ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования

Д.Д.Кожанов✉, М.А.Большакова

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

***Как цитировать эту статью*:** Кожанов Д.Д., Большакова М.А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217. EDN OCPXEH

Аннотация. Рассмотрены результаты геохимического анализа органического вещества и нефтей протерозоя (RF-V комплекс) и палеозоя (продуктивные интервалы D_2, D_3, C_{1-2}) восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Полученные данные подкреплены результатами 2D-бассейнового моделирования по четырем региональным профилям, два из которых расположены в Камской и два в Бельской частях Камско-Бельского авлакогена. Скорректированы ранее полученные данные о степени катагенетической преобразованности нефтегазоматеринских толщ рифей-вендского нефтегазоносного комплекса, построены карты катагенеза. Приводятся новые доказательства наличия докембрийских нефтей в продуктивных комплексах палеозоя. Изучаемые нефти являются смешанными – образованными за счет продуктов генерации нефтегазоматеринских толщ рифея, венда и палеозоя (девонского и раннекаменноугольного возраста). По результатам моделирования выявлено, что основными нефтегазоматеринскими толщами в RF-V комплексе Камской части Камско-Бельского авлакогена являются отложения калтасинской свиты нижнего рифея и верещагинской свиты верхнего венда, в Бельской – толщи калтасинской, кабаковской, ольховской, приютовской, шиханской и леузинской свит рифея и старопетровские отложения в венде. Установлено, что увеличение интервала главной зоны нефтеобразования и газообразования происходит в юго-восточном направлении. В обеих впадинах Камско-Бельского авлакогена выделяется единая нефтяная система, функционирующая в отложениях стратиграфического интервала от рифея до нижнего карбона. В ее составе в качестве основных нефтегазоматеринских толщ рассматриваются толщи рифея-венда, коллектора приурочены к карбонатному комплексу рифея, терригенным отложениям верхнего венда и среднего девона, а покрышкой служат породы верхнего девона-турне.

***Ключевые слова*:** Волго-Уральский бассейн; бассейновое моделирование; геохимия; органическое вещество; докембрий; нефтяная система

Поступила: 28.02.2023 ***Принята: 05.03.2024*** ***Онлайн: 08.04.2024*** ***Опубликована: 25.04.2024***

Введение. Анализ возможных источников нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) является одной из ключевых задач при поиске месторождений углеводородов (УВ). Особенную роль играет оценка возможных источников УВ в тех бассейнах, в которых прогнозируется наличие нескольких нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). Одним из таких объектов является Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (ВУ НГБ). Указанный регион расположен на востоке Восточно-Европейской платформы и приурочен к одноименной антеклизе. Осадочный разрез бассейна представлен отложениями рифея, венда, девона, карбона и перми. В структурном отношении разделен на два крупных комплекса – авлакогеновый (RF) и плитный (V-P). Стратиграфическое наполнение рифейского комплекса впадин Камско-Бельского авлакогена (КБА) различное [1, 2], в связи с чем в данной работе анализ этих отложений производится раздельно – для Камской и Бельской частей.

Промышленная нефтегазоносность ВУ НГБ в основном связана с продуктивными нефтегазоносными комплексами (НГК) терригенного девона (ардатовский, муллинский и пашийский горизонты), верхнего девона (терригенно-карбонатные отложения франского и фаменскго возраста), нижнего (тульский и бобриковский горизонты) и среднего карбона (башкирско-московские отложения), нередко нефтегазоносными являются толщи нижней перми (ассельский, сакмарский и артинский пласты). Нижележащие отложения венда включают несколько небольших месторождений нефти (Соколовское, Сивинское, Шарканское, Дебесское) [1, 3, 4].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Причина практически полного отсутствия залежей УВ в рифей-вендском (RF-V) комплексе на сегодняшний день до конца не ясна. Возможно, это связано с разрушением ранее сформированных залежей или с наличием лишь незначительного количества органического вещества (ОВ) для генерации УВ. В качестве причины рассматривается отсутствие непроницаемой покрышки в RF-V комплексе (Д.И.Иванов, 2008), за счет чего УВ, сгенерированные рифей-вендскими породами, мигрировали и сконцентрировались в вышележащих отложениях палеозоя (Pz) [3].

На основе данных литературного обзора и собственных аналитических исследований был проведен анализ условий накопления и преобразования ОВ рифея, венда и верхнего девона-турне. По ограниченному набору биомаркерных параметров (распределение нормальных алканов, хейлантанов и стеранов) установлена генетическая связь палеозойских и протерозойских нефтей с ОВ докембрия*.

Результаты проведенного 2D-бассейнового моделирования подтвердили полученные данные, а также позволили выявить пространственные и временные особенности развития нефтяных систем изучаемой части бассейна.

Цель исследования – на основе биомаркерного анализа и 2D-бассейнового моделирования проанализировать влияние НГМТ RF-V на формирование нефтегазоносности осадочного чехла восточной части ВУ НГБ.

Задачи:

• Собрать и проанализировать данные о геологическом строении и нефтегазоносности пород рифея-венда восточной части ВУ НГБ.

• Рассмотреть имеющиеся публикации о составе (в том числе биомаркерном) ОВ протерозойских НГМТ России и мира.

• Выполнить геохимический анализ ОВ отложений докембрия и нефтей продуктивных комплексов V_2, D_2, D_3, C_{1-2} методами изотопной геохимии и хромато-масс-спектрометрии.

• На основе полученного материала построить 2D-бассейновые модели по региональным профилям в пределах Камской и Бельской впадин КБА.

• Проанализировать работу нефтяных систем региона, оценить роль НГМТ разного возраста в формировании нефтегазоносности региона, а также представить непротиворечащую имеющейся информации модель нефтяных систем.

Материалы и методы. *Геохимический анализ.* Проанализировано 12 проб нефтей и 8 образцов битумоидов, экстрагированных из НГМТ докембрийского возраста (V_2kc – кочешорская свита). Образцы нефти выбирались по принципу территориальной близости к прибортовым зонам КБА (исходя из рекомендаций, предложенных в предыдущей работе [3]). Использовались образцы нефтей из продуктивных интервалов следующих площадей: Дебесская (V_2kr), Соколовская (V_2kr), Сивинская (D_3tm), Кудымкарская (D_3tm), Краснокамская (D_3tm), Куединская (D_2ps), Касибская (D_2ps), Мишкинская (D_3dm), Кулигинская (D), Савинская (C_1t) и Гожанская (C_1bb). Битумоиды были экстрагированы из углеродистых отложений кочешорской свиты (V_2kc) Ефимовской площади (рис.1).

Разделение экстрактов и нефтей на группы проводили на стеклянных колонках, заполненных аргентированным силикагелем марки АСКГ с размером зерен 0,1-0,2 мм. После смачивания силикагеля гексаном в колонку переносили навеску мальтенов. Далее проводили элюирование гексаном фракции парафинонафтеновых УВ. Фракцию ароматических УВ десорбировали и элюировали толуолом. После окончания разделения флаконы с фракциями ставили под вытяжной шкаф до полного испарения растворителя. Дальнейший геохимический анализ аналитических групп ОВ и нефтей производился методом хромато-масс-спектрометрии на базе газового хроматографа Agilent 6890B, снабженного масс-спектрометром Agilent 5977A MSD.

Бассейновое моделирование. Проведение 2D-бассейнового моделирования позволило выявить и проиллюстрировать пространственно-временные особенности развития нефтяных систем изучаемой части бассейна. В работе использованы четыре региональных профиля – по одному субширотному и одному субмеридиональному для Камской и Бельской впадин КБА соответственно (рис.1).

* Идею о возможном наличии в продуктивных комплексах палеозоя нефтей, генерированных докембрийскими НГМТ, в разное время высказывали В.И.Козлов, К.Р.Чепикова, И.А.Ларочкина, Г.Н.Гордадзе и др. Однако до настоящего времени комплексная аргументация в пользу этого положения приведена не была.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

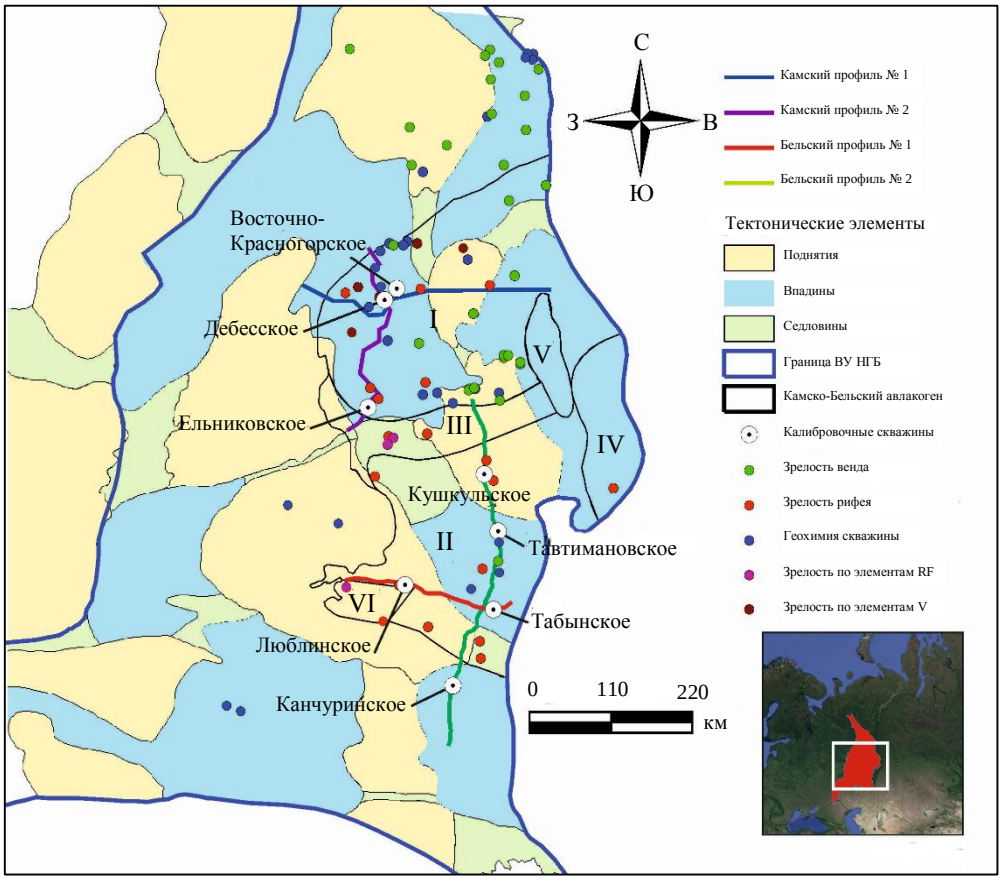


Рис.1. Карта фактического материала на тектонической основе
Структуры Камско-Бельского авлакогена:
I – Камская впадина; II – Бельская впадина;
III – Орьебаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона; IV – Дружининский выступ;
V – Осинцевско-Красноуфимский выступ; VI – Новотроицкая терраса

Исходные материалы были заимствованы из производственных отчетов разных лет (2005-2009 г.). Суммарная протяженность профилей составляет свыше 1450 км. Стратиграфическое и литологическое наполнение разрезов в моделях выполнено в соответствии с региональными схемами, палеогеографическими реконструкциями и данными скважин [1]. Моделирование проведено по нескольким сценариям – с наличием НГМТ в RF-V комплексе и без. Литологическая характеристика закладывалась с учетом различных палеофациальных карт и реконструкций (рис.2).

В модели учтены *эрозионные события*, происходившие на территории ВУ НГБ. На рубеже рифея-венда мощность эродируемых отложений не превышала 1500 м, при этом максимальная мощность эродированных отложений характерна именно для северных районов [5, 6]. Начало раннего палеозоя также ознаменовалось для восточной окраины Восточно-Европейской платформы значительным эрозионным событием. Предполагается, что в это время было денудировано до 1000 м рифей-вендских отложений. В конце поздней перми и начале триаса территория вновь испытала восходящие вертикальные движения, за счет чего было «срезано» до 250-300 м горных пород.

Разломная тектоника. Территория исследуемого бассейна за время своего формирования претерпевала достаточно большое количество изменений, обусловленных историей геологического развития региона и в большей мере его геодинамическими перестройками. Во всех структурных этажах прослеживаются проявления разломной тектоники. Основные зоны проявления дизъюнктивных нарушений в пределах восточной части Волго-Уральского бассейна приурочены к границам различных блоков фундамента (Татарский, Башкирский и Пермский своды), что обусловлено архей-раннепротерозойскими процессами образования зон консолидации протоплатформ. Типичным для этих разломов является северо-западное (почти меридиональное) простирание. Предполагается, что «раскрытие» имеющихся разломов происходило во времена тектонической активизации (в конце венда и поздней перми-триасе).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

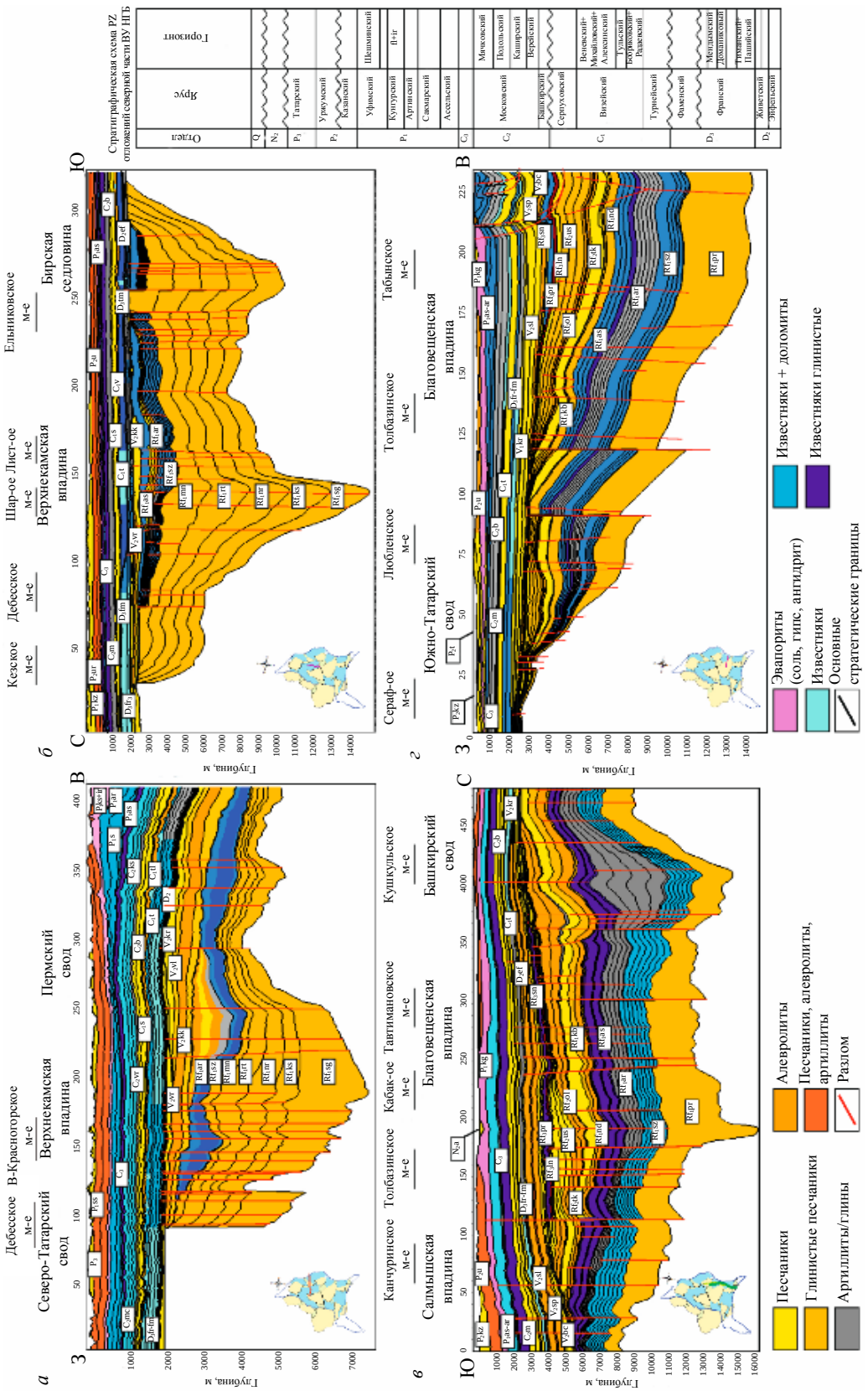


Рис.2. Литолого-стратиграфические профили с положением линии разреза на структурной карте ВУ НГБ и стратиграфическими колонками

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

Граничные условия. Значения теплового потока по времени подбирались в соответствии с геотектоническим режимом развития бассейна [7]. На рифейском (авлакогеновом) этапе в зонах активного рифтогенеза (восточная часть территории) величина глубинного теплового потока достигала значений 50-60 мВт/м^2. Время закрытия рифтового бассейна в RF_3-V_1 характеризовалось умеренным тепловым потоком до 50 мВт/м^2. На границе венда-кембрия тепловой поток мог повышаться до значений 55 мВт/м^2. В дальнейшем вплоть до границы перми-триаса тепловой поток был стабильным (на уровне 40-50 мВт/м^2). После этого на мезо-кайнозойском этапе отмечается снижение величины теплового потока, особенно в западных районах исследуемой территории (до уровня 19 мВт/м^2). Значения теплового потока были ранжированы по площади и разрезу. Наибольшие значения указанного параметра наблюдаются во впадинных частях разреза. Данные по значениям современных пластовых температур были заимствованы из справочников и фондовых отчетов. Параметры, внесенные в модель, отражены в табл.1.

Таблица 1

Характеристики нефтегазоматеринских толщ

Породы	Литология	Мощность, м	Тип органического вещества	$Corg_0$, %	HI_0, мгУВ/ гТОС
RF_1sz	Аргиллит	До 300 (суммарно)	II	1,5	900
RF_1ar	Мергель доломитистый	До 100	II	1,5	600
RF_2ol	Аргиллит	До 50	II	0,47	400
RF_3shn	Аргиллит	До 50	II	0,53	650
V_2vr (sp)	Аргиллит	До 100	II	5	710
D_2af	Аргиллит	30	II/III	1,0	250
D_3fr-fm	Кремнистый аргиллит	До 60	II	2,0-10,7	600-710
C_2vr	Углистый аргиллит	30	II/III	0,54	300

Характеристики НГМТ. В качестве исходных геохимических параметров использовались аналитические значения содержания органического углерода (TOC_0 – Total organic carbon) и водородного индекса (HI_0 – Hydrogen Index), пересчитанные на исходные значения. Детальное описание характеристик ОВ НГМТ было приведено в предыдущей работе [3], а также отражено в табл.1. В связи с тем, что ОВ различных (по возрасту, типу и распространению) НГМТ обладает различными индивидуальными характеристиками, кинетические модели, подобранные для моделирования, лишь отчасти отражают характер реализации генерационного потенциала изучаемых отложений.

Степень катагенетической преобразованности ОВ различных НГМТ оценивалась на основании литературных данных [2, 8, 9]. Калибровка моделей производилась по данным современных пластовых температур и скважин, расположенных на площадях Канчуринской, Тавтимановской, Кушкульской, Любленской, Табынской, Дебесской, Восточно-Красногорской, Лозолюкской, Есенейской, Баклановской, Ельниковской и др. (табл.2); по значениям *Ro* ((Vitrinit) Reflection in oil), снятым с карт, и зонам катагенеза, выделенным ранее авторами [4, 8, 9]; и по положению месторождений по площади и разрезу.

Геологическая характеристика. *Тектоника.* Тектонический облик территории исследования представлен тремя структурными этажами. Нижний – авлакогеновый, расположен в границах КБА – структуры древнего заложения. Он подразделяется на Камскую и Бельскую впадины, разделенные Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоной. На востоке выделены приподнятые блоки кристаллического фундамента – Осинцевско-Красноуфимский и Дружининский выступы (см. рис.1).

В среднем (синеклизном) структурном этаже выделяются две впадины – северная (Верхнекамская) и южная (Шкапово-Шиханская), разделенные между собой Сарапульско-Яныбаевской седловиной. Все структуры сложены отложениями верхнего венда. Стратиграфическое наполнение впадин схоже между собой, однако наименование комплексов разное. Ниже представлено краткое описание стратиграфии рифея-венда раздельно для северной и южной впадинных частей изучаемой территории.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Таблица 2

Основные калибровочные параметры, используемые в модели

Месторождение	Структура	Глубина, м / *T*, °С	Глубина, м / *Ro*, %	Градация катагенеза
Канчуринское	Салмышская впадина	25/4	25/0,5	–
Тавтимановское	Благовещенская впадина	2067-2125/41	2067-2125/0,5	–
Кушкульское	Башкирский свод	25/6	25/0,5	–
Любленское	Южно-Татарский свод	1413-1451/28	–	–
Табынское	Благовещенская впадина	339/12 1585/31 1669/36	–	–
Дебесское	Верхнекамская впадина	1276/26 1760/36	–	1797/ПК$_3$-МК$_1$
Восточно-Красногорское	Верхнекамская впадина	1306/26 1580/28 1611/28	–	1705/ПК$_3$
Лозолюкское	Верхнекамская впадина	1292/27 1383/28	–	1724/МК$_1$
Есенейское	Верхнекамская впадина	–	–	2011/ПК$_3$
Баклановское	Пермский свод	1267/23 1276/24 1631/29	–	2446/МК$_1$
Ельниковское	Бирская седловина	786/18,5 895/23 1410/28 1470/29	–	–

Третий (современный) структурный этаж в пределах рассматриваемой территории представлен в составе Верхнекамской, Бымско-Кунгурской, Юрюзано-Сылвенской, Благовещенской и Салмышской впадин, Пермского, Башкирского и Татарского сводов, а также Бирской седловины. Сходство в стратиграфическом и фациальном облике различных частей указанного структурного этажа позволило нам рассматривать отложения палеозоя согласно региональным стратиграфическим схемам (рис.2).

Стратиграфия. Стратиграфическое наполнение впадин КБА различное – северная (Камская) часть выполнена отложениями нижнего и фрагментарно среднего рифея, южная (Бельская) сложена породами всех трех серий рифея – кырпинской (нижний), серафимовской (средний) и абдулинской (верхний). В состав нижнерифейского комплекса осадочного чехла северной (Камской) впадины входят терригенные отложения сарапульской и прикамской серий, а также глинисто-карбонатные толщи калтасинской свиты кырпинской серии. Верхневендская часть вышележащей Верхнекамской впадины представлена в составе кыквинской, верещагинской, велвинской и краснокамской свит [1]. Разрез рифей-вендской части Бельской впадины КБА выражен значительно шире. Помимо нижнерифейских отложений, здесь также присутствуют преимущественно терригенные породы среднего и терригенно-карбонатные толщи верхнего рифея. Верхневендский терригенный комплекс указанной части Волго-Уральского региона представлен практически в том же объеме, однако наименование стратиграфических подразделений здесь иное: байкибашевская, старопетровская, салиховская и карлинская свиты (рис.2).

Нефтегазоносность. В разрезе осадочного чехла бассейна выделяют несколько нефтеносных и нефтегазоперспективных комплексов, каждый из которых характеризуется сходными условиями нефтегазонакопления и типами залежей УВ. Границы НГК проводятся по регионально выдержанным непроницаемым покрышкам. В качестве нефтематеринских пород рифей-вендского комплекса рассматриваются толщи калтасинской свиты нижнего рифея, а также глинистые отложения верещагинской и старопетровской свит верхнего венда. В палеозойской части в качестве НГМТ выступают отложения афонинского горизонта среднего девона, доманиковая высокоуглеродистая

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

формация верхнего девона-турне и угленосные породы верейского горизонта среднего карбона. В Бельской части, помимо перечисленных, имеются также нефтематеринские отложения кабаковской, ольховской и шиханской свит рифея. Основными коллекторами являются терригенные отложения верхнего венда, среднего девона, а также карбонатные толщи среднего-верхнего карбона и нижней перми. Покрышками служат аргиллиты верхнего венда, глинисто-карбонатно-кремнистые толщи верхнего девона-турне, а также карбонатно-эвапоритовые отложения кунгурского яруса нижней перми.

Наличие значительного количества НГМТ в совокупности с благоприятными термобарическими условиями для образования жидких и газообразных УВ, присутствие в разрезе коллекторов и покрышек обусловили появление значительного числа месторождений нефти и газа на территории бассейна. Большинство из них приурочено к структурам, облекающим крупные выступы фундамента: Южно-Татарскому, Северо-Татарскому, Пермскому и Башкирскому сводам, Бирской и Косьвинско-Чусовской седловинам. Наибольшее количество залежей выявлено в отложениях среднего девона и нижнего-среднего карбона. В вышележащих толщах залежей УВ меньше – с верхнедевонско-турнейского комплекса до нижнепермского НГК происходит постепенное снижение количества выявленных залежей. По всей видимости, глинисто-карбонатные отложения верхнего девона-турне являются покрышкой, препятствующей свободному перемещению УВ.

В пределах Камской впадины КБА нефтегазоносность докембрийских отложений ВУ НГБ связана с кыквинскими и краснокамскими отложениями верхнего венда (Сивинское, Соколовское, Шарканское, Дебесское месторождения и др.). В рифейском комплексе наблюдались лишь незначительные нефте- и газопроявления, отмеченные в отложениях калтасинской свиты [2, 4].

На территории Бельской впадины КБА рифей-вендских нефтяных и газовых месторождений обнаружено не было. Однако нефте- и газопроявления представлены достаточно широко в отложениях калтасинской, тукаевской, ольховской и усинской свит рифея, а также в байкибашевских, салиховских и карлинских толщах верхнего венда [2, 4].

Геохимические особенности органического вещества и нефтей докембрийского возраста. Из истории геологического развития известно, что биотические сообщества архея-протерозоя представлены в основном бактериями, а также примитивными водорослями и простейшими (фито- и зоопланктон). Это отразилось в повсеместном преобладании гопанов над стеранами [10]. Накопление ОВ происходило исключительно в морской среде в условиях аридного и умеренного климата (за исключением времени Лапландского оледенения) [11, 12]. На это четко указывает также отношение трициклических терпанов t19/t23, значение которого обычно ниже 0,5 [13].

Исходный тип керогена определяется как II – аквагенное (сапропелевое) ОВ. При этом геохимический облик исходного ОВ может быть нередко искажен происходившими в прошлом процессами преобразования НГМТ [14]. Поэтому в настоящее время можно наблюдать появление III и IV типов керогена, что, однако, противоречит составу биосферы того времени [10, 15, 16]. Противоречивость в определении обстановок накопления ОВ в докембрии отразилась и в распределении стеранов С27:С28:С29. Так, особенностью докембрийских нефтей является преобладание этилхолестана над собственно холестаном и метилхолестаном [17-19]. Обычно такое распределение характерно для гумусового ОВ. В качестве еще одной геохимической особенности древних нефтей выделяют наличие высоких концентраций монометилалканов (12-, 13-монометилалканы, 2-, 3-монометилалканы [11, 20]) и диметилалканов (2,7-диметилалканы) [21]. Природа этого явления на данный момент до конца не ясна. Тем не менее очевидно, что наличие этих УВ соединений характерно лишь для узкого стратиграфического интервала (венд) и малого количества НГБ мира (Восточная Сибирь и Оман) [10]. Своеобразным маркером докембрийского ОВ является облегченный изотопный состав углерода. После проведенного анализа многочисленных публикаций выявлено, что большинство нефтей имеет значения показателя $\delta^{13}C$ от –30 до –31 ‰. Такая особенность также объясняется природой исходного ОВ (аквагенное, бактериогенное). Отметим, что для большинства докембрийских нефтей отношение $\delta^{15}Nsed$ варьируется в диапазоне от 0 до +8 ‰ [22].

По всей видимости, выявленные геохимические особенности свидетельствуют об агрессивности окружающей среды того времени [22-24], высокой солености вод [22], малом разнообразии живых организмов [11, 22, 25], малокислородном составе атмосферы [26] и затяжных эпохах оледенения Земли (Гренландское, Лапландское и др.) [11, 27].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Обсуждение результатов. *Геохимический анализ нефтей PR_2 и Pz изучаемого региона.* Авторами были проведены геохимические исследования ОВ и нефтей из докембрийских и палеозойский отложений восточной части ВУ НГБ (табл.3). Выявлены степени катагенетической преобразованности, источник нефти продуктивных комплексов V_2-Pz, а также определены палеогеографические обстановки среды накопления исходного ОВ.

Таблица 3

Расчетные коэффициенты, полученные по результатам хромато-масс-спектрометрии нефтей и экстрактов

Скважина, площадь	Тип флюида	Стратиграфический интервал	Среда								Зрелость			
			Pr/Ph	Pr/n-C_{17}	Ph/n-C_{18}	t19/t23	C27/C29	C28ββ/C29ββ	ETR (4)	DBT/P	Ts/Tm	MPR (1)	MPI 1 (2)	MDR (3)
Дебесская, 600	Э	V_2kr	0,3	0,66	0,48	0,06	0,1	0,14	0,6	0,04	0,4	1,0	0,4	0,3
Соколовская, 52	Н	V_2kr	1,13	0,86	0,85	0,1	0,1	0,15	0,7	0,08	0,4	0,8	0,7	2,8
Сивинская, 1	Н	D_3tm	1,12	0,75	0,85	0,12	0,1	0,15	0,7	0,07	0,6	1,2	0,7	8
Кудымкарская, 1	Н	D_3tm	0,89	0,76	0,85	0,06	0,5	0,3	0,8	1,1	0,23	0,7	0,5	1,8
Краснокамская, 207	Н	D_3tm	1,13	0,73	0,65	0,11	0,5	0,4	0,7	0,64	0,65	0,6	0,5	2,5
Куединская, 2	Н	D_2ps	0,63	0,81	1,19	0,04	0,4	0,4	0,9	0,71	0,13	1,3	0,8	2,4
Касибская, 3	Н	D_2ps	1,29	0,67	0,53	0,17	0,6	0,3	0,7	0,65	0,6	0,6	0,5	3,2
Мишкинская, 185	Н	D_3dm	0,55	1,02	1,76	0,02	0,7	0,4	0,9	1,3	0,09	1,6	0,9	1,4
Кулигинская, 61	Н	D	0,68	0,79	1,13	0,05	0,5	0,3	0,9	–	0,19	–	–	–
Савино, 140	Н	C_1t	0,62	1,09	1,78	0,02	0,7	0,3	0,9	0,68	0,14	1,2	0,8	1,8
Гожанская, 3	Н	C_1bb	0,63	0,93	1,38	0,02	0,6	0,3	0,9	1,1	0,2	1,0	0,9	1,7
Красновишерская, 2.4 (1 экстр)	Э	V_2kc	1,0	0,78	0,8	0,26	1,2	1,12	0,7	0,09	0,5	1,0	0,7	3,9
Красновишерская, 2.4 (Г)	Э	V_2kc	0,24	0,95	1,0	0,1	1,2	1,1	0,6	0,06	0,5	1,1	0,9	2,2
Красновишерская, 2.4 (хол)	Э	V_2kc	0,07	0,77	0,76	0,05	1,1	1,1	0,6	0,12	0,5	1,0	1,0	1,4
Красновишерская, 301-2	Э	V_2kc	0,23	0,56	0,54	0,07	0,9	0,85	0,7	0,03	0,5	2,6	0,9	5,0
Красновишерская, 301-2 (2 экстр)	Э	V_2kc	1,04	0,79	0,79	0,3	1,1	1,12	0,7	0,1	0,5	1,1	0,7	3,4
Красновишерская, 301-2 (Г)	Э	V_2kc	0,13	0,72	0,85	0,11	1,1	1,2	0,6	0,07	0,5	1,3	1,0	1,6
Красновишерская, 301-2 (хол)	Э	V_2kc	0,04	0,72	0,67	0,04	1,0	1,0	0,6	0,07	0,5	0,8	0,9	1,3
Красновишерская, 301-26	Э	V_2kc	0,18	0,53	0,48	0,07	0,9	0,8	0,7	0,04	0,5	2,0	0,9	4,6

Примечание: Н – нефть; Э – экстракты; DBT – дибензотиофены; P – фенантрен; Pr – пристан; Ph – фитан; n-C_{17-18} – нормальные алканы; C27:C28:C29 – стераны; t19/t23 – хейлантаны; Ts/Tm – трисноргопаны.

Генетические особенности. Дадим характеристику генетических особенностей ОВ и нефтей (рис.3, *а*). Отношения DBT/P и Pr/Ph (рис.3, *б*) показывают, что ОВ венда относится к литофациальной зоне 2 (озерные бедные серой отложения). Здесь же расположены значения, полученные по результатам изучения нефтей V-Pz. Часть проб тяготеет к зоне 3 (морские глины и другие озерные отложения). Образцы ОВ доманиковых отложений ВУ НГБ [28] практически полностью расположены в зоне 1Б (морские карбонаты и морские мергели).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

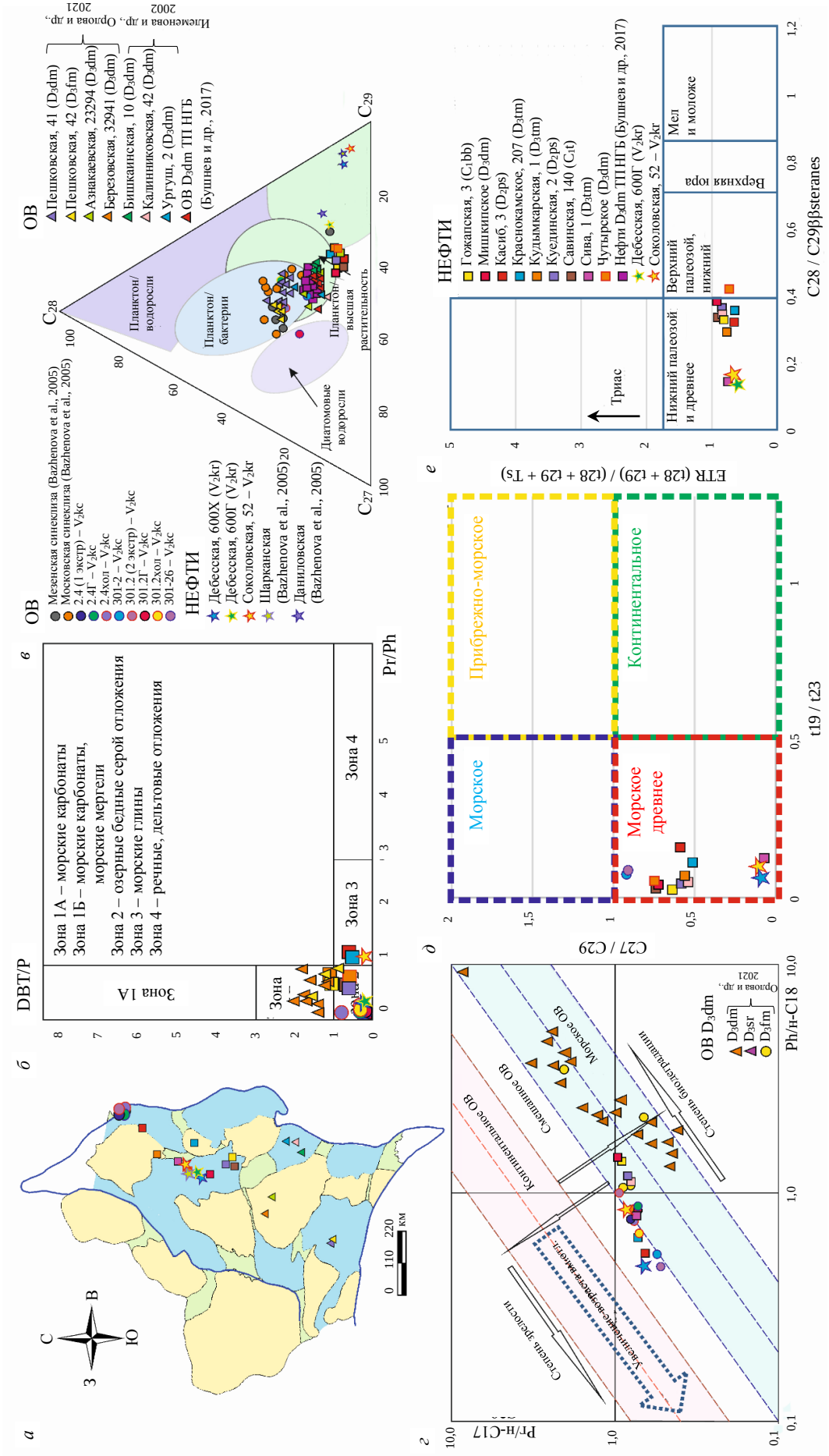


Рис.3. Результаты проведенного геохимического анализа ОВ и нефтей: *а* – положение точек отбора нефтей; *б* – график отношения показателей DBT/P и Pr/Ph; *в* – тригонограмма распределения содержания стеранов C27:C28:C29; *г* – диаграмма Кеннона – Кассоу; *д* – график отношения показателей C27/C29 и t19/t23 [29, 30]; *е* – график отношения показателей ETR и C28/C29

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Для генетической привязки исследуемых нефтей и корреляции ОВ-нефть также была использована тригонограмма отношения стеранов С27:С28:С29 (рис.3, *в*). Все исследованные образцы ОВ и нефтей подразделяются на четыре геохимические группы. В первую вошли нефти, отобранные из продуктивных интервалов докембрийского возраста, а также нефть Сивинского месторождения (D_3tm). Для этих проб установлено резкое преобладание стерана С29. Другая группа представлена ОВ НГМТ верхневендского и верхнедевонского возрастов. Для нее характерно преобладание стерана С27, что связано с сапропелевым типом исходного ОВ [28]. Третья группа – образцы ОВ и нефтей доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ, в которых увеличивается содержание стерана С29. Данная особенность объясняется смешанным (II/III типом исходного ОВ).

Изучаемые нами нефти образуют четвертую группу, расположенную между ОВ доманиковых отложений и нефтями протерозоя. Установлено, что все исследуемые нефти характеризуются значительными содержаниями этилхолестана С29. В общем объеме стеранов его доля варьируется от 51 до 88 % (рис.3, *в*). Данная особенность указывает на преимущественно древнее бактериогенное происхождение ОВ. Для проведения комплексной генетической характеристики изучаемых нефтей и ОВ нами также была построена диаграмма Кеннона – Кассоу (рис.3, *г*). Выяснено, что эти образцы находятся в зонах смешанного и морского ОВ, тогда как доманиковые имеют исключительно морской генезис. Интересно, что зрелость нефтей и ОВ (определяемая с помощью данного графика) закономерно увеличивается в зависимости от возраста вмещающих отложений.

Катагенетическая характеристика. Помимо генетических особенностей нами также была предпринята попытка определения степени зрелости нефтей на основе биомаркерных характеристик. С этой целью авторами проведен молекулярный анализ по методике, описанной Matthias Radke [31]. Рассчитаны следующие коэффициенты (табл.3):

$$MPR = [2 - MP]/[1 - MP]; \quad (1)$$

$$MPI\ 1 = 1{,}5\ ([2 - MP] + [3 - MP])/([P] + [1MP] + [9 - MP]); \quad (2)$$

$$MDR = [4 - MDBT]/[1 - MDBT], \quad (3)$$

где MP – метилфенантрены; P – фенантрен; MDBT – метилдибензотиофены.

Дальнейший расчет показателя *Rm* (Mean Vitrinite Reflectance) проводился по графикам, представленным в статье [32]. Градации катагенеза определялись по данным В.Т.Фролова (1992). Все исследуемые нефти были генерированы НГМТ на градациях катагенеза $МК_1$-$МК_2$. Отношение Ts/Tm также демонстрирует относительно высокую зрелость – значения данного показателя изменяются от 0,13 до 0,65 (табл.3). Выявленные значения в целом совпадают с положением катагенетических зон, определенных ранее для RF-V [2, 4]. Тем не менее нельзя исключать влияние верхнедевонско-турнейских НГМТ, так как в близлежащих структурах (Соликамская депрессия, восточная часть Верхнекамской впадины, Бельская впадина и др.) присутствуют зрелые породы данного возраста. В связи с этим необходимо проводить комплексную возрастную характеристику источников УВ в изучаемой части бассейна.

Следующий график, косвенно указывающий на возраст НГМТ, строится на основании отношений стеранов С27/С29 и хейлантанов t19/t23 (рис.3, *д*). Указанные параметры определены авторами неслучайно, так как в данном случае они позволяют нам разделить ОВ на чисто морское и чисто континентальное. Также выделяется и своеобразная «зона противоречий», при которой отношение трициклических УВ будет указывать на аквагенное происхождение ОВ, а стераны – на древность. В результате при нанесении полученных значений на график исследуемые нами нефти и битумоиды вновь попали в область древнего морского ОВ.

Для большей достоверности полученных результатов авторами был построен еще один график, также основанный на отношении стеранов С28 и С29 и хейлантанового индекса (рис.3, *е*),

$$ETR = (t28 + t29)/(t28 + t29 + Ts). \quad (4)$$

По данным Т.В.Abay [32] анализ распределения значений указанных коэффициентов позволяет определить возрастную привязку НГМТ, генерировавших флюид. Интересно, что на данном графике практически все (за исключением нефти Чутырского месторождения) изучаемые образцы

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

также оказались в зоне, отвечающей возрастному интервалу – нижний палеозой и древнее (рис.3, *е*). Поскольку в разрезе осадочных отложений изучаемой части Волго-Уральского бассейна толщи нижнего палеозоя не выявлены, не остается сомнений в том, что данные нефти были генерированы ОВ докембрия. Древнее ОВ и генерированные им УВ соединения характеризуются наличием изотопно легкого углерода. В восточной части Волго-Уральского НГБ такие нефти встречены на месторождениях Соколовское, Сивинское, Дебесское ($\delta^{13}C$ от –31 до –30 ‰). Углерод ОВ палеозоя изотопно более тяжелый ($\delta^{13}C$ от –27 до –28 ‰) [33]. Данная особенность позволяет проводить корреляцию по типу нефть – ОВ НГМТ. На основе ретроспективных данных [33] также был проведен подобный анализ. Выяснилось, что в нефтях отложений среднего-верхнего девона и нижнего карбона показатель $\delta^{13}C$ варьируется в пределах от –27,3 до –30,5 ‰, в среднем не превышая значений –29 ‰. Изотопно легкий углерод в нефтях палеозойской части разреза свидетельствует о наличии УВ, генерированных древними (докембрийскими) НГМТ. Эти особенности (тип ОВ, TOC_0, HI_0) были использованы в моделировании при выявлении источников УВ месторождений изучаемой части бассейна. Анализ результатов моделирования проводился с учетом выявленной связи между нефтями протерозоя и палеозоя.

Результаты бассейнового моделирования. Модели по четырем региональным профилям, расположенным в Бельской и Камской частях КБА (см. рис.1, 2), построены с учетом истории тектонического развития, палеогеографических особенностей образования и дальнейшего преобразования (эрозионные события) толщ осадочного чехла бассейна. Модель была скалибрована по значениям современных пластовых температур и показателю отражения витринита (см. табл.2, рис.4). Таким образом, эти модели корректны и могут быть рассмотрены при изучении процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ в исследуемой части бассейна.

По результатам проведенного моделирования получены значения температурного градиента для разных частей бассейна. Сводовые части характеризуются наибольшими значениями температурного градиента, особенно в самой верхней их части, где вниз по разрезу идет постепенное снижение показателя (своды Башкирский – 2,4-3,3 и Южно-Татарский – 2,0-3,1 °С/100 м). Высокими значениями характеризуются крупные впадины Благовещенская и Верхнекамская от 2,7 до 2,93 м и от 2,6 до 3,4 °С/100 м. Чуть ниже уровень данного показателя в Бымско-Кунгурской впадине и Юрюзано-Сылвенской депрессии. Самые низкие значения прогнозируются для Салмышской впадины и Бирской седловины – в пределах 1,0-2,5 °С/100 м. Проведена оценка степени катагенетической преобразованности отложений по разрезам. Главные зоны нефтеобразования (ГЗН) и газообразования (ГЗГ) расположены в интервале глубин от 1,6 до 4,1 км в северной части и от 1,6 до 5,8 км в южной. Максимальные градации катагенеза достигаются на глубинах > 5 км у Камской и > 6,6 км у Бельской впадин КБА. Разница в температурном режиме связана в первую очередь с мощностью осадочного чехла, значительные интервалы ГЗН и ГЗГ в пределах Бельской впадины обусловлены близостью Предуральского краевого прогиба. Степень зрелости ОВ НГМТ по площади оценивалась по результатам бассейнового моделирования с учетом данных пиролиза из фондовых и ретроспективных источников [8, 34, 35]. Корректировка границ выделенных катагенетических зон производилась с помощью структурных карт. В результате построены карты-схемы катагенеза для кровли отложений нижнего рифея (RF_1kl) (рис.5, *а*) и верхнего венда (V_2vr, V_2sp) (рис.5, *б*).

Степень катагенетической преобразованности ОВ отложений рифея зависит от глубины их максимального погружения. Увеличение метаморфизма ОВ идет в юго-восточном направлении, достигая максимума в пределах Бельской впадины (ГЗГ). Большая же часть изученных отложений находится в пределе ГЗН.

Вендские толщи характеризуются меньшей преобразованностью – метаморфизм ОВ увеличивается в восточном и юго-восточном направлениях. Наименее преобразованные толщи расположены в северо-западной части исследуемого региона – здесь градации катагенеза не превышают значений $ПК_3$. Далее на восток развивается зона $МК_1$, которая постепенно сменяется на $МК_2$. На востоке, в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии и Соликамской впадины, значения степени преобразованности ОВ достигают градаций $МК_3$ и выше. Значительная часть площади развития вендского комплекса отложений, как и у рифея, расположена в пределах ГЗН.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

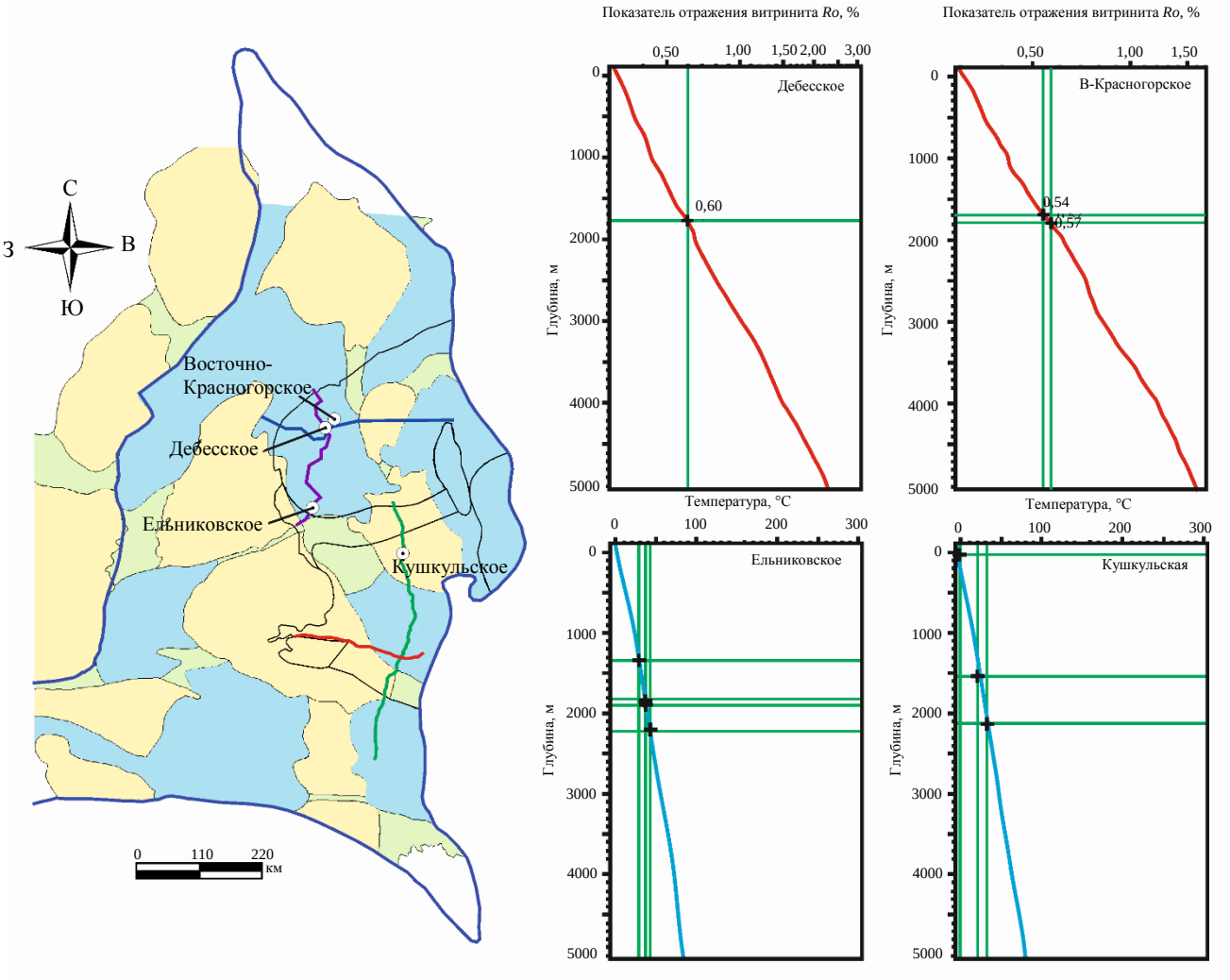


Рис.4. Примеры калибровочных графиков по значениям показателя отражения витринита и пластовой температуры

Вышележащие комплексы среднего девона-перми в пределах района исследований преобразованы значительно меньше. Большая часть верхнедевонско-турнейского комплекса, рассматриваемого в качестве НГМТ, расположена в зонах $МК_1$, увеличение зрелости происходит во впадинах (Верхнекамская и Благовещенская), а также в восточном и юго-восточном направлениях, где рассматриваемые толщи преобразованы до $МК_2$-$МК_3$. Нефтегазоматеринские породы среднего карбона по результатам проведенного моделирования на большей части территории не вошли в зону генерации нефти и газа, однако в пределах Благовещенской и Верхнекамской впадин степень преобразованности этих отложений достигает стадии $МК_1$ (рис.5). Таким образом, наиболее интенсивные процессы генерации были развиты в НГМТ рифея-венда.

Изучая процессы, происходящие в нефтяных системах, особое внимание следует уделить времени генерации, миграции и аккумуляции, а также формированию ловушек. Проявление того или иного процесса зависит от истории геологического развития региона, а именно от скорости осадконакопления, времени и мощности эрозионных процессов, локальных и региональных изменений температурного поля.

По результатам бассейнового моделирования НГМТ калтасинской свиты начали генерировать жидкие и газообразные углеводороды еще в конце раннего рифея. При этом в Бельской части генерация продолжилась вплоть до позднего рифея. Предвендское несогласие привело к приостановке генерации толщами рифея. Последующее нефте- и газообразование приходится уже на поздний карбон-пермь в Камской и на ранний карбон в Бельской впадинах [36]. НГМТ верхнего венда и частично девона также достигают уровня, необходимого для начала генерации УВ, при этом образование нефти и газа продолжается (рис.6, 7).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

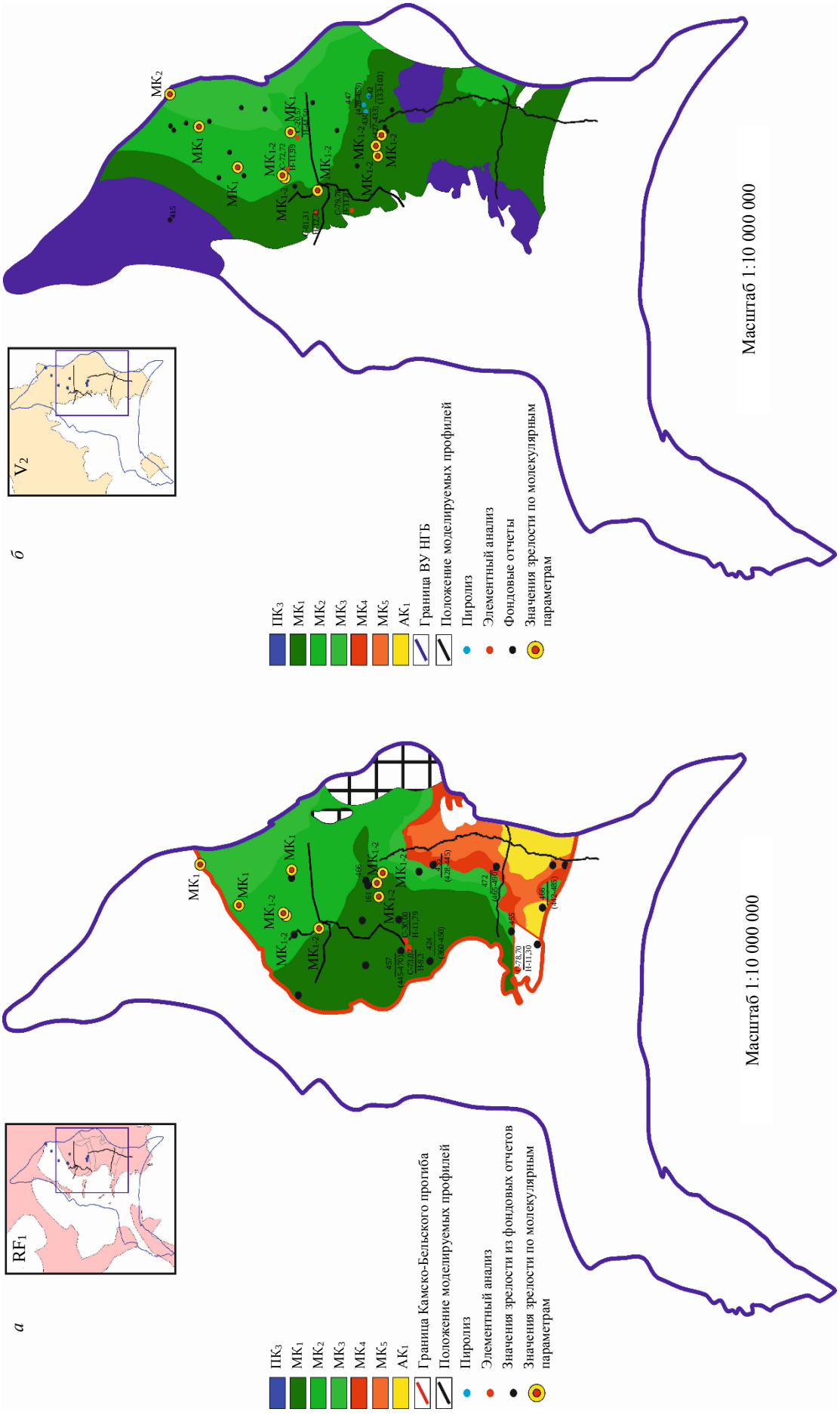


Рис.5. Карты-схемы катагенеза по кровле RF_1 (*а*); кровле V_2 (*б*)
Дробью обозначены вариации значений показателя T_{max}: в числителе – среднее значение, в знаменателе – минимальное и максимальное

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

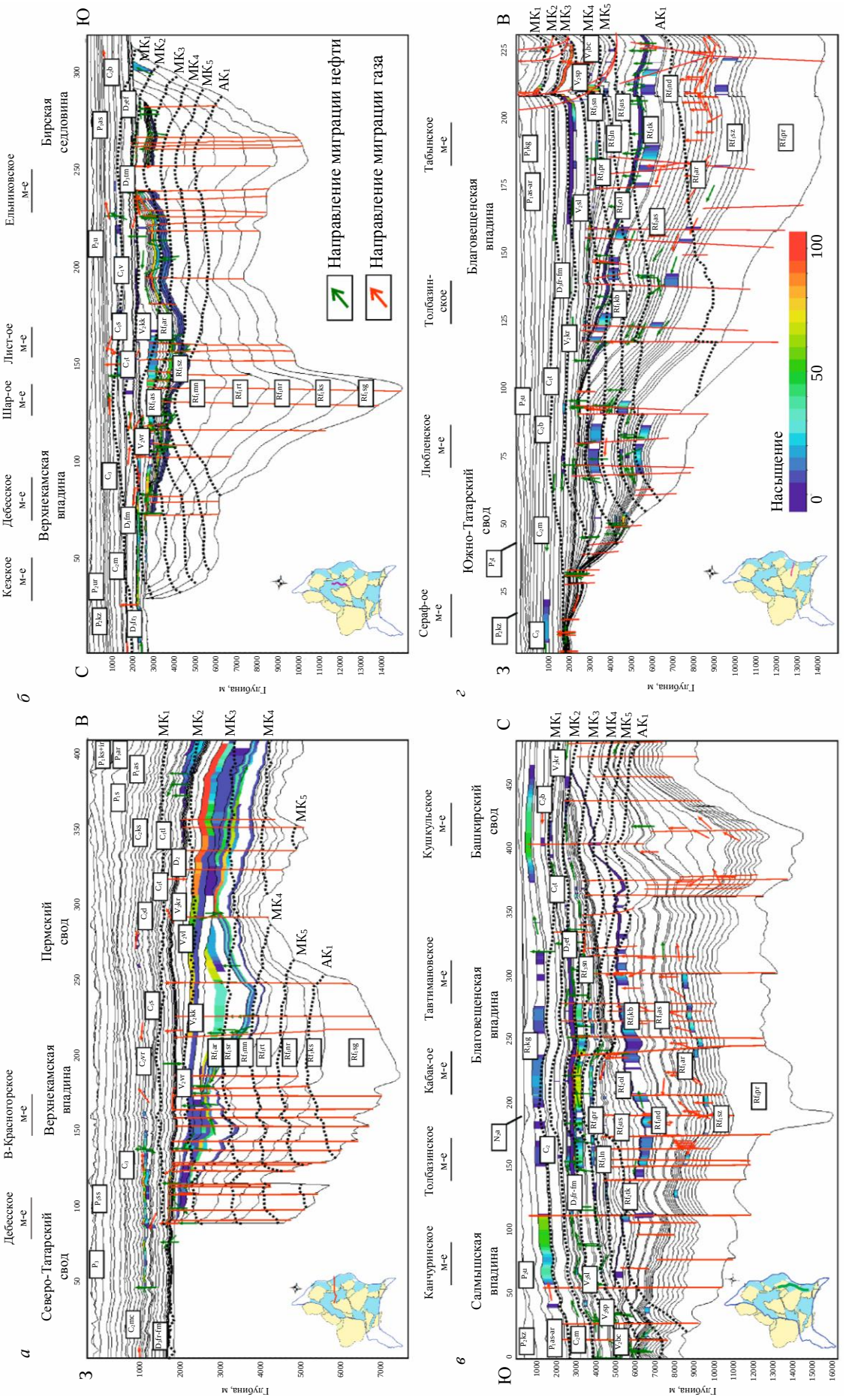


Рис.6. Положение зон аккумуляции нефти и газа на профилях с положением линии разреза на структурной карте ВУ НГБ

Пунктиром обозначены верхние границы катагенетических зон

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

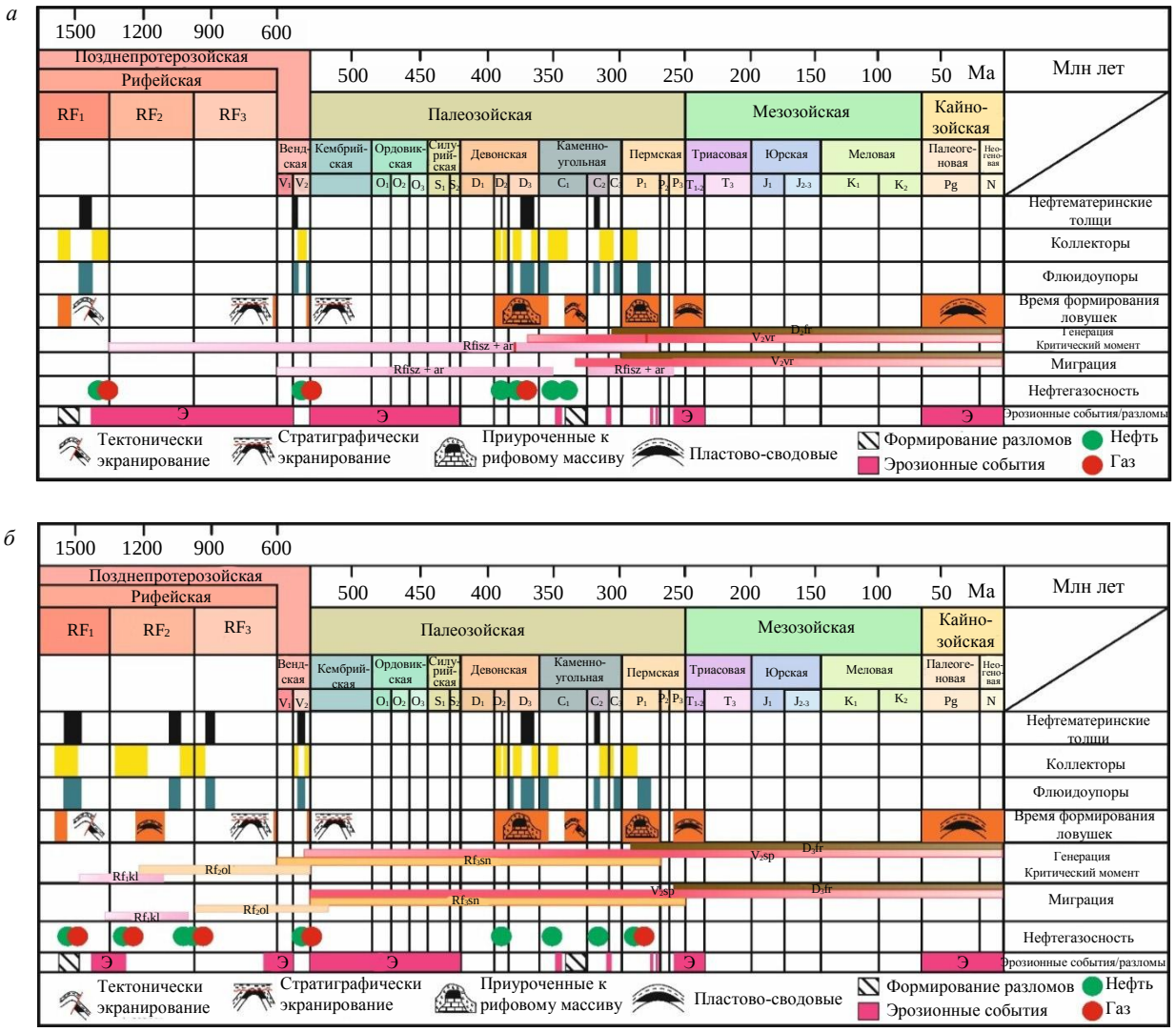


Рис.7. Шкала событий, построенная по результатам 2D-бассейнового моделирования для Камской (*а*), Бельской (*б*) частей КБА

Длительность процессов нефте- и газообразования обусловила значительную преобразованность НГМТ RF-V. Так, степень трансформации НГМТ рифея достигает в Камской впадине значений 85-90 %, в Бельской впадине рифей полностью исчерпал свой потенциал. Индекс трансформации вендских нефтематеринских толщ в северной (Камской) части КБА приблизительно равен 50-60 %, в южной части значения варьируются в интервале от 31 до 97 %. Наименее преобразованными являются породы верхнего девона-турне, максимальная степень трансформации этих толщ равна 52 %, но в большинстве своем не превышает 30 %. Таким образом, НГМТ рифея-венда к настоящему времени практически полностью выработали свой нефтегенерационный потенциал. Доманиковые толщи, напротив, имеют высокий потенциал к генерации жидких и газообразных УВ, однако степень их выработанности на большей части исследуемой площади довольно низкая [37], что вызывает сомнения в вопросе о превалировании данного источника при формировании месторождений УВ в указанной части Волго-Уральского бассейна.

Формирование прогнозных скоплений жидких и газообразных УВ в северной и южной частях исследуемой территории происходило многоэтапно. В южной (Бельской) части миграция флюидов, генерированных НГМТ калтасинской свиты, началась еще в конце раннего рифея. В это время происходит формирование преимущественно нефтяных залежей в отложениях саузовской и ашитской подсвит. В среднем рифее содержание в них газа существенно увеличивается, новые скопления формируются в тукаевской свите. К концу позднего рифея происходит увеличение общего

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

объема аккумулированного флюида, а также появляются новые залежи в отложениях усинской и леонидовской свит. Во второй половине позднего венда УВ заполняют ловушки в байкибашевских, салиховских и карлинских толщах. Ближе к концу девона залежи нефти образуются в терригенном девоне. В среднем-позднем карбоне происходит заполнение сначала бобриковских, а затем башкирских резервуаров. Скопления УВ в отложениях нижней перми формируются в самом конце палеозойского этапа развития, а также в современное время.

В северной (Камской) части бассейна процессы образования залежей УВ происходили несколько по-иному. По причине того, что мощность осадочного чехла достаточно меньше, чем в южной части, процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ были более «растянутыми» по времени. Заполнение ловушек в отложениях калтасинской свиты отмечалось также в конце раннего рифея. В венде, во время активизации общего погружения бассейна, эти процессы продолжились, однако имели скорее инерционный характер. Заполнение резервуаров V_2 происходило в конце позднего венда и в дальнейшем в позднем палеозое.

В девоне-перми залежи были сформированы также в отложениях среднего-верхнего девона и нижнего-среднего карбона. В отличие от южной части ВУ НГБ, преимущественным типом флюида для всех залежей здесь является нефть. Важным вопросом анализа результатов моделирования является определение типов и времени формирования ловушек. Тектонически экранированные ловушки были образованы в конце раннего карбона и в поздней перми. Образование стратиграфически экранированных ловушек связано с крупнейшими эрозионными событиями, происходившими в среднерифейско-ранневендское время, а также в раннем палеозое. Отмечаются ловушки, приуроченные к рифовым постройкам, сформировавшимся в позднем девоне – раннем карбоне (в пределах Камско-Кинельской системы прогибов) и в ранней перми. Моделирование было проведено по нескольким сценариям – с наличием НГМТ в RF-V комплексе и без. Установлено, что при втором варианте прогнозные скопления УВ практически не образуются (даже при содержании в доманиковых НГМТ ТОС = 10 %, HI = 710 мгУВ/гТОС и мощности > 30 м). Решающим фактором в процессе генерации УВ является фактор преобразованности НГМТ.

В восточной части исследуемой территории отмечаются зоны аккумуляции УВ, генерированных не только НГМТ RF-V, но и углеродистыми толщами D_3fr_2-C_1t. Накопление жидких и газообразных УВ происходит в отложениях московского яруса среднего карбона и ассель-артинских отложениях нижней перми. Прогнозируемые скопления нефти и газа в изученной части разреза совпали с положением реальных залежей и месторождений УВ на рис.6. В обеих впадинах КБА начиная с отложений рифея и заканчивая толщами нижнего карбона выделяется единая нефтяная система, в которой в качестве основных НГМТ рассматриваются толщи RF-V, коллектора приурочены к терригенному комплексу среднего девона, а покрышкой служат горные породы верхнего девона-турне. Такая нефтяная система характерна преимущественно для западных и центральных областей КБА и вышележащих комплексов. В восточной части бассейна, в непосредственной близости к Предуральскому краевому прогибу, отложения верхнего девона-турне выступают уже не в роли покрышек, а в качестве НГМТ, что связано с их большей погруженностью и наличием зон, отвечающих ГЗН и ГЗГ. При этом они также остаются надежным флюидоупором для УВ, генерированных НГМТ RF-V.

Существование единой нефтяной системы контролируется также и другим важным фактором – наличием флюидоупора между протерозойским и палеозойским комплексами. В качестве указанного элемента нефтяной системы зачастую рассматриваются глинистые породы верхнего венда – толщи верещагинской и старопетровской свит. Однако данные отложения в течение геологической истории развития региона подвергались различным эрозионным процессам, что обусловило ограниченность их распространения по площади, а также их практически полное отсутствие в западных частях бассейна. Отсутствие надежных флюидоупоров в венде могло способствовать перетоку УВ в вышележащие продуктивные комплексы, а также формированию единой нефтяной системы от рифея-венда до верхнего девона-турне. При этом интересным дополнением к выдвинутой гипотезе является факт единства гидродинамической системы между рифей-вендским глинисто-карбонатным комплексом и терригенным комплексом среднего девона [4, 38, 39].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217
© Д.Д.Кожанов, М.А.Большакова, 2024

По результатам проведенного моделирования выявляются два источника УВ в восточной части ВУ НГБ – НГМТ рифей-вендского и среднефранско-турнейского возраста. Эти выводы, подкрепленные данными геохимического анализа, проведенного ранее, позволяют нам отметить существенное влияние докембрийских НГМТ на формирование нефтегазоносности восточной части ВУ НГБ.

Заключение. Получены следующие выводы:

• В разрезе рифейских отложений Камской впадины и вышележащих комплексах венда-палеозоя выделяются НГМТ – RF_1kl, V_2vr, D_3fr_2-C_1t, в Бельской – RF_1kb, RF_2ol, RF_3sn, V_2sp. Продуктивные интервалы связаны с отложениями V_2kr, D_2ps, C_1bb, C_2m (на севере) и RF_2tk, RF_2ol, RF_2us, V_2bc, V_2sl, V_2kr, D_2ps, C_1bb, C_2m, P_1as,sm,ar (на юге).

• По отношениям стеранов, хейлантанов и нормальных алканов установлена генетическая связь между вендскими и палеозойскими нефтями и органическим веществом докембрия.

• Бассейновое моделирование позволило сделать заключение о том, что НГМТ RF-V комплекса оказывали существенное влияние на формирование нефтегазоносности исследуемого региона.

• Зонами аккумуляции УВ, генерированных НГМТ RF-V, являются прибортовые и приподнятые зоны КБА.

• На основе геолого-геохимических данных в восточной части ВУ НГБ выделена единая нефтяная система – от RF_1 до D_3-C_1.

Показано, что отложения осадочного чехла рифей-каменноугольного возраста в пределах восточной части ВУ НГБ следует рассматривать как части единой нефтяной системы. Нефть и газ, накопившиеся в отложениях девонско-каменноугольного возраста, были сгенерированы как рифей-вендскими, так и палеозойскими толщами. Причем вклад докембрийских НГМТ велик настолько, что исключение их из моделирования приводит к отсутствию наблюдаемой нефтегазоносности палеозоя.

Геохимически (по отношениям стеранов, хейлантанов и нормальных алканов) показана генетическая связь нефтей палеозойских и протерозойских коллекторов с ОВ докембрийских НГМТ. Предложена непротиворечивая модель формирования нефтегазоносности исследованной части ВУ НГБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Сергеева Н.Д., Пучков В.Н.* Стратиграфическая схема рифея и венда Волго-Уральской области (изменения и дополнения) // Геологический сборник № 12. Информационные материалы. СПб., 2015. С. 3-22.

2. *Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасева Т.В.* Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16. № 3. С. 275-282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275

3. *Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. и др.* Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 2. С. 73-86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.7

4. *Проворов В.М., Неганов В.М., Передреева Г.Л. и др.* Перспективы нефтегазоносности рифейвендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена // Вестник Пермского университета. Геология. 2007. Вып. 4 (9). С. 32-45.

5. *Лозин Е.В.* Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий // Литосфера. 2002. № 3. С. 46-48.

6. *Постников Д.В., Удовиченко Э.М.* Анатектиты и метасоматиты в составе отложений докембрия северных районов Русской платформы // Доклады Академии наук СССР. 1969. Т. 184. № 3. С. 672-675.

7. *Allen P.A., Allen J.R.* Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Wiley-Blackwell, 2013. 632 p.

8. *Канев А.С., Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* Перспективы нефтеносности отложений доманикового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. Сборник научных статей, 24-26 ноября 2017, Пермь, Россия. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017. С. 139-148.

9. *Масагутов Р.Х., Минкаев В.Н., Илеменова О.Д.* Комплексное геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Башкортостана) // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов научно-практических конференций журнала «Нефтяное хозяйство» 2017 г. М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2018. С. 65-78.

10. *Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К. и др.* Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. С. 6-42.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

11. *Ситар К.А., Георгиевский Б.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С.* Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 2. С. 47-59. DOI: 10.18599/grs.2022.2.8

12. *Young G.M.* Aspects of the Archean-Proterozoic transition: How the great Huronian Glacial Event was initiated by rift-related uplift and terminated at the rift-drift transition during break-up of Lauroscandia // Earth-Science Reviews. 2019. Vol. 190. P. 171-189. DOI: 10.1016/j.earscirev.2018.12.013

13. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The Biomarker Guide. Cambridge: Cambridge University Press, 2004. Vol. 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9781107326040

14. *McKirdy D.M., Hahn J.H.* Composition of Kerogen and Hydrocarbons in Precambrian Rocks // Mineral Deposits and the Evolution of the Biosphere. Dahlem Workshop Report. Berlin: Springer, 1982. Vol. 3. P. 123-154. DOI: 10.1007/978-3-642-68463-0_8

15. *Agrawal V., Sharma S.* Testing Utility of Organogeochemical Proxies to Assess Sources of Organic Matter, Paleoredox Conditions, and Thermal Maturity in Mature Marcellus Shale // Frontiers in Energy Research. 2018. Vol. 6. № 42. DOI: 10.3389/fenrg.2018.00042

16. *Woltz C.R., Porter S.M., Agić H.* Total organic carbon and the preservation of organic-walled microfossils in Precambrian shale // Geology. 2021. Vol. 49. № 5. P. 556-560. DOI: 10.1130/G48116.1

17. *Melnik D.S., Parfenova T.M.* Aromatic Hydrocarbons and Dibenzothiophenes from the Late Neoproterozoic Khatyspyt Formation (Siberian Platrofm) // 30th International Meeting on Organic Geochemistry, 12-17 September 2021, Montpellier, France. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. Vol. 2021. 2 p. DOI: 10.3997/2214-4609.202134203

18. *Parfenova T.M., Melnik D.S.* First insights into organic geochemistry of the Late Neoproterozoic Kharayutekh formation, Northeastern Siberia // 30th International Meeting on Organic Geochemistry, 12-17 September 2021, Montpellier, France. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. 2 p. DOI: 10.3997/2214-4609.202134024

19. *Spaak G., Weijers J., Akbas F. et al.* Significance of long chain alkylated aromatic compounds for Neoproterozoic-Cambrian petroleum systems // Third EAGE Geochemistry Workshop. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. 6 p. DOI: 10.3997/2214-4609.2021623003

20. *Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В.* Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5-6. С. 953-961.

21. *Каширцев В.А., Советов Ю.К., Костырева Е.А. и др.* Новый гомологический ряд молекул-биометок из вендских отложений Бирюсинского Присаянья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 6. С. 698-702.

22. *Craig J., Biffi U., Galimberti R.F. et al.* The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks // Marine and Petroleum Geology. 2013. Vol. 40. P. 1-47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011

23. *Swanner E.D., Maisch M., Wu W., Kappler A.* Oxic Fe(III) reduction could have generated Fe(II) in the photic zone of Precambrian seawater // Scientific Reports. 2018. Vol. 8. № 4238. DOI: 10.1038/s41598-018-22694-y

24. *Tosca N.J., Jiang C.Z., Rasmussen B., Muhling J.* Products of the iron cycle on the early Earth // Free Radical Biology and Medicine. 2019. Vol. 140. P. 138-153. DOI: 10.1016/j.freeradbiomed.2019.05.005

25. *Dongya Zhu, Quanyou Liu, Jingbin Wang et al.* Transition of seawater conditions favorable for development of microbial hydrocarbon source – Reservoir assemblage system in the Precambrian // Precambrian Research. 2022. Vol. 374. № 106649. DOI: 10.1016/j.precamres.2022.106649

26. *Кузнецов В.Г.* Геохимические обстановки седиментации докембрия // Литология и полезные ископаемые. 2020. № 2. С. 117-130. DOI: 10.31857/S0024497X20010036

27. *Peng Liu, Yonggang Liu, Yiran Peng et al.* Large influence of dust on the Precambrian climate // Nature Communications. 2020. Vol. 11. № 4427. DOI: 10.1038/s41467-020-18258-2

28. *Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г. и др.* Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 2. С. 87-98. DOI: 10.18599/grs.2021.2.8

29. *Bazhenova O.K., Bazhenova T.K., Fadeeva N.P.* Upper Proterozoic Formations of Russian Plate-Independent Petroleum Systems // 67th EAGE Conference & Exhibition, 13-16 June 2005, Madrid, Spain. European Association of Geoscientists & Engineers, 2005. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.1.P143

30. *Бушнев Д.А., Смирнов М.Б., Бурдельная Н.С., Валяева О.В.* Молекулярные и структурно-групповые особенности нефтей верхнего девона Тимано-Печорской провинции // Геохимия. 2017. № 9. С. 811-823. DOI: 10.7868/S0016752517080027

31. *Radke M.* Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology. 1988. Vol. 5. Iss. 3. P. 224-236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7

32. *Abay T.B., Fossum K., Karlsen D.A. et al.* Petroleum geochemical aspects of the Mandawa Basin, coastal Tanzania: the origin of migrated oil occurring today as partly biodegraded bitumen // Petroleum Geosience. 2021. Vol. 27. Iss. 1. № petgeo2019-050. DOI: 10.1144/petgeo2019-050

33. *Галимов Э.М., Винниковский С.А., Пьянков Н.А., Кузнецова Н.Г.* Генетические типы нефтей Пермского Прикамья по изотопному составу углерода // Геология нефти и газа. 1972. № 1. С. 33-39.

34. *Козлова И.А., Шадрина М.А.* Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12. № 8. С.18-27.

35. *Баженова Т.К.* Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. 29 с. DOI: 10.17353/2070-5379/45_2016

36. *Кузнецов Н.Б., Керимов В.Ю., Осипов А.В. и др.* Эволюция, геодинамика поднадвиговых зон Предуральского краевого прогиба и геомеханическое моделирование формирования скоплений углеводородов // Геотектоника. 2018. № 3. С. 3-20. DOI: 10.7868/S0016853X18030013

37. *Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X.* Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // Frontiers in Earth Science. 2022. Vol. 10. 22 p. DOI: 10.3389/feart.2022.958315

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

38. *Корякин С.Ю., Львовская Я.Л.* Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. 2022. № 5. С. 31-38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38

39. *Koryakin S.Yu., Lvovskaya Ya.L., Vinokurova E.E. et al.* Forecast of Oil and Gas Potential of the Devonian Terrigenous Complex in Central Part of the Perm Region Based on the Results of Sedimentation and Basin Modeling // Geomodel, 6-10 September 2021, Gelendzhik, Russia. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. Vol. 2021. 6 p. DOI: 10.3997/2214-4609.202157028

Авторы: **Д.Д.Кожанов,** *аспирант, dmitriikozhanov@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-2641-918X (Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия),* **М.А.Большакова,** *канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, https://orcid.org/0000-0001-9240-291X (Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия).*

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0