волго-Уральского НГБ было размывто около 200 м отложений с увеличением мощности размыва в юго-восточном направлении.

Выделение элементов углеводородной системы проводилось по публикациям С.Е. Башковой с соавторами (Башкова, 2009; Башкова и др., 2008, 2017), Л.С. Гиниятовой с соавторами (Гиниятова и др., 2017), Е.В. Лозина (1999, 2002) и др.

Основными нефтематеринскими толщами в пределах северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна являются саузовская и арланская подсвиты нижнего рифея (RF_{1sz} , RF_{1arl}), верещагинская свита бородулинской серии верхнего венда (V_{2kk}), афонинский горизонт среднего девона (D_{2af}), саргаевский и доманиковый горизонты франского яруса верхнего девона и верейский горизонт среднего карбона (C_{2vr}).

Геохимические характеристики НМТ, заложенные в модель, собраны по опубликованным данным (Нефти, газы и битумоиды..., 1977; Башкова, 2009; Башкова и др., 2008, 2017; Гиниятова и др., 2017; Разработать комплекс критериев..., 2006; Козлова, Шадрина, 2013; Казанцева, 2014; и др.), значения исходных содержаний Сорг были «реконструированы» по методике, предложенной С.Г. Неручевым (Справочник..., 1998), значения водородного индекса (НІ, мг УВ/г ТОС) восстанавливались до исходных (на катагенетически непретерообразованное состояние) значений – $НІ_0$.

Наиболее древними нефтематеринскими отложениями являются толщи саузовской подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея (≈ 1470 млн лет). Отложения указанного стратиграфического интервала вскрыты единичными скважинами, геохимические исследования пород проведены лишь точечно. Так, на основании данных С.Е. Башковой, Т.В. Белоконь (Башкова, Белоконь, 2008), В.М. Проворова и др. (Проворов и др., 2007) установлено, что саузовские отложения обладают наибольшим нефтематеринским потенциалом среди пород калтасинской свиты нижнего рифея. Содержание Сорг – до 0,87 %, НІ, по представленным данным, варьируется в пределах от 15 до 636 мг УВ/г ТОС, степень зрелости – до $МК_{4.5}$. Исходный водородный индекс использованный при моделировании для этой свиты составляет $НІ_0=600$ мг УВ/г ТОС, исходное содержание Сорг принято в значении 4 %. Тип керогена для саузовской свиты в модели принят как ІІS. В литологическом отношении эти отложения представлены глинисто-карбонатными породами, сложены серыми (в различных оттенках) массивными доломитами, нередко органогенными (с наличием строматолитовых и онколитовых разностей) прослоями микро, тонко-, неравномерно кристаллических, иногда окремнелых и пиритизированных прослоев и пачек. Среди отложений саузовской свиты присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов и мергелей.

Опираясь на разрез скважины Очёрская 14 (Маслов, 2012), в разрезе арланской подсвиты калтасинской свиты выделен нефтематеринский слой, мощностью до 100 м. В

описании сказано, что он «...представлен темно-серыми тонко- и микрозернистыми доломитами с примесью алевроитового и обломочного материала, ... и темно-серыми плитчатыми доломитовыми мергелями». В целом, нефтематеринская толща арланской подсвиты характеризуется меньшим нефтематеринским потенциалом в сравнении с саузовской. В связи с этим, в модели были приняты следующие входные параметры: $НІ_0=600$ мг УВ/г ТОС, Сорг = 4 %.

По мнению исследователей северной части Волго-Уральского НГБ (Белоконь и др., 2001; Карасева, 2006; Башкова, Белоконь, 2008; Башкова, 2009; Гиниятова и др., 2017; Ларочкина и др., 2010; и др.), в вендском комплексе наилучшие нефтематеринские свойства проявляют отложения бородулинской серии, представленные кыквинской и верещагинской свитами. По имеющимся геохимическим данным по скважине Бедряжская, нефтематеринские толщи бородулинской серии не обладают столь явными нефтематеринскими свойствами, даже несмотря на высокие значения Сорг (до 3,95 %, при НІ – до 80 мг УВ/г ТОС). Однако, исходя из диссертации Н.М. Станекзая (Станекзай, 2009), значения водородного индекса могут быть значительно увеличены. Так, согласно приведенным данным ($НІ=209-887$ мг УВ/г ТОС), а также с учетом обстановок накопления отложений бородулинской серии (относительно глубоководные и шельфовые), нами выбран исходный водородный индекс, равный 600 мг УВ/г ТОС, тип керогена ІІ. В литологическом отношении изучаемые отложения представлены терригенными разностями.

В среднем девоне также выделяется маломощный нефтематеринский прослой афонинского горизонта («среднедевонский аналог доманикового горизонта») (Казанцева, 2014). Влияние этой НМТ нам видится несущественным, о чем свидетельствуют данные геохимического анализа, проведенного ОАО «КамНИИКИГС», исходя из которых исходный Сорг, задаваемый в модель, равен 1 %, $НІ_0=250$ мг УВ/г ТОС, тип керогена определяется как смешанный ІІ/ІІІ. Литологический состав преимущественно глинистый, нередко с примесью терригенного материала.

Благодаря значительно большему числу геохимических данных, характеристика доманиковой высокоуглеродистой формации (ВУФ) была задана в модели с учетом ее фациальной изменчивости. На сегодня известно, что литологически среднефранско-турнейские отложения представлены тремя типами разреза: внутренний (НМТ), переходный (НМТ/коллектор), внешний (коллектор). Основываясь на данных Н.К. Фортунатовой и соавторов (Фортунатова и др., 2013а, 2013b; Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема..., 2018), разрез доманиковой ВУФ в качестве нефтематеринских отложений рассматривался в следующем составе:

- Внутренняя зона саргаевского горизонта (D_{3sr}) – Сорг₀=2,86, $НІ_0=710$ мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя, переходная и внешняя зоны доманикового горизонта (D_{3dm}) – Сорг₀=10,70 (внутр.), 5,00 (переход), 8,60 (внеш.), $НІ_0=710$ (внутр.), 710 (переход), 600 (внеш.) мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя, переходная и внешняя зоны верхнефранского подъяруса (D_{3fr_3}) – Сорг₀=8,00 (внутр.), 4,00 (переход), 3,00 (внеш.), $НІ_0=710$ (внутр.), 600

- (переход.), 710 (внеш.) мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя и переходная зоны нижнефаменского подъяруса (D_3fm_1) – $Corg_0=5,00$ (внутр.), 3,00 (переход), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.) мг УВ/г ТОС;
- Внешняя зона нижнефаменского подъяруса (D_3fm_1) – $Corg_0=3,00$ (внутр.), 2,00 (переход), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.) мг УВ/г ТОС.

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

В структурном отношении первый профиль лишь частично пересекает Шалымско-Калининскую ось Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), тогда как второй профиль напротив, практически полностью находится на территории Фокинской и Сарапульской осей ККСП. Однако несмотря на широкое распространение очагов генерации УВ $D_3fr_2-C_1t$ НМТ, зрелость их весьма незначительна – до MK_1 , при преобладающем ПК₃ (Канев и др., 2017).

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

Одной из важнейших характеристик керогена, которая описывает «запуск» и скорость его разложения, а также скорость образования из него углеводородов и их состав, является кинетический спектр деструкции керогена (Бельшев, 1991).

Проблематичным является подбор кинетических спектров для нефтематеринских толщ рифей-вендского комплекса, что связано, во-первых, с древностью изучаемых отложений, а, во-вторых, с неоднозначностью определения типа ОВ.

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

В связи с этим, в качестве аналога для описания преобразования органического вещества RF-V НМТ в углеводородные флюиды выбран кинетический спектр деструкции керогена, приведенный в статье (Kowalewski et al, 2009). Авторы исследовали ОВ протерозойских НГМТ бассейна Персидского залива (формация Ара), которое демонстрирует высокую реакционную способность керогена (начало генерации приходится на 39 kcal/mol, при максимуме генерации в области 50 kcal/mol), преобладающую долю генерируемых УВ нефтяного ряда больше доли газовых (86,8 % к 13,2 %, соответственно). Для остальных НМТ кинетические спектры подобраны в библиотеке кинетических спектров.

Основные резервуары, согласно принятой модели нефтяных комплексов ВУ НГБ (Лозин, 1999, 2002),

приурочены к верхнему венду, коллекторами служат песчаные и алевропесчаные прослои краснокамской свиты верхнего венда. В палеозойском комплексе в качестве коллектора рассматривается терригенная толща среднего девона и карбонатные и терригенные отложения тульского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса. Флюидоупорами в рифее-венде могут служить любые прослои аргиллитов в рифее, и верещагинская и велвинская свиты в венде. В палеозое покрывками являются аргиллиты тиманского и саргаевского горизонтов, серпуховского яруса, а также плотные отложения верхнего карбона и глинистые (нередко эвапоритовые) отложения перми.

Одним из входных параметров при построении модели является палеоглубина моря, значения которой для территории исследуемого региона взяты с палеогеографических схем и карт, составленных практически для всех периодов и эпох от рифея до неогена (Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, 1969).

Температурная история региона восстанавливалась, исходя из современных значений теплового потока и температуры на поверхности земли и геологической истории развития бассейна. Повышения значений теплового потока были возможны для завершающих этапов байкальской и герцинской складчатых эпох. В настоящее время восточная окраина Восточно-Европейской платформы характеризуется низкими значениями теплового потока от 20 до 50 мВт/м², в среднем – 30–40 мВт/м² (Ященко, Полищук, 2007; Галушкин, 2007). Вариации значений теплового потока разнятся от одного тектонического элемента к другому и регулируются тектонической активностью и длительностью ее протекания. В целом значения современного теплового потока закономерно увеличиваются по направлению с северо-запада на юго-восток.

Палеотемпературы, а также современные и около-современные температуры (в т.ч. связанные с эпохами оледенения) определялись исходя из ретроспективных данных, полученных на основе расчетов И.В. Головановой (Голованова и др., 2009, 2010) и Ю.И. Галушкина (Галушкин, 2007). Исходя из этих работ, можно сделать вывод о том, что самые низкие температуры (до -20 °С) на поверхности осадочный чехол-вода имели место в рифейско-вендское время (Лапландское оледенение), высокие – в раннепермскую эпоху (до +24 °С).

Для калибровки моделей использовались данные (современные пластовые температуры и показатель отражения витринита), полученные по скважинам (рис. 1,5): Восточно-Красногорская, Дебесская, 600, Баклановская, Кулигинская, Сарапульская 1-П, Поломская, Лозолукская, Есене́йская (Нефти, газы и битумоиды..., 1977; Нефтяные и газовые месторождения СССР, 1987; Разработать комплекс критериев..., 2006), а также карты катагенеза калтасинских и доманиковых отложений.

Обсуждение полученных результатов

Тепловая модель

Главная зона нефтеобразования (ГЗН) ($R_0=0,5-1,15 \%$) в пределах Верхнекамской впадины приурочена к рифей-девонским толщам и расположена в интервале глубин от 1,1 до 5,2 км. Далее, на восток, идет увеличение стратиграфического интервала, расположенного в зоне нефтяного окна (рис. 6,7).

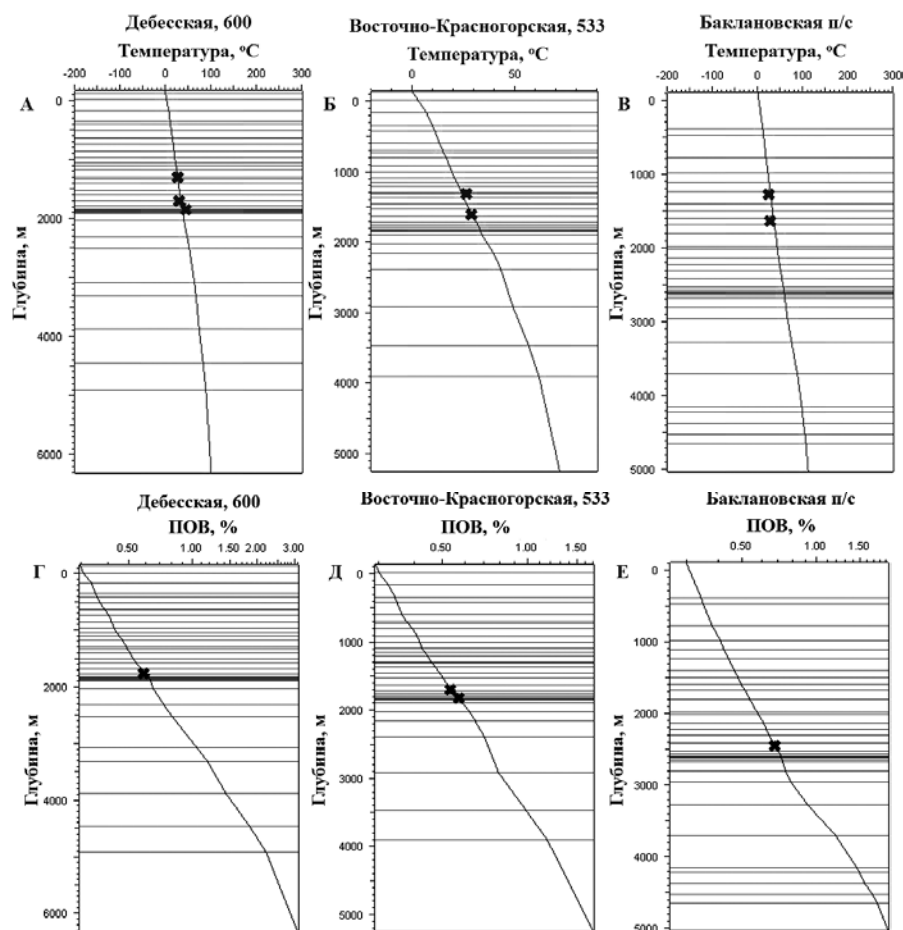


Рис. 5. Сопоставление расчетных (кривые) и замеренных (крестики) значений: А,Б,В – пластовая температура, °С; Г,Д,Е – показатель отражения витринита (ПОВ), %

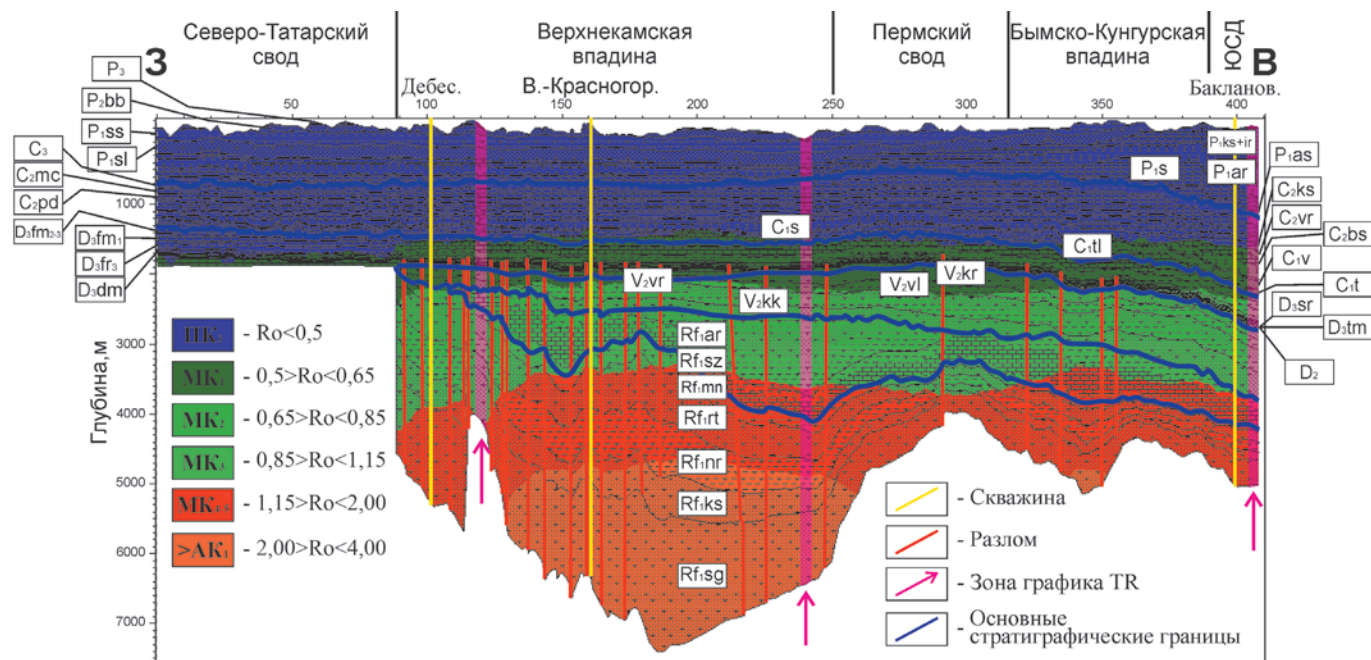


Рис. 6. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи (субширотный профиль)

В Юрзано-Сылвенской депрессии (ЮСД) верхняя граница проводится уже по серпуховским отложениям, при том, что нижняя также расположена в нижнем рифее. Интересно, что на данном участке практически все нефтематеринские толщи потенциально могут генерировать УВ нефтяного ряда. В пределах Северо-Татарского

(СТС) и Южно-Татарского сводов (ЮТС) ни одна НМТ не достигла ГЗН.

Максимальные градации катагенеза (на уровне МК₅-АК_{1,2}) достигаются в пределах Верхнекамской впадины, начиная с глубины 5 км, и ими характеризуются отложения прикамской подсерии нижнего рифея и саузовской

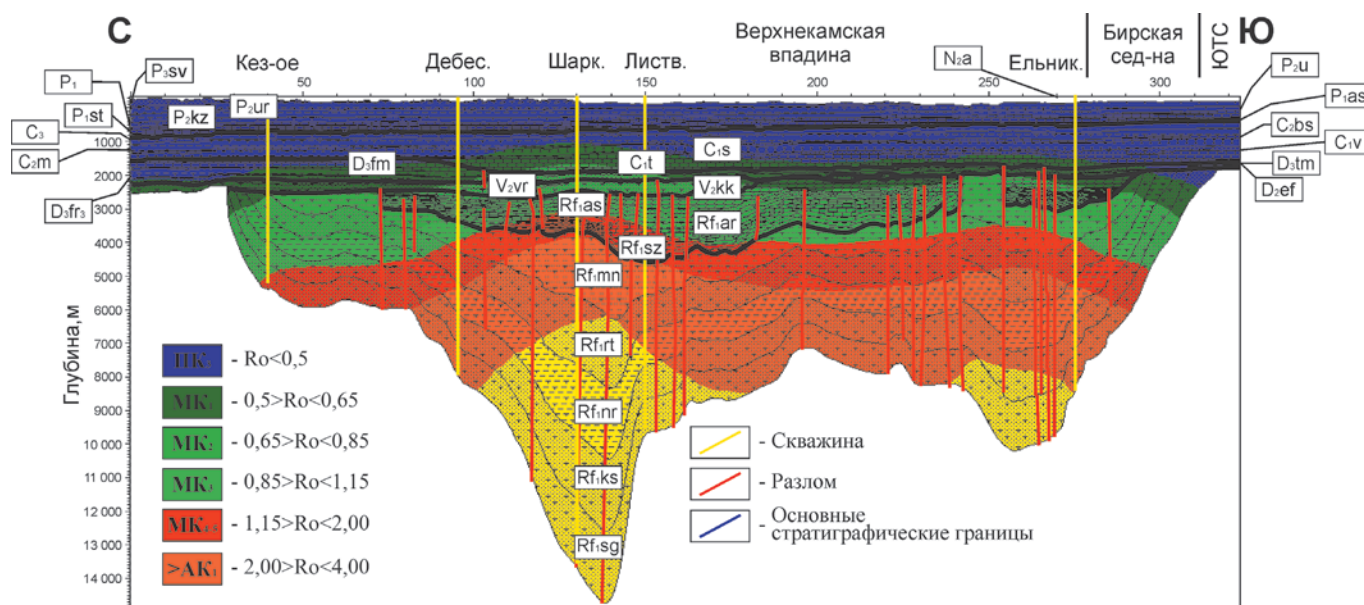


Рис. 7. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи (субмеридиональный профиль)

подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея. При этом, толщи, расположенные в пределах южных прогибов второго профиля являются наиболее преобразованными (R_0 – до 4–5 %).

Необходимо заметить, что полученные результаты хорошо коррелируются с определениями градаций катагенеза, проведенными С.Е. Башковой и Т.В. Белоконов (Башкова, Белоконов, 2008). По рассчитанной нами модели, вендские НМТ вошли в ГЗН в тульское время, а рифейские – уже в среднедевонскую эпоху.

Современный температурный градиент равен 1,5–2,0 °C/100 м (рис. 8, 9), что в целом совпадает с литературными данными (Шестов и др., 2007; Баженова, 2016).

Нефтематеринские толщи саузовской подсвиты имеют достаточно высокую степень трансформации: в наиболее погруженных частях значения достигают 95–98 %, на приподнятых блоках и срезах – от 46 до 83 %. На погруженных

сводах индекс трансформации для саузовских и арланских отложений часто не превышает значений 60 %, но может достигать и до 89 % (рис. 10).

Несколько лучше обстоят дела с вендскими НМТ. Индекс трансформации верещагинской толщи в большинстве своем также не превышает 50–60 % (рис. 10).

Увеличение значений происходит в юго-восточном направлении, что связано с региональным наклоном территории. В пределах депрессий индекс трансформации (TR – Transformation Ratio) может достигать 80–90 % (рис. 10).

Для нефтематеринских толщ афонинского горизонта среднего девона и верхнедевонско-турнейской высокоуглеродистой формации значения индекса достигают 30 % лишь в восточной части (Юрзано-Сылвенская депрессия), тогда как в пределах Верхнекамской впадины генерационный потенциал этих толщ не реализован совсем. Выявленная особенность важна для понимания

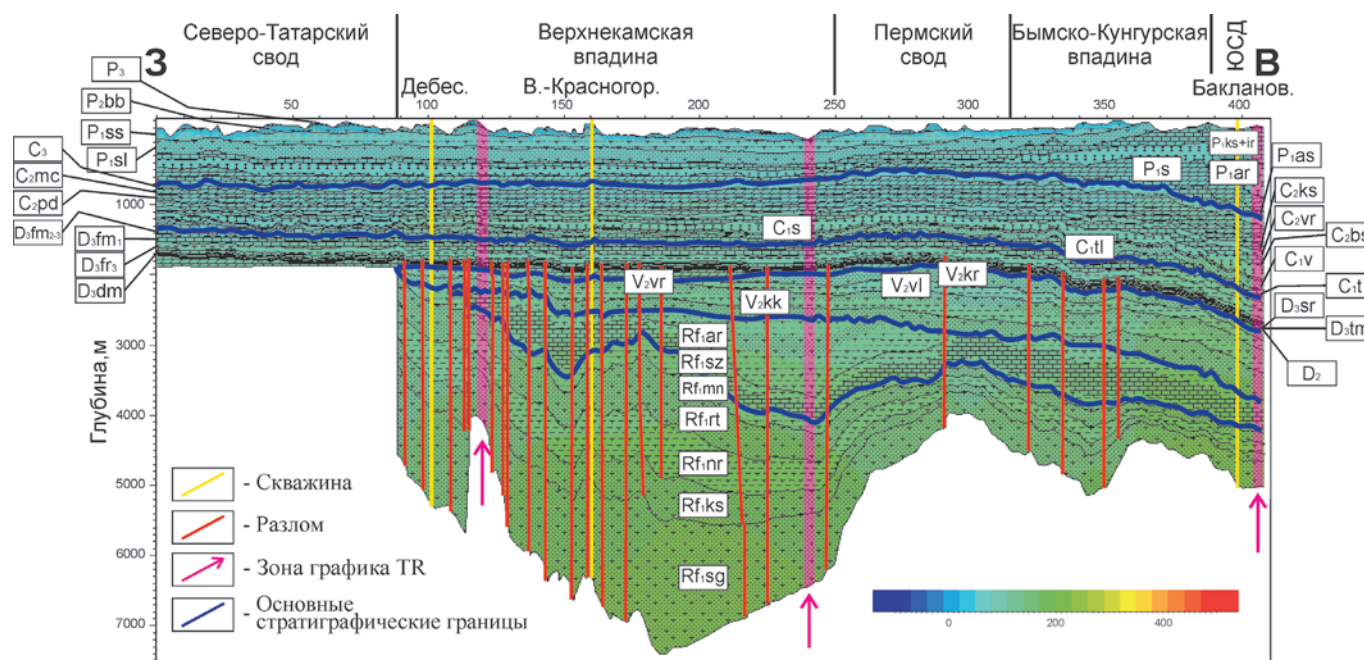


Рис. 8. Расчётные значения современных пластовых температур на моделируемом субширотном профиле

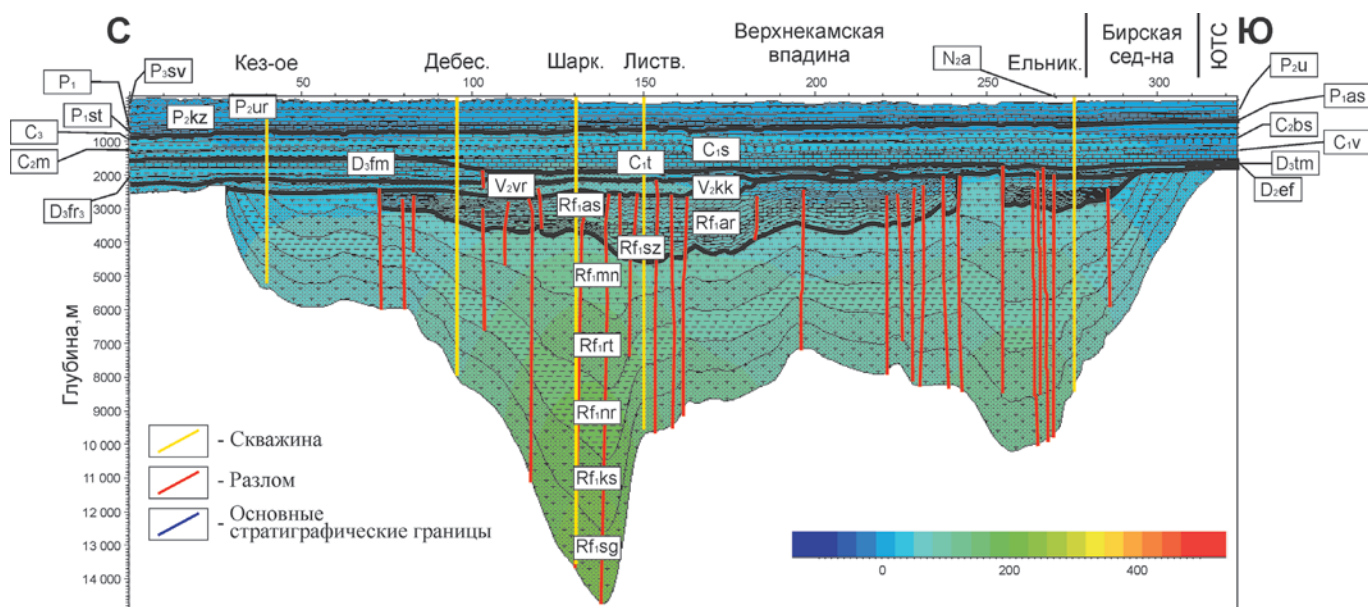


Рис. 9. Расчётные значения современных пластовых температур на моделируемом субмеридиональном профиле

условий формирования нефтегазоносности северной части Волго-Уральского НГБ. Она может указывать на то, что доманиковые толщи в основном проявляют свои нефтематеринские свойства в пределах крупных прогибов (таких, как Предуральский краевой прогиб) и примыкающих к ним структур, тогда как в западных районах основными НМТ по всей видимости являются отложения рифея-венда.

Помимо этого, в истории развития RF-V нефтяной системы можно проследить несколько этапов. Основная генерация рифейскими нефтематеринскими толщами началась в вендском периоде, тогда как сами вендские отложения начали реализовывать свой нефтематеринский потенциал уже в позднедевонскую эпоху. Нефтематеринские толщи доманиковой (D_3fr_2 - C_1t) высокоуглеродистой формации начали генерировать нефть лишь в ранней перми, при этом критического момента эти отложения не достигли.

Пик генерации УВ практически всеми НМТ RF-V приходится на среднедевонско-раннепермскую эпоху, когда Волго-Уральский НГБ интенсивно прогибался с образованием палеозойских карбонатных платформ. Исключение составляют лишь нижнерифейские толщи, которые достигли максимальной трансформации (до 98 %) также в ранней-средней перми.

Важным вопросом анализа результатов моделирования является определение типов и времени формирования ловушек. Показано, что тектонически экранированные ловушки были образованы в конце раннего карбона. Образование стратиграфически экранированных ловушек связано с крупнейшими эрозионными событиями, происходившими в среднерифейско-ранневендское время, а также в раннем палеозое. Есть ловушки, приуроченные к рифовым постройкам, сформировавшимся в позднем девоне-раннем карбоне (в пределах Камско-Кинельской системы прогибов) и в ранней перми.

Формирование залежей происходило многоэтапно. В южных районах за счет большей мощности осадочного чехла генерация и заполнение начинались раньше, чем на севере. Заполнение коллекторов рифея началось в

раннем палеозое, начиная с 375–372 млн лет. заполняются отложения сначала среднего девона, а затем верхнего девона-турне. В конце карбона-поздней перми происходит миграция в вышележащие нефтегазоносные комплексы нижнего-среднего карбона, которая продолжается и по сей день. Основные прогнозируемые скопления УВ связаны с антиклинальными пластово-сводовыми и стратиграфически экранированными ловушками (рис. 11).

Стоит заметить, что в моделях были учтены дополнительные проводящие пути, которые прогнозирует И.Ю. Хромова (Хромова, 2019). Это достигается использованием более высоких фильтрационно-емкостных свойств для верхнедевонско-турнейских отложений внешней зоны ККСП в пределах прибортовой зоны Камско-Бельского авлакогена.

В реальной геологической среде «...северный склон (Камско-Бельского) авлакогена по системе высокоамплитудных тектонических нарушений опускается ступенями, на каждой из которых накапливались различные по мощности вулканогенно-осадочные породы. Существование зон открытой трещиноватости, параллельных границам ступеней, свидетельствует о продолжающемся и в настоящее время напряжении в результате дифференциального уплотнения», «...на этом этапе сформировавшиеся трещины заполнялись скорее всего пластовой водой, отжимаемой из уплотняющихся доманиковых отложений. Возможно, именно на этом этапе происходит частичное залечивание трещин, часто наблюдаемое в керне» (Хромова, 2019).

При этом основным выводом ее работы является заключение о том, что «...миграция УВ из рифей-вендских прогибов Камско-Бельского авлакогена осуществлялась ранее и продолжает происходить в настоящее время как раз по трещиноватым коридорам, образовавшимся на границах жестких блоков архей-протерозойского складчатого основания и авлакогенов, заполненных терригенными породами рифей-венда».

При учете всех вышеперечисленных фактов, результаты моделирования подтвердили не только возможность для миграции УВ генерированными RF-V НМТ, но и

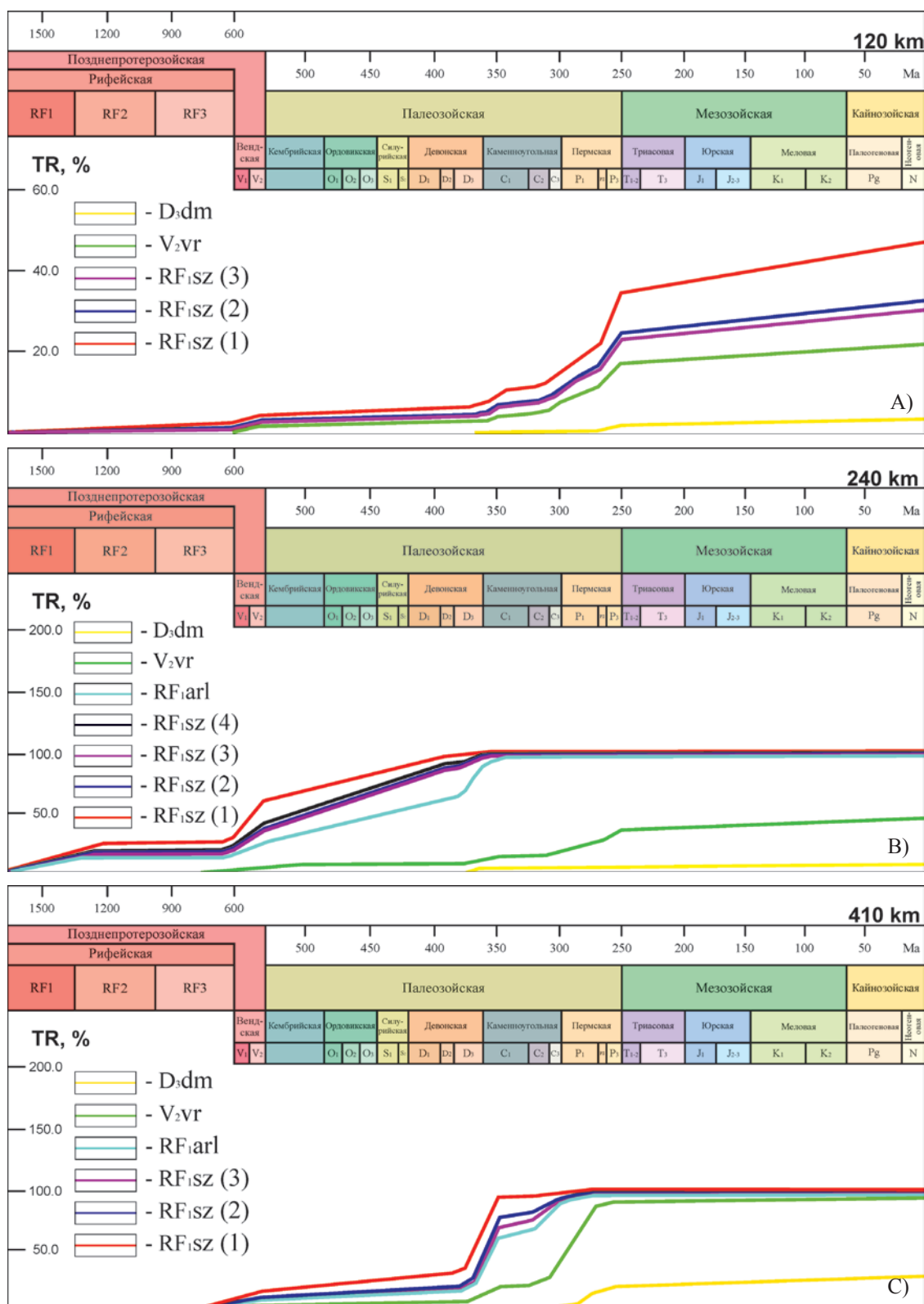


Рис. 10. Графики трансформации: А – 120 км; В – 240 км; С – 410 км

указали на ее необходимость для формирования расчётных месторождений в тех зонах, в которых выявлены современные нефтегазоаккумуляции (напр. Чутырско-Киенгоская зона нефтегазоаккумуляции) (рис. 12).

Анализ биомаркерного и изотопного состава углерода экстрактов из пород протерозоя, а также нефтей протерозоя и палеозоя, проведенный ранее (Кожанов и др., 2021), не противоречит результатам, полученным с помощью моделирования.

Важно отметить, что прогнозируемые скопления УВ в верхнедевонско-турнейском комплексе в пределах внешней структурно-фациальной зоны Камско-Кинельской системы прогибов совпадают с зонами высоких значений миграционного битумоида, идентифицированного по коэффициенту битуминозности ($\beta_{\text{ХБ}}$, %) (рис. 12). Связь между рифей-вендским и палеозойским нефтегазоносными комплексами происходит по ослабленным зонам прибортовых частей протерозойских (Камско-Бельский

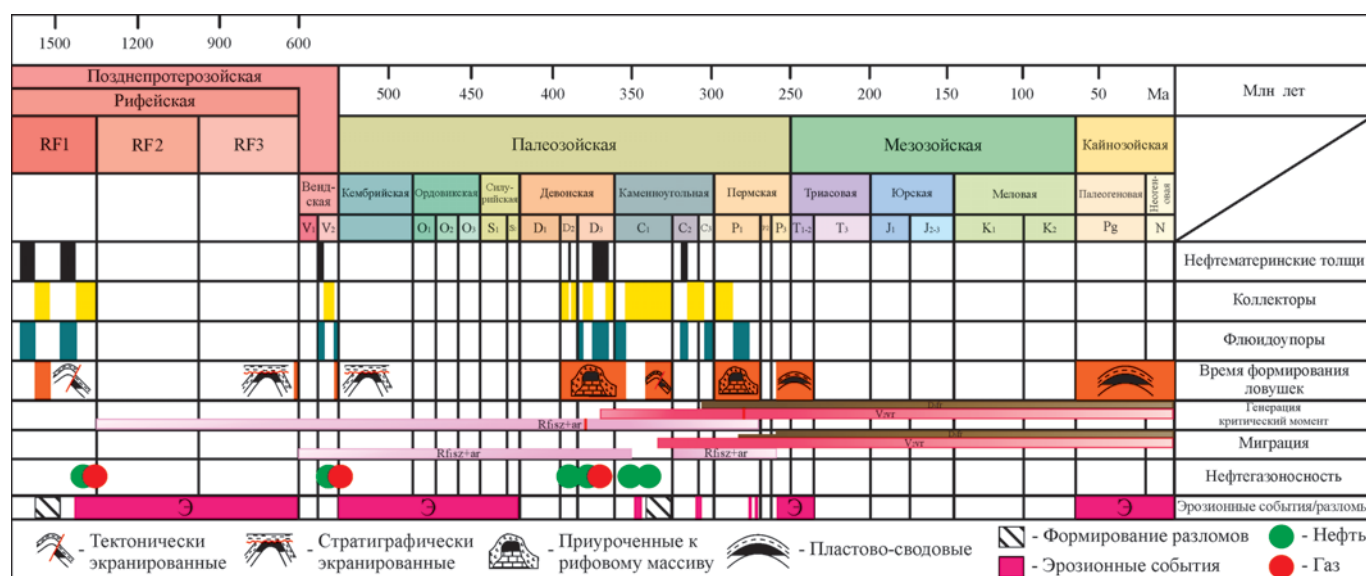
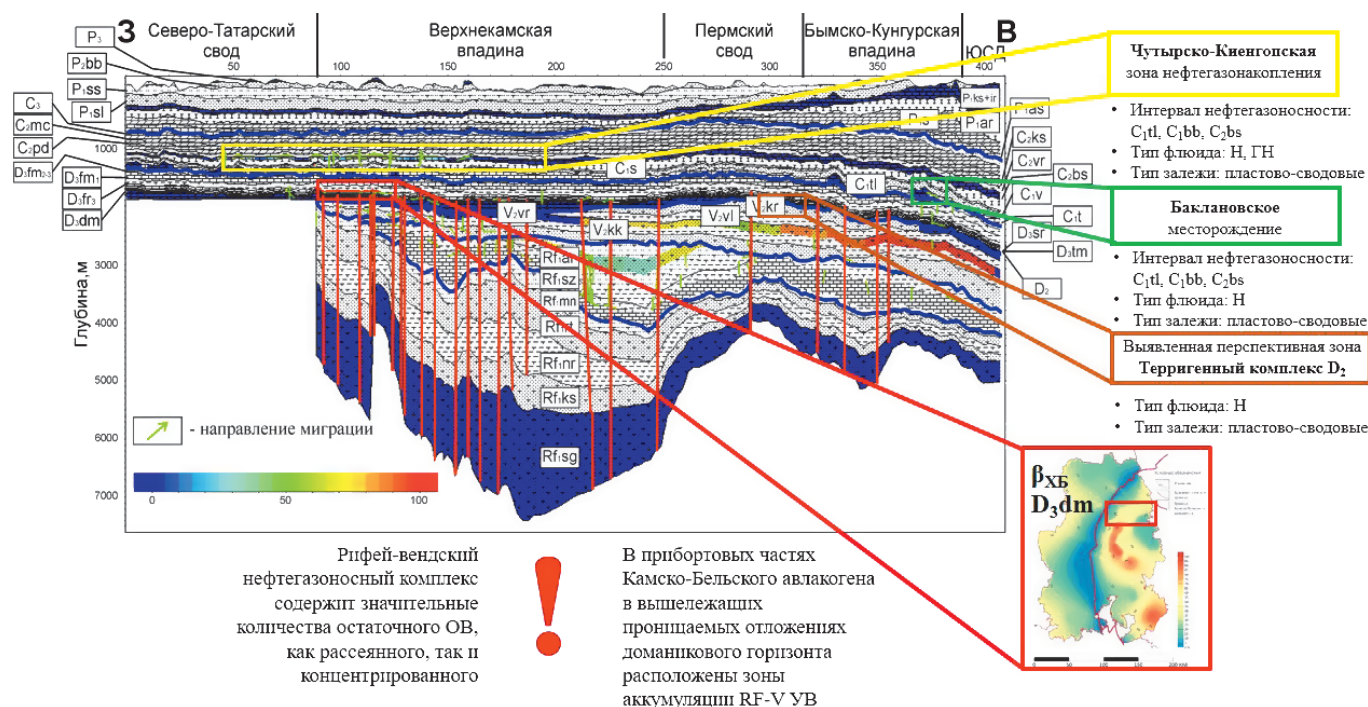


Рис. 11. Шкала событий по результатам 2D бассейнового моделирования

Рис. 12. Степень насыщения жидкими и газообразными углеводородами и направления миграции (субширотный профиль). На рисунке изображена карта распределения коэффициента битуминозности β в пределах Верхнекамской впадины и Северо-Татарского свода с ограничением в виде границы Камско-Бельского авлакогена, демонстрирующая связь между миграционным битумоидом ($\beta > 40\%$ – желтые и красные тона заливки) и миграционными коридорами между грабенообразными прогибами протерозоя и палеозоя.

авлакоген) и палеозойских (ККСП) грабенов (рис. 12, 13). При этом наличие «проницаемых коридоров» является важным критерием, необходимым для формирования имеющейся в реальности нефтегазоносности, который следует учитывать при моделировании.

Подводя итог проведенным исследованиям важно заметить, что модель в целом соответствует реальной нефтегеологической картине, характерной для изучаемой части бассейна. Однако существуют отличия, связанные с типом генерируемого RF-V HMT флюида, а также соотношением типа «нефть/газ», что авторы связывают с отсутствием подходящих кинетических спектров, отражающих специфику преобразования древнего органического вещества. В связи с этим, авторам представляется

необходимым дальнейшее исследование закономерностей преобразования ОВ докембрических отложений (кинетических спектров деструкции керогена).

Заключение

В рамках проведенного исследования собрана обширная база геолого-геохимических данных, которые в последствии задавались в модель. По результатам работы получены две 2D бассейновые модели по региональным профилям.

В ходе проведения исследования сделаны следующие выводы.

1) Рассчитанное глубинное значение нефтяного окна находится на уровне от 1,8–2,0 до 3,4–4,6 км, далее идет

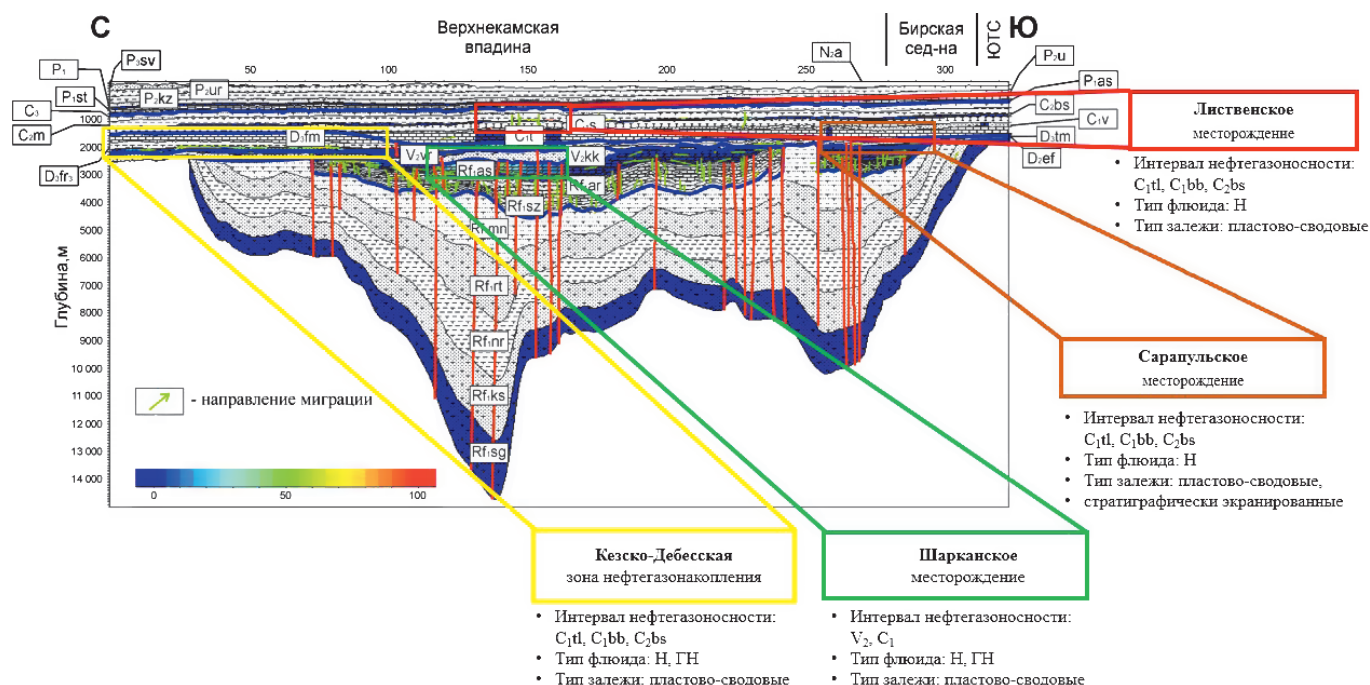


Рис. 13. Степень насыщения жидкими и газообразными углеводородами и направления миграции (субмеридиональный профиль)

ГЗГ. Максимальные градации катагенеза (на уровне AK_{1-2}) достигаются с глубины ≈ 5 км. Современный температурный градиент составляет $2^\circ\text{C}/100$ м.

2) Полученные модели отражают современное положение зон нефтегазоаккумуляции (Кезское, Дебесское, Шарканское, Лиственское, Ельниковское, Вятское, Елkinsкое и Баклановское месторождения, а также Чутырско-Киенгопская зона нефтегазоаккумуляции). Нефтегазоносными являются отложения турнейского и башкирского ярусов нижнего-среднего карбона, остаточное насыщение характерно для пород верхнего девона-турне, а также для коллекторских прослоев серпуховского яруса. Типы залежей: антиклинальные пластово-сводовые, нередко стратиграфически экранированные. Преимущественный тип флюида – нефть, реже нефть и газ.

3) Прогнозируемые скопления УВ связаны со стратиграфически экранированными залежами нижнего рифея и верхнего венда. Наиболее перспективными зонами по результатам моделирования представляются рифейские отложения и перестилающие их комплексы КБА.

4) Интересно, что формирование прогнозируемых скоплений УВ происходило именно за счет нефтематеринских толщ рифея-венда. Небольшой вклад также внесли и D_3fr_2 – C_1t НМТ, однако их роль по всей видимости была весьма несущественной, что обусловлено по большей части низкой зрелостью ОВ этих толщ. Важно заметить, что при моделировании разреза без учета НМТ RF-V, формирование залежей не происходит совсем.

5) Доманиковские толщи проявляют свои нефтематеринские свойства в пределах крупных прогибов и прилегающих к ним структур, тогда как в западных районах основными НМТ являются отложения рифея-венда.

6) Для НМТ рифея характерны 2 основные фазы генерации: RF_1 – арланское и ашитское время, $V-C_3$ с критическим моментом в позднем девоне. Вендские толщи проходят 1 стадию – со среднего карбона до поздней перми, затем генерация становится скорее инерционной (за счет преодоления критического момента в конце ранней перми).

7) Формирование залежей происходило многоэтапно. В южных районах за счет большей мощности осадочного чехла генерация и заполнение начинались раньше, чем на севере. Заполнение коллекторов рифея началось в раннем палеозое, начиная примерно с 375–372 млн лет заполняются отложения сначала среднего девона, а затем верхнего девона-турне. В конце карбона-поздней перми происходит миграция в вышележащие нефтегазоносные комплексы нижнего-среднего карбона, которое продолжается и по сей день.

Таким образом, по результатам проведенных исследований мы можем говорить о существовании нефтяной системы, намного большей по объему, чем предполагалось ранее (от рифея до верхнего девона-турне). По всей видимости, даже при самых негативных прогнозах, мы можем рассчитывать на выявление скопления докембрийских УВ как минимум в терригенных отложениях среднего девона, а скорее всего и выше, в том числе в продуктивных комплексах нижнего и среднего карбона.

Литература

Атлас литолого-полюсгеографических карт СССР. Том 2. Девонский, каменноугольный и пермский периоды (1969). Под ред. Броннова А.Б. и др. Москва.

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., Карасева Т.В., Гиниятова Л.Ф. (2017). О перспективах нефтегазоносности отложений ниже освоенных промышленностью глубин в Волго-Уральской НГП. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т. с. 6–15 с.

Башкова С.Е. (2009). Комплексный анализ критериев и показателей прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Автореф. дис. к. геол.-мин. н.* Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 198 с.

Башкова С.Е., Белоконь 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.

Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. (2001). Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда».

- Бельшев Б.П. (1991). Оценка перспектив нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Удмуртской АССР и Кировской области с целью выбора первоочередных направлений и объектов для проведения поисковых работ. Отчет. Пермь.
- Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. Москва: Научный мир, с. 333–356.
- Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасёва 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.
- Голованова И.В., Мальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. (2010). Оценка температуры глубоких горизонтов западной части Республики Башкортостан. *Нефтегазовое дело*, 2, с. 19–31.
- Голованова И.В., Масагутов И.В. (2009). Тепловое поле Башкирского Предуралья. *Пятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича*. Екатеринбург, с. 104–108.
- Казанцева Т.Т. (2014). Среднедевонский доманикит Башкирии. *Георесурсы*, 2(57), с. 17–23. <https://doi.org/10.18599/grs.57.2.4>
- Канев А.С., Фортунатова Н.К., Шве́ц-Тэнэ́та-Гури́й А.Г. (2017). Перспективы нефтеносности отложений доманикового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пермь, с. 141–148.
- Карасева Т.В. (2006). Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса европейской части России. Отчет. Ярославль, 821 с.
- Кожанов Д.Д., Хопта И.С. (2019а). Биомаркеры и углеводородный состав битумоидов рифей-вендских отложений в пределах Верхнекамской впадины. *II Межд. научная конф.: Новые направления в нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ*. Пермь, с. 213–217.
- Кожанов Д.Д., Хопта И.С. (2019б). Новые данные о перспективах нефтегазоносности доманикового горизонта Удмуртской республики, как элемента генерационно-аккумуляционной углеводородной системы. *Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий*. Уфа, с. 156–160.
- Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. и др. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>
- 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.
- 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.
- Корякин С.Ю., Львова Я.Л., Винокурова Е.Е., Пулина А.С., Кривошекова Н.С. (2021). Прогноз нефтегазоносности девонского терригенного комплекса центральной части Пермского края по результатам седиментационного и бассейнового моделирования. *Геомодель-2021*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157028>
- Кулагин А.В. (1991). Изучение строения терригенно-карбонатных отложений нижнего и среднего карбона на Прикамской площади в пределах ККСВ УАССР и обобщение геолого-геофизических материалов по строению рифейско-вендских отложений (обобщение и переинтерпретация материалов МОГТ). Отчет. Ижевск, 330 с.
- Ларочкина И.А., Сухова В.А., Валеева И.Ф. (2010). Некоторые аспекты нефтеносности рифейско-вендских отложений в Камско-Бельском авлакогене. *Георесурсы*, 3(35), с. 10–14.
- Лозин Е.В. (1999). Тектоническое развитие и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских образований юго-востока Восточно-Европейской платформы. *Стратиграфия, палеонтология и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских отложений восточной части Восточно-Европейской платформы*. Ч.1. Уфа: ИГ УНЦ РАН, с. 49–54.
- Лозин Е.В. (2002). Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий. *Литосфера*, 3, с. 46–48.
- Маслов А.В. (2012). Литогеохимия терригенных пород верхнего докембрия Волго-Уральской области. Екатеринбург: РИО УрО РАН, 248 с.
- Меркулов О.И. (2016). Проведение геолого-геохимических и геохронологических исследований додевонских отложений восточной части Волго-Уральской НГП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. Геологический отчет. Саратов, 3026 с.
- Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов. Каталог физических свойств (1977). Под ред. С.А. Винниковского, А.З. Кобловой. Пермь, 568 с.
- Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств (1989). Под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. Вып. III. Пермь: Изд-во КамНИИКИГС, 685 с.
- Нефтяные и газовые месторождения СССР (1987). Под ред. С.П. Максимова. Книга 1. Европейская часть СССР. Москва: Недра, 358 с.
- Постников Д.В., Удовиченко Э.М. (1969). Анакрититы и метасоматиты в составе отложений докембрия северных районов Русской платформы. Москва: АН СССР, 184(3), с. 672–675.
- 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.
- Проворов В.М., Соснин Н.Е., Медведева Н.В. (2006). Отчет о тематических работах по объекту «Зонально-региональные площадные сейсмические и гравиметрические съемки на Бедряжской площади (Калтасинский авлакоген) с целью обнаружения и локализации нефтеперспективных объектов в рифей-вендском комплексе для лицензирования». Пермь: Изд-во КамНИИКИГС, 245 с.
- Сергеева Н.Д., Пучков В.Н. (2015). Стратиграфическая схема рифея и венда Волго-Уральской области (изменения и дополнения). *Геологический сборник*, 12, с. 3–22.
- Сиднев А.В., Масагутов Р.Х., Аюпова Е.Н., Баранов Т.С., Габидуллин А.Ф., Хантимирова Л.Р. (2016). Формирование прогибов Камско-Кинельской системы Волго-Урала в герцинскую фазу и проблемы локаций рифогенных массивов при поисках нефти. *Нефтегазовое дело*, 14(1), с. 49–55.
- Справочник по геохимии нефти и газа (1998). Под ред. С.Г. Неручева. Санкт-Петербург: Недра, 576 с.
- Станекзай Н.М. (2009). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендских отложений платформенного Башкортостана. Дис. канд. геол.-мин. наук. Уфа, 209 с.
- Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка (2000). Под ред.: Мемихатова М.А., Шик С.М. Уфа, 81 с.
- Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 112–124. <https://doi.org/10.18599/grs.19.12>
- Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка (2018). Под ред. Н.К. Фортунатовой, Е.Л. Зайцевой, М.А. Бушуевой и др. Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 64 с.
- Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А. (2013а). Строение девонского терригенного комплекса и положение границы среднего и верхнего девона на западе Татарстана. *Бюлл. МОИП. Отд. геол.*, 88(3), с. 22–41.
- Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А., Шве́ц-Тэнэ́та-Гури́й А.Г. (2013б). Обоснование положения границы среднего и верхнего девона в Волго-Уральской провинции. Москва: ГИН РАН, 160–162 с.
- Хромова И.Ю. (2019). Трециноватые коридоры и их роль в разработке месторождений углеводородов. *Межд. научно-практ. конф.: Инновации в геологии, геофизике и географии*. Москва: с. 142–144.
- Шестов И.Н., Тюрина И.М., Риянова А.Р. (2007). Геотермические условия газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода в пределах Пермского края. *Вестник Пермского университета. Геология*, 2(27), с. 75–84.
- Яценко И.Г., Полищук Ю.М. (2007). Анализ взаимосвязи физико-химических свойств тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печерского бассейнов. *Нефтегазовое дело*, с. 2–11.
- Kowalewski I., Carpentier B. et al. (2009). Early Cambrian source rock interval in southern Oman: Implications for oil and gas generation. *Gulf PetroLink, Bahrain. GeoArabia*, 14(4), pp. 53–86. <https://doi.org/10.2113/geoarabia140453>

Сведения об авторах

Дмитрий Дмитриевич Кожанов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

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

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Статья поступила в редакцию 08.04.2022;

Принята к публикации 11.05.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The role of proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling)

D.D. Kozhanov^{1*}, M.A. Bolshakova¹, I.S. Khopta²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Perm State University, Perm, Russian Federation

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

Abstract. Two-dimensional basin modeling was carried out along regional profiles (sublatitudinal and submeridional). When modeling, the software package of Lomonosov Moscow State University was used. The models take into account the features of geological structure of the Riphean deposits of the Kama-Belsky aulacogene northern part and the Vendian-Paleozoic complexes that overlay it. Recent data on the features of region geology (taking into account the assessment of thickness of the eroded Riphean-Vendian deposits), as well as on the features of organic matter of the ancient Precambrian deposits were used. As a result, boundaries of the oil and gas window and geotemperature gradient were revealed. Main type of deposits according to the results of 2D basin modeling is anticlinal (reservoir-arch) and stratigraphically shielded. Data obtained testify, firstly, to two stages of hydrocarbon generation by the Riphean-Vendian oil source strata (the first stage occurs at the end of the Early Riphean, the second – at the Vendian-end of the Late Carboniferous), and, secondly, to prevailing share of the Riphean-Vendian complex of source strata in the formation of oil and gas content of sedimentary cover within the marginal zones of the Kama-Belsky aulacogen northern-northwestern part of the Volga-Ural oil and gas basin. Generation of hydrocarbons by source strata of the Riphean-Vendian and Late Devonian-Early Carboniferous continues to this day, however, it has rather an «inertial character».

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

Recommended citation: Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. (2022). The role of proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 113–128. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.12>

References

Atlas of Lithological and Field Geographic Maps of the USSR. Vol. 2. Devonian, Carboniferous and Permian periods (1969). Ed. Bronov A.B. et al. Moscow. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2016). Oil and gas source formations of ancient platforms of Russia and oil and gas potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Bashkova S.E., Karaseva T.V., Giniyatova L.F. (2017). Prospects of oil and gas deposits below the depths industrially developed in the Volga-Ural oil and gas province. Perm: Perm State Nat. Research Univer., pp. 6–15. (In Russ.)

Bashkova S.E. (2009). Comprehensive analysis of criteria and indicators for predicting the oil and gas content of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.*. Perm: Perm State Tech. Univer., 198 p. (In Russ.)

Bashkova S.E., Belokon T.V. (2008). Forecast of the oil and gas potential of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas field based on the general model of the formation of hydrocarbon deposits. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 11–21. (In Russ.)

Belokon T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. (2001). Structure and oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits in the east of the Russian platform. Perm: IPK Zvezda. (In Russ.)

Belyshev B.P. (1991). Assessment of the Riphean-Vendian oil and gas potential of the Udmurt Autonomous Soviet Socialist Republic and the Kirov region in order to select priority directions and objects for prospecting. Report. Perm. (In Russ.)

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kartseva O.A. (2013a). The structure of the Devonian terrigenous complex and the position of the Middle and Upper Devonian boundary in the west of Tatarstan. *Bull. MOIP. Ser. geol.* 88(3), pp. 22–41. (In Russ.)

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kartseva O.A., Shvets-Teneta-Gury A.G. (2013b). Substantiation of position of the Middle and Upper Devonian boundary in the Volga-Ural province. Moscow: GIN RAS, pp. 160–162. (In Russ.)

Galushkin Yu.I. (2007). Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential. Moscow: Nauchny mir, pp. 333–356. (In Russ.)

Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karasyova T.V. (2017). Analysis of the development of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province northeastern part in connection with their oil and gas potential. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 16(3), pp. 275–282. (In Russ.)

Golovanova I.V., Malmanova R.Yu., Tagirova Ch.D. (2010). Estimation of the temperature of deep horizons of the Republic of Bashkortostan western part. *Neftegazovoe delo*, 2, pp. 19–31. (In Russ.)

Golovanova I.V., Masagutov I.V. (2009). Thermal field of the Bashkir Cis-Urals. V scientific readings in memory of Yu.P. Bulashevich. Yekaterinburg: pp. 104–108. (In Russ.)

Handbook of Oil and Gas Geochemistry (1998). Ed. S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)

Kazantseva T.T. (2014). Middle Devonian Domanikite of Bashkiria. *Georesursy = Georesources*, 2(57), pp. 17–23. (In Russ.)

Kanev A.S., Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gury A.G. (2017). Prospects for the oil-bearing capacity of Domanik-type deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Perm: pp. 141–148. (In Russ.)

- Karaseva T.V. (2006). To develop a set of criteria for the quantitative assessment of forecast resources and to carry out a forecast of the oil and gas potential of the Riphean-Vendian complex of the Russian European part. Report. Yaroslavl: 821 p. (In Russ.)
- Khromova I.Yu. (2019). Fractured corridors and their role in the development of hydrocarbon deposits. *Int. Sci.-Pract. Conf.: Innovations in Geology, Geophysics and Geography*. Moscow: pp. 142–144. (In Russ.)
- Kozhanov D.D., Khopta I.S. (2019a). Biomarkers and hydrocarbon composition of bitumoids of the Riphean-Vendian deposits within the Upper Kama depression. *II Int. Sci. Conf.: New trends in oil and gas geology and geochemistry. Development of exploration work*. Perm, pp. 213–217. (In Russ.)
- Kozhanov D.D., Khopta I.S. (2019b). New data on the prospects for oil and gas potential of the home horizon of the Udmurt Republic as an element of the generation-accumulation hydrocarbon system. *Geology, geocology and resource potential of the Urals and adjacent observations*, pp. 156–160. (In Russ.)
- 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. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>
- Kozlova I.A., Shadrina M.A. (2013). Geological and geochemical assessment of the possibility of oil and gas formation in the Upper Proterozoic deposits on the territory of the Perm Territory. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*. 12(8), pp. 18–27. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. (1996). Global patterns of oil and gas potential of the Earth's Precambrian. *Geologiya i Geophisica*, 37(8), pp. 6–42. (In Russ.)
- Koryakin S.Yu., Lvovskaya Ya.L., Vinokurova E.E., Pulina A.S., Krivoshechekova N.S. (2021). Forecast of the oil and gas content of the Devonian terrigenous complex in the central part of the Perm region based on the results of sedimentation and basin modeling. *Geomodel-2021*. (In Russ.)
- Kowalewski I., Carpentier B. et al. (2009). Early Cambrian source rock interval in southern Oman: Implications for oil and gas generation. *Gulf PetroLink, Bahrain. GeoArabia*, 14(4), pp. 53–86. <https://doi.org/10.2113/geoarabia140453>
- Kulagin A.V. (1991). Study of the structure of terrigenous-carbonate deposits of the Lower and Middle Carboniferous in the Kama area within the KKSU UASSR and generalization of geological and geophysical materials on the structure of the Riphean-Vendian deposits (generalization and reinterpretation of CDP materials). Report. Izhevsk, 330 p. (In Russ.)
- Larochkina I.A., Sukhova V.A., Valeeva I.F. (2010). Some aspects of the oil content of the Riphean-Vendian deposits in the Kama-Belsky aulacogen. *Georesursy = Georesources*, 3(35), pp. 10–14. (In Russ.)
- Lozin E.V. (2002). Deep structure and oil and gas potential of the Volga-Ural region and adjacent territories. *Lithosphere*, 3, pp. 46–48. (In Russ.)
- Lozin E.V. (1999). Tectonic development and prospects for the oil and gas potential of the Riphean and Vendian formations in the southeast of the East European Platform. *Stratigraphy, paleontology and oil and gas potential of the Riphean and Vendian deposits of the eastern part of the East European Platform*, pp. 49–54. (In Russ.)
- Maslov A.V. (2012). Lithogeochemistry of Upper Precambrian terrigenous rocks of the Volga-Ural region. Ekaterinburg: RIO Ural Branch of RAS, 248 p. (In Russ.)
- Merkulov O.I. (2016). Carrying out geological, geochemical and geochronological studies of pre-Devonian deposits in the eastern part of the Volga-Ural oil and gas field in order to assess the prospects for their oil and gas potential. Report. Saratov, 3026 p. (In Russ.)
- Oils, gases and bitumoids of the Perm Kama region and adjacent areas. Catalog of Physical Properties (1977). Ed. S.A. Vinnikovskiy, A.Z. Koblova. Perm, 568 p. (In Russ.)
- Oils, gases and organic matter of rocks in the north of the Ural-Volga region. Catalog of physical and chemical properties (1989). Ed. A.Z. Koblova, Yu.A. Dulepova. Vol. III. Perm: KamNIKIGS, 685 p. (In Russ.)
- Oil and gas fields of the USSR (1987). Ed. S.P. Maksimov. Book 1. European part of the USSR. Moscow: Nedra, 358 p. (In Russ.)
- Postnikov D.V., Udovichenko E.M. (1969). Anatectites and metasomatites in the composition of the Precambrian deposits of the northern regions of the Russian Platform. Moscow: AS USSR, 184(3), pp. 672–675. (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., Ishcheeva T.N. (2007). Prospects for the oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the Bedryazhskaya area and adjacent areas of the Kaltasinsky aulacogen. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 4(9), pp. 32–45. (In Russ.)
- Provorov V.M., Sosnin N.E., Medvedeva N.V. (2006). Report on the object “Zonal-regional areal seismic and gravimetric surveys in the Bedryazhskaya area (Kaltasinsky aulacogen) in order to detect and localize oil-promising objects in the Riphean-Vendian complex for licensing”. Perm: KamNIKIGS, 245 p. (In Russ.)
- Sergeeva N.D., Puchkov V.N. (2015). Stratigraphic scheme of the Riphean and Vendian of the Volga-Ural region (changes and additions). *Geological collection*, 12, pp. 3–22. (In Russ.)
- Shestov I.N., Tyurina I.M., Riyanova A.R. (2007). Geothermal conditions of gas-oil-bearing complexes of the Perm-Bashkir dome within the Perm region. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 2(27), pp. 75–84. (In Russ.)
- Sidnev A.V., Masagutov R.Kh., Ayupova E.N., Baranov T.S., Gabidullin A.F., Khantimirova L.R. (2016). Formation of troughs of the Kama-Kinel system of the Volga-Urals in the Hercynian phase and problems of location of reef massifs in the search for oil. *Neftegazovoe delo*, 14(1), pp. 49–55. (In Russ.)
- Stenekzai N.M. (2009). Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Vendian deposits of platform Bashkortostan. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Ufa, 209 p. (In Russ.)
- Stratigraphic scheme of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region. Explanatory note (2000). Eds. Memikhatova M.A., Shik S.M. Ufa, 81 p. (In Russ.)
- Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovsky Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Domestic deposits of the Volga-Ural use – types of section, formation of conditions and prospects of the ocean. *Georesursy = Georesources*, Special Issue, pp. 112–124. (In Russ.)
- Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion. Explanatory note (2018). Eds. N.K. Fortunatova, E.L. Zaitseva, M.A. Bushueva et al. Moscow: VNIGNI, 64 p. (In Russ.)
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. (2007). Analysis of the relationship between the physicochemical properties of heavy oils and the level of heat flow in the territories of the Volga-Ural, West Siberian and Timan-Pechersk basins. *Neftegazovoe delo*, pp. 2–11. (In Russ.)

About the Authors

Dmitrii D. Kozhanov – PhD 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 Lecturer, Department of Regional and Petroleum Geology

Perm State National Research University
15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 8 April 2022;

Accepted 11 May 2022; Published 16 May 2022