

ОЦЕНКА РЕАЛИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ЮГО-ЗАПАДНОГО БОРТА КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ, ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАССЕЙН

© 2023 г. Ю. И. Галушкин^а, *, И. С. Котик^б, **

^аМосковский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Музей Землеведения, Ленинские Горы, 1, Москва, 119991 Россия

^бИнститут геологии им. акад. Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, ул. Первомайская, 54, Сыктывкар, Республика Коми, 167982 Россия

*e-mail: yu_gal@mail.ru

**e-mail: ivkotik@gmail.com

Поступила в редакцию 27.03.2022 г.

После доработки 10.10.2022 г.

Принята к публикации 16.10.2022 г.

1-D история погружения и эволюция термического режима Коротаихинской впадины Тимано-Печорского бассейна численно реконструированы для осадочных разрезов трех скважин: Коротаихинская-1, Лабогейская-15 и Хавдейская-1. Это позволило численно оценить историю реализации углеводородного (УВ) потенциала нефтегазоматеринских пород юго-западного борта Коротаихинской впадины северо-востока Тимано-Печорского бассейна. Современный модифицированный кинетический спектр созревания витринита использовался в расчетах отражательной способности витринита для уточнения термической истории осадочного чехла изучаемого района. Наличие периодов гидротермальной активности следовало из сравнения вычисленных и измеренных значений отражательной способности витринита и объясняло скачки зрелости органического вещества (ОВ) пород на границах несогласия четвертичных и триасовых отложений, а также отложений перми и карбона. Расчеты предполагают высокую степень реализации исходного потенциала генерации УВ материнскими породами силура, доманикового горизонта, турнейского и визейского ярусов на Коротаихинской и Лабогейской площадях и умеренную генерацию на Хавдейской площади. Результаты моделирования показывают, что высокая степень катагенетической преобразованности ОВ основных нефтегазоматеринских пород (МК₅ и выше) и значительная роль процессов вторичного крекинга жидких фракций УВ в центральной части Коротаихинской впадины (Коротаихинская и Лабогейская площади) предполагают только газовый состав возможных залежей УВ. В южной части впадины (Хавдейская площадь), где роль процессов вторичного крекинга минимальна и нефтегазогенерирующие породы находятся в зоне “нефтяного окна”, предполагается как нефтяной, так и газовый (за счет пермских отложений с терригенным типом ОВ) состав залежей УВ.

Ключевые слова: Коротаихинская впадина, Тимано-Печорский бассейн, генерация углеводородов, моделирование бассейнов

DOI: 10.31857/S0016752523030044, **EDN:** NWOEEM

ВВЕДЕНИЕ

Целью работы является численная оценка истории реализации углеводородного (УВ) потенциала нефтегазоматеринских (НГМ) пород юго-западного борта Коротаихинской впадины в Тимано-Печорском бассейне. Оценка основана на 1-D реконструкциях истории погружения бассейна и эволюции его термического режима в районе трех скважин: Коротаихинская-1, Лабогейская-15 и Хавдейская-1 (рис. 1). Коротаихинская впадина занимает северо-восточную часть Тимано-Печорского бассейна (ТПБ) и является одной из

перспективных территорий для поисков залежей УВ (Прищепа и др., 2012; Соборнов, Астафьев, 2017; Ступакова и др., 2017). Впадина имеет резко асимметричное строение и делится на две части. Северо-восточная припайхойская часть наиболее сложно построена и осложнена складчато-надвиговыми дислокациями Васьягинско-Сабриягинской зоны (рис. 1а, 1б). Юго-западная часть устроена несколько проще и представляет собой моноклиналь с постепенным погружением осадочных комплексов к осевой зоне впадины. В пределах юго-западного борта впадины и располагается объект нашего исследования.

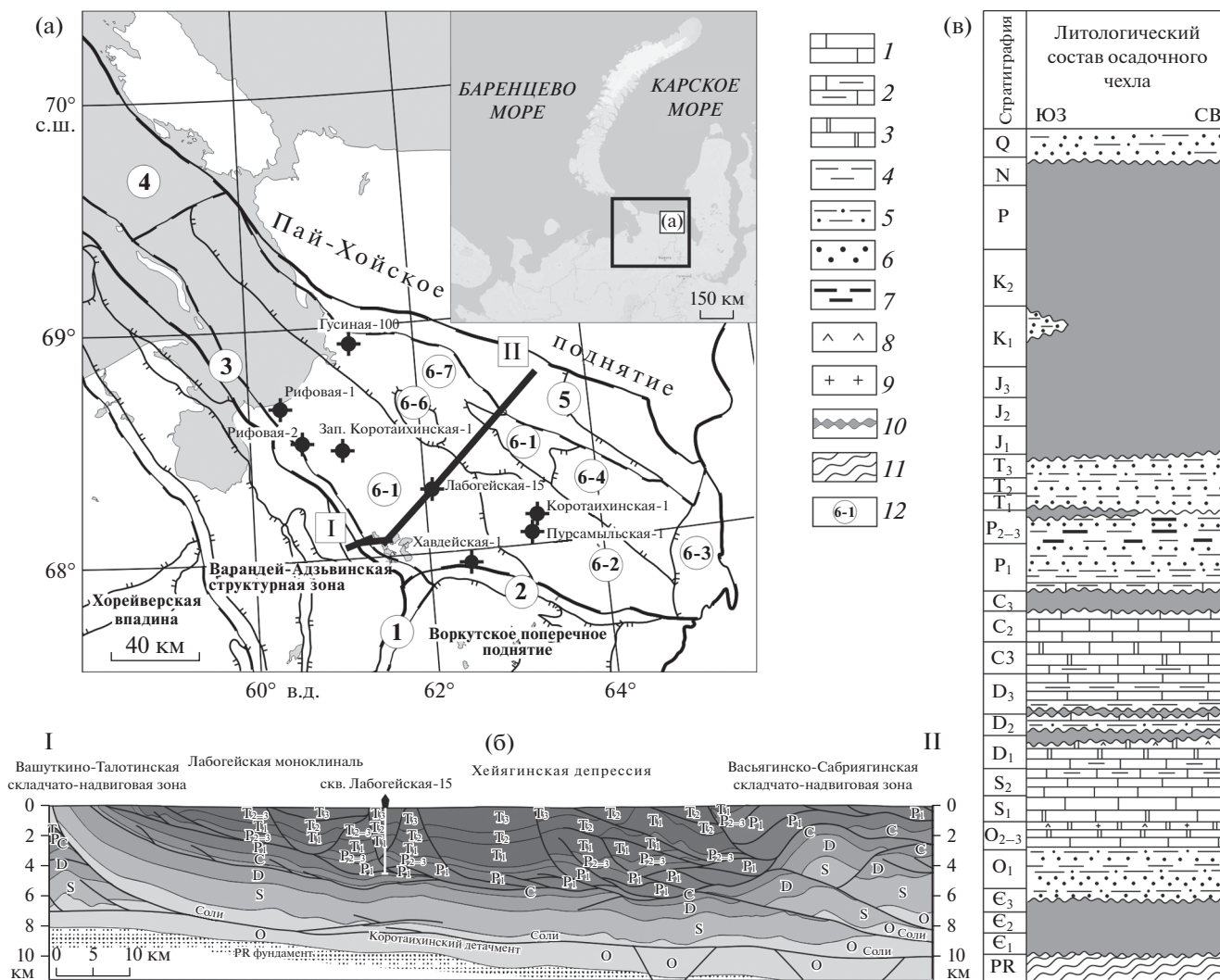


Рис. 1. Структурно-тектоническое строение Коротаихинской впадины. а – карта тектонического районирования (по данным Прищепа и др., 2011). б – геологический разрез через Коротаихинскую впадину (по данным Юдин, Юдин, 2018 с упрощениями), положение профиля разреза I–II на рис. 1а. в – литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла Коротаихинской впадины (по данным Ларионова и др., 2000). 1 – известняки; 2 – глинистые известняки; 3 – доломиты; 4 – аргиллиты; 5 – алевролиты; 6 – песчаники; 7 – угли; 8 – ангидриты; 9 – соли; 10 – отсутствие отложений; 11 – фундамент; 12 – номера тектонических элементов: 1 – гряда Чернышева, 2 – поднятие Чернова, 3 – Вашуткина–Талотинская складчато-надвиговая зона, 4 – Русановская складчато-надвиговая зона, 5 – Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговая зона, 6 – Коротаихинская впадина (6-1 – Лабогейская моноκлираль, 6-2 – Верхневоркутская зона дислокаций, 6-3 – Сырьягинская складчатая зона, 6-4 – Силовояхская депрессия, 6-5 – Пестаншорская складчатая зона, 6-6 – Одинокская антиκлиральная зона, 6-7 – Хейягинская депрессия).

Численные реконструкции истории погружения, изменения температуры и степени зрелости органического вещества (ОВ) осадочных пород Коротаихинской впадины и прилегающих районов Тимано-Печорского бассейна рассматриваются в работах (Анищенко и др., 2004; Баженова и др., 2008; Прищепа и др., 2011; Ступакова и др., 2017; Карасев и др., 2019; Санникова, 2019). На основании этих реконструкций оцениваются времена вступления НГМ пород в главную зону генерации нефти (ГЗН) и времена выхода из нее, проводится сравнительный анализ времен генерации

нефти и газа, формирования природных резервуаров, путей миграции и делаются выводы относительно перспективности изучаемых районов для поиска месторождений нефти и газа. Численные реконструкции термической истории бассейна в работах (Ступакова и др., 2017; Карасев и др., 2019; Санникова, 2019) проводились с использованием систем моделирования бассейнов TEMIS и PetroMOD, когда в основании осадочной толщи задается тепловой поток. Например, в работе (Ступакова и др., 2017) в основании осадочного чехла поддерживается поток, линейно убываю-

ший от 75 мВт/м² в конце силура до 50 мВт/м² в конце позднего девона и до 45 мВт/м² в настоящее время. Однако задание теплового потока на небольших глубинах, например, в основании осадочного чехла, может приводить к заметным ошибкам в результатах моделирования (Galushkin, Dubinin, 2020). К сожалению, во всех цитированных выше работах, использующих результаты моделирования, отсутствует сравнение вычисленных значений температур и отражательной способности витринита (ОСВ – %Ro) с их значениями, измеренными в современных осадочных разрезах бассейна. Поэтому не понятна степень достоверности точечных 1-D реконструкций термической истории бассейна, на которых основаны оценки зрелости ОВ в работах (Ступакова и др., 2017; Карасев и др., 2019; Санникова, 2019). Имеются вопросы и к осадочным разрезам, использованным в упомянутых 1-D реконструкциях. Так, в работе (Ступакова и др., 2017) на рис. 9 современная глубина погружения формаций ордовика и силура в районе скв. Кортаихинская-1 равна 6 км, тогда как на рис. 3 в той же работе она составляет около 10 км.

Более корректная 1-D реконструкция термической истории Кортаихинской впадины в районе скв. Кортаихинская-1 с применением системы моделирования бассейнов ГАЛО была ранее опубликована в работе (Котик, Галушкин, 2021). Ее преимуществом было определение нижней границы области счета на большей глубине (около 90 км), что позволило избежать заметного влияния граничных условий на распределение температур в осадочном чехле бассейна (Галушкин, 2007). Однако реконструкция термической истории в районе скв. Кортаихинская-1, представленная в (Котик, Галушкин, 2021), заметно пересмотрена в настоящей статье. Причина этого не только в уточнении этапов перерывов и эрозии осадочных слоев, позволивших скорректировать историю погружения бассейна, но и, что более существенно, в использовании нового кинетического спектра созревания витринита *EASY%RoDL* из работы (Burnham et al., 2017).

Применение последнего позволило уточнить термическую историю бассейна и, в частности, предположить заметное влияние гидротермальной активности в периоды тектонической активизации бассейна в конце карбона и в верхнем триасе на формирование современного профиля ОСВ. Наши реконструкции в отличие от предшествующих привлекают анализ временных вариаций тектонического погружения бассейна для восстановления термических и тектонических событий в его истории (Галушкин, 2007; Galushkin, 2016; Galushkin, Dubinin, 2020). Анализ истории нефтегазообразования в Кортаихинской впадине, представленный в настоящей статье, основан на чис-

ленных реконструкциях термической эволюции литосферы бассейна в районе трех скважин: Кортаихинская-1, Лабогейская-15 и Хавдейская-1 (рис. 1). Проведение моделирования на трех площадях бассейна позволило повысить надежность предлагаемых реконструкций термической истории и провести сравнение генерационных свойств НГМ пород различных участков юго-западного борта Кортаихинской впадины.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ И СТРОЕНИЕ ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА БАСЕЙНА

Современные осадочные разрезы Кортаихинской впадины, использованные в наших моделях, строились на основе интерпретации сейсмических профилей и данных бурения вместе с детальной информацией по истории геологического развития бассейна, опубликованных в работах (Тимонин, 1998; Ларионова и др., 2000; Тимонин, Юдин, Беляев, 2004; Белякова и др., 2008; Прищепа и др., 2011). В Тимано-Печорском бассейне верхнепротерозойский комплекс осадков слагает байкальский фундамент. В восточной части бассейна верхняя часть фундамента сложена рифей-вендскими вулканогенно-осадочными образованиями метаморфизованными в условиях зеленосланцевой фации (Белякова и др., 2008). После средне- и частично позднекембрийского континентального перерыва на востоке Тимано-Печорского бассейна произошел активный рифтогенез и последовавшее раскрытие Уральского палеоокеана (Белякова и др., 2008). В позднекембрийско-раннеордовикское время на начальном этапе становления платформенного чехла формировались терригенно-вулканогенные рифтогенные формации. В раннем ордовике – начале среднего ордовика продолжается спрединг и дальнейшее раскрытие Уральского палеоокеана с формированием пассивной окраины (Тимонин, 1998). В условиях пассивной шельфовой окраины был сформирован сложный формационный комплекс разнообразных и разновозрастных отложений: сероцветных песчано-глинистых пород нижнего-среднего ордовика, сульфатно-карбонатных и соленосных осадков верхнего ордовика, карбонатов силура, терригенно-карбонатных и сульфатных отложений нижнего девона (Белякова и др., 2008; Ларионова и др., 2000). В конце раннего девона на территории Тимано-Печорского бассейна обозначился крупный региональный перерыв, вследствие которого в разрезах изученных скважин отсутствуют пражские и большая часть эмских отложений (рис. 1в). На породах лохковского яруса нижнего девона трангрессивно залегают отложения среднего девона. Важной особенностью позднедевонского периода развития Тимано-Печорского бассейна является формирование высокоуглеродистых доманикоидных формаций, являю-

щихся основными нефтематеринскими толщами (Баженова и др., 2008). В каменноугольное время накапливались мелководные карбонатные осадки. Исключением является только северо-восточный район Тимано-Печорского бассейна, где карбонатное осадконакопление прекратилось в среднем карбоне, что связывается с процессами орогенеза Уральской системы (Тимонин, 1998). В результате этого на территории Коротаихинской впадины породы среднего карбона перекрываются ассельско-сакмарскими отложениями нижней перми (рис. 1в).

Пермско-триасовый этап отражает формирование на востоке Тимано-Печорского бассейна Уральского горного сооружения и передового прогиба, мигрирующего перед фронтом орогенеза (Тимонин, Юдин, Беляев, 2004). Орогенный комплекс начинается с терригенной толщи артинского яруса, которая относится к флишевой формации. Выше залегают отложения кунгурско-триасовой молассовой формации, содержащей промышленные пласты угля. Наложением на орогенный этап развития является событие излияния базальтов в раннем триасе, покровы которых известны на юге Коротаихинской впадины. Триасовые отложения повсеместно залегают с разрывом на пермских породах (рис. 1в). Структуроформирующие движения в конце перми-начале триаса обусловили полный размыв отложений средней и поздней перми в районе скважин Лабогейская-15 и Хавдейская-1 (рис. 2Бб, 2Вб). В скв. Хавдейская-1 также полностью отсутствуют породы триаса, которые вероятно были эродированы в позднемеловое время в результате формирования структуры поднятия Чернова на заключительных этапах пайхойской складчатости (Тимонин и др., 2004).

Юрско-кайнозойское время в целом характеризовалось проявлением эпейрогенических движений и преобладанием процессов эрозии отложений, накопленных на трансгрессивных стадиях развития морского бассейна (Ларионова и др., 2000). В настоящее время на территории Коротаихинской впадины отсутствуют юрские, меловые (кроме района Вашуткиных озер) и палеоген-миоценовые отложения (рис. 1в). Плиоцен-четвертичные осадки сплошным чехлом покрывают отложения триаса и перми.

ИСТОРИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И СТЕПЕНИ КАТАГЕНЕЗА ПОРОД БАССЕЙНА

Термическая история бассейна является одним из ведущих факторов, влияющих на уровень зрелости ОБ и время генерации УВ. Осадочные разрезы трех скважин вместе с информацией по геологической истории, измерениями ОСВ и температур пород служили основой для числен-

ного моделирования термической истории рассматриваемого района Коротаихинской впадины и истории реализации УВ потенциала предполагаемых НГМ пород бассейна. О мощностях осадочных слоев в современном разрезе впадины можно судить по осадочным разрезам на рис. 2 для времени $t = 0$. Эти рисунки показывают результаты численных реконструкций истории погружения и изменения температуры пород трех осадочных разрезов в районе скв. Коротаихинская-1 (рис. 2Аб), Лабогейская-15 (рис. 2Бб) и Хавдейская-1 (рис. 2Вб). Для расчетов использовалась система 1-D моделирования осадочных бассейнов ГАЛО, принципы работы которой подробно обсуждаются в книгах (Галушкин, 2007; Galushkin, 2016). В рассматриваемых осадочных разрезах породы перми, мезозоя и кайнозоя представлены различным сочетанием глинистых сланцев, алевролитов и песчаников. В формировании пород карбона, девона, силура и ордовика существенную роль играют известняки, доломиты и мергели. При расчете пористости, теплопроводности, теплоемкости и теплогенерации осадочных пород и изменения этих параметров с глубиной погружения мы использовали средние мировые петрофизические характеристики литологических единиц (глинистых сланцев, алевролитов, песчаников, известняков, доломитов и мергелей) и известные алгоритмы для вычисления петрофизических параметров для смеси этих единиц (поверхностная пористость, масштаб изменения пористости с глубиной, матричные теплопроводности, теплоемкости и теплогенерации осадочных пород), участвующих в реконструкции тепловой истории бассейна. Эти характеристики и алгоритмы подробно описаны, например, в (Галушкин, 2007).

В системе моделирования бассейнов ГАЛО для оценки продолжительности и амплитуд тектоно-термических событий в бассейне применяется анализ вариаций тектонического погружения фундамента (рис. 3). Для этого используются два метода вычисления вариаций тектонического погружения. В первом вычисляется отклик литосферы, вызванный удалением нагрузки воды и осадков (процедура “backstripping” – кривые 1 на рис. 3), а во втором методе тектоническое погружение бассейна определяется из временных вариаций в распределении плотности пород фундамента с глубиной (пунктирные кривые 2 на рис. 3; Галушкин, 2007; Galushkin, 2016). При локально-изостатическом отклике литосферы на внешнюю нагрузку, т.е. нагрузку на поверхность фундамента и внутреннюю нагрузку, вызванную изменением веса столбца фундамента, тектонические кривые, вычисленные двумя способами, должны быть достаточно близкими друг к другу (рис. 3). В нашем случае анализ вариаций тектонического погружения предполагает умеренное растяжение

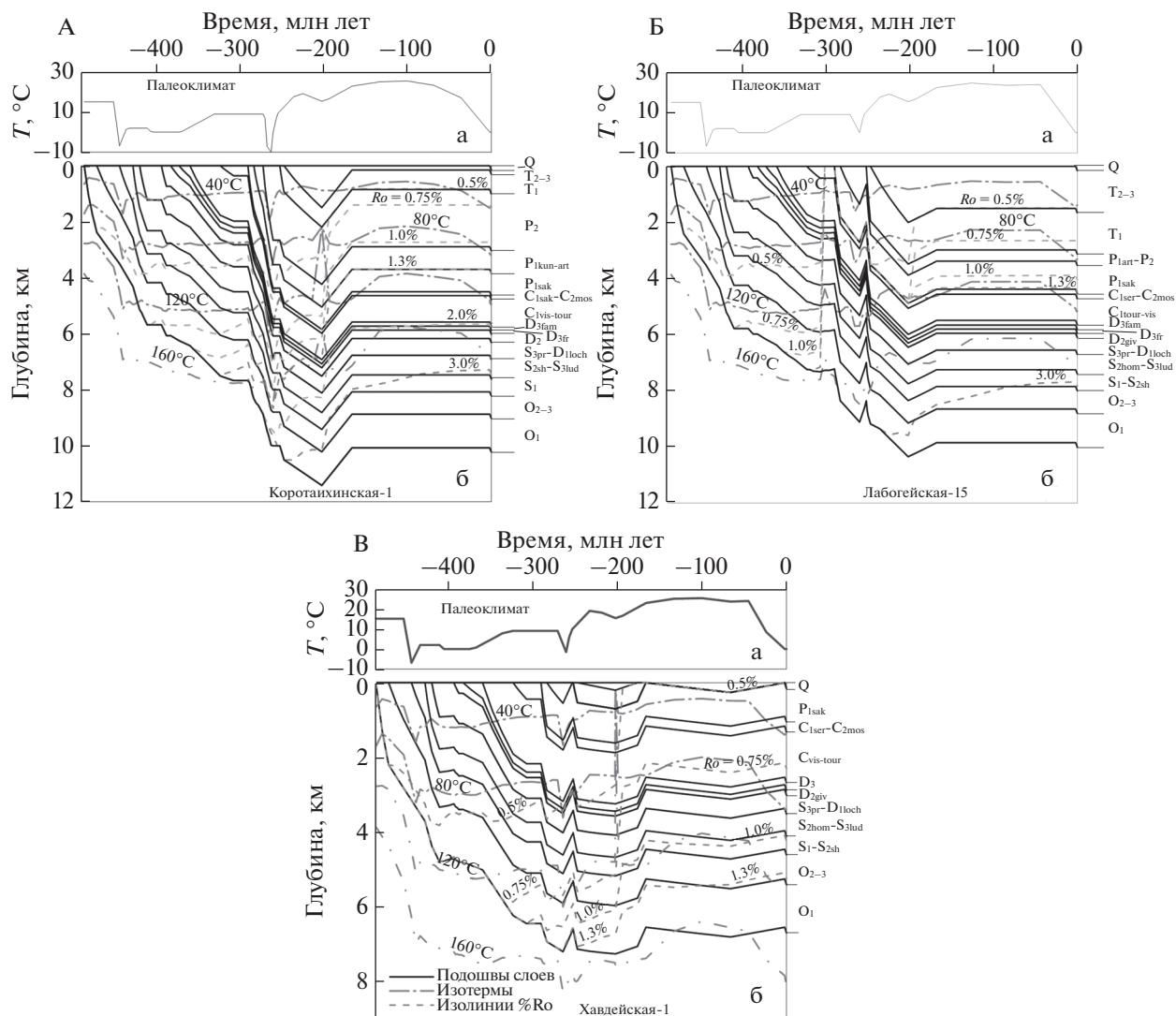


Рис. 2. Изменение среднегодовой температуры на поверхности осадочного слоя (а) и реконструкция истории погружения, изменения температуры и зрелости ОВ в осадочных породах бассейна (б) на трех площадях юго-западного борта Кортаихинской впадины, показанных на рис. 1.

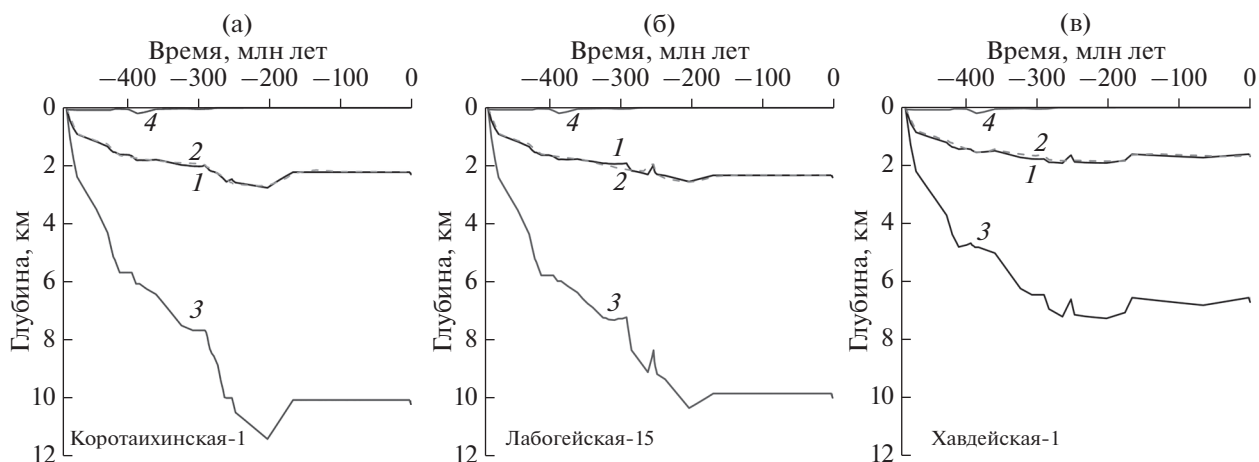


Рис. 3. Вариации в тектоническом погружении бассейна для осадочных разрезов в районе скв. Кортаихинской-1 (а), Лабогейской-15 (б) и Хавдейской-1 (в). 1, 2 – тектоническое погружение поверхности фундамента, вычисленное двумя способами (см. текст); 3 – изменение толщины осадочного покрова; 4 – изменение палеоглубины моря.

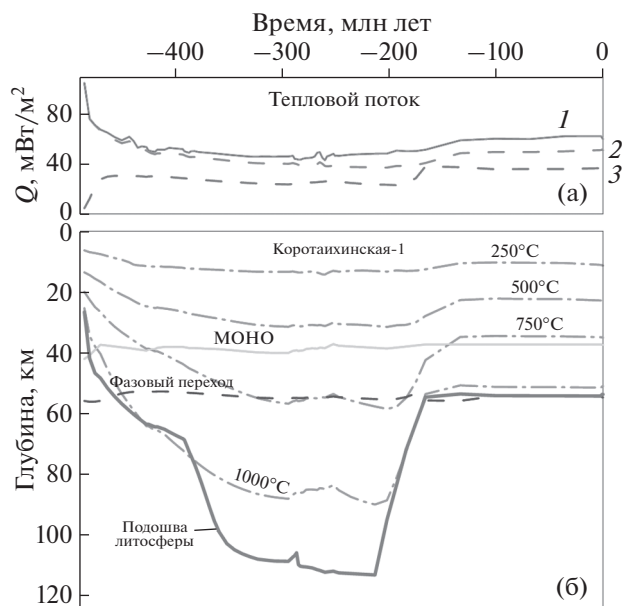


Рис. 4. Термическая история литосферы бассейна в районе скв. Кортаихинская-1: (а) – вариации теплового потока в истории погружения бассейна: 1, 2 и 3 – тепловой поток через поверхность осадков (1), поверхность фундамента (2) и границу МОХО (3). (б) – эволюция термического режима литосферы: точечно-пунктирные линии – изотермы; линия “МОНО” – основание коры; линия “фазовый переход” – глубина фазового перехода “шпинелевый перидотит в гранатовый” в мантии (Galushkin, 2016). основание литосферы определяется пересечением текущей геотермы с кривой солидуса перидотита с содержанием 0.2% H_2O (Wyllie, 1979).

литосферы с амплитудой $\beta \approx 1.2$ на рифтовом этапе развития бассейна в раннем ордовике и два этапа менее интенсивного растяжения в верхнем силуре и перми. В результате растяжения консолидированная кора бассейна, толщина которой до отложения осадков составляла 42 км, уменьшалась до 27 км в районе скв. Кортаихинская-1 и Лабогейская-15 и до 32.5 км в районе скв. Хавдейская-1. Тогда с учетом современной толщины осадочной толщи (рис. 2) глубина подошвы коры в нашей модели получается равной 37 и 39 км, что согласуется с геофизическими оценками глубины границы МОХО в данном районе (Морозов и др., 2006). Анализ вариаций тектонического погружения предполагает также тепловую активизацию литосферы в периоды эрозии и перерыва в осадконакоплении с ранней юры по настоящее время (рис. 2–4).

Распределение температуры пород литосферы по глубине находилось решением одномерного (плоский бассейн) нестационарного уравнения теплопроводности в области с границами, изменяющимися во время эрозии и осадконакопления. Физические параметры в уравнении изменялись с глубиной и временем погружения пород, а

также с их температурой (Галушкин, 2007). На верхней границе области счета ($z = 0$) принималась среднегодовая температура поверхности осадочной толщи бассейна, соответствующая палеоклимату изучаемого района (рис. 2а). Ввиду отсутствия информации в ордовике эта температура принималась равной $15^\circ C$ и далее до карбона климатическая кривая строилась с учетом двух периодов оледенения: в позднем ордовике-раннем силуре и в средней перми (рис. 2а). Начиная с карбона и до начала кайнозоя, кривая палеоклимата строилась на основе данных об изменении палеошироты изучаемого района, а также информации о среднегодовых палеотемпературах на разных широтах Земли в работе (Frakes, 1979). Для кайнозоя использовались палеоклиматические данные из работы (Величко, 1999). В основании области счета ($z = ZM = 107–112$ км, в наших реконструкциях) поддерживалась постоянная температура $TM \approx 1160^\circ C$ в течение всей эволюции бассейна. Значения параметров TM и ZM вместе с построением начального распределения температур определялись структурой литосферы бассейна и петрофизическими параметрами ее пород (Галушкин, 2007).

Термическая история литосферы бассейна показана на рис. 4 на примере Кортаихинской площади. Подошва литосферы определяется здесь пересечением текущей геотермы с кривой солидуса перидотита с 0.2% H_2O (Wyllie, 1979). В нашей модели, заметное остывание литосферы бассейна от начального состояния 485 млн лет назад с высоким тепловым потоком на поверхности 105 мВт/м² продолжалось до конца девона (рис. 4б). Почти неизменное положение поверхности фундамента с начала юры по настоящее время (кривые 3 на рис. 3) предполагает тепловую активизацию литосферы в тот же период времени.

В системах моделирования бассейнов сравнение рассчитанных температур и ОСВ (% Ro) со значениями, измеренными в современных осадочных разрезах, является обязательным критерием надежности полученных результатов. Для термической эволюции рассматриваемого района такое сравнение представлено на рис. 5. Мы располагали данными лишь о двух измерениях пластовой температуры: $T = 89^\circ C$ на глубине $z = 3900$ м в скв. Кортаихинская-1 (рис. 5г) и $T = 73.2^\circ C$ при $z = 3885$ м в скв. Хавдейская-1. Оба значения были несколько ниже вычисленных на этих глубинах (96 и $89^\circ C$, соответственно), но эта разница должна уменьшиться при учете резких колебаний климата в плиоцен-четвертичное время и меньшей глубины погружения поверхности фундамента на Хавдейской площади.

Измерения ОСВ были более подробными (Анищенко и др., 2004). Как отмечалось выше, расчеты ОСВ в нашей модели проводились с использо-

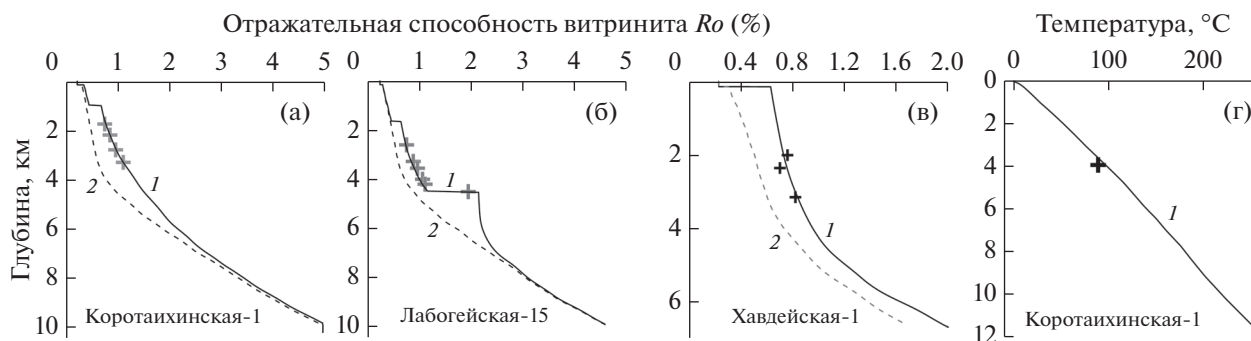


Рис. 5. Вычисленное распределение отражательной способности витринита (а)–(в) и температуры (г) с глубиной в современных осадочных разрезах бассейна: 1 – вычисленные значения, 2 (пунктир) – значения, вычисленные без учета гидротермальной активности (см. текст), крестики – измеренные значения R_o и температуры.

ванием нового, более совершенного кинетического спектра созревания витринита $EASY\%RoDL$, опубликованного в работе (Burnham et al., 2017). В интервале $0.3 \lesssim Ro \lesssim 1.0\%$ вычисления ОСВ с этим спектром дают значения на 0.10–0.15% меньше, чем расчеты со старым спектром (Sweney, Burnham et al., 1990), использованным в статье (Котик, Галушкин, 2021). Подробнее вопрос различия двух спектров рассмотрен в (Galushkin et al., 2020). Вычисленные нами значения ОСВ (пунктирные линии 2 на рис. 5а–5в) оказываются заметно меньше измеренных. Этот факт предполагает наличие дополнительных тепловых событий в истории бассейна, которые смогли бы совместить вычисленные и измеренные значения ОСВ. В нашей модели в качестве такого события предполагается умеренный гидротермальный перенос тепла, который охватывал осадочную толщу бассейна в период тектонической активизации района на границе триаса и юры (рис. 2). Такая гидротермальная активность скачком увеличивала степень созревания ОБ и приводит вычисленные значения ОСВ в соответствие с измеренными величинами.

Альтернативным событием могла бы стать эрозия. Но, как показывают оценки, амплитуда юрской эрозии, например, должна бы превышать 3 км, чтобы объяснить скачок зрелости ОБ на поверхности несогласия в основании четвертичного слоя (на глубине 150 м) от значения $R_o = 0.22\%$ выше несогласия до 0.63% под ним, наблюдаемый в осадочном разрезе скв. Хавдейская-1 (рис. 5в). Геологические данные не подтверждают столь интенсивную эрозию (рис. 2в). Аналогичные расчеты для скв. Кортаихинская-1 показывают, что скачок в значениях ОСВ, вызванный, например, юрской эрозией с амплитудой 1350 м, составлял бы менее 0.1%Ro. Он заметно меньше, чем наблюдаемый скачок $\Delta R\%$ и также может быть объяснен гидротермальной активностью (рис. 2А, 5а).

Есть еще одна особенность в распределении ОСВ с глубиной, которая требует объяснения в

рамках системы моделирования бассейнов – это резкое увеличение зрелости ОБ в осадочном разрезе скв. Лабогейская-15 в породах карбона у поверхности несогласия на границе карбона и перми (рис. 5б). К сожалению, это измерение единственное на данных глубинах разреза и дополнительных измерений ОСВ ниже поверхности несогласия нет. И все же мы сочли целесообразным рассмотреть вариант развития бассейна, объясняющий всю имеющуюся базу данных по измерению ОСВ на изучаемой площади Кортаихинской впадины, включая и измерение, указывающее на резкий рост зрелости ОБ в осадочном разрезе скв. Лабогейская-15. Такой скачок в значениях ОСВ требует для своего объяснения дополнительный тепловой импульс. В нашей модели такой импульс имитируется гидротермальной активностью в осадочной толще в период тектонической активизации бассейна на границе карбона и перми (рис. 2Б, 5б).

Таким образом, применение 1D системы моделирования ГАЛО позволило получить численную реконструкцию термической истории бассейна на юго-западном борту Кортаихинской впадины. Построенная реконструкция с точностью до 1м согласуется с современным разрезом бассейна в районе трех изучаемых скважин (рис. 2), объясняет вариации тектонического погружения бассейна (рис. 3) и обеспечивает близкое соответствие измеренных и вычисленных значений ОСВ и температур на изучаемых площадях (рис. 5).

ИСТОРИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА ГЕНЕРАЦИИ УВ ОСНОВНЫМИ НГМ ПОРОДАМИ ЮГО-ЗАПАДНОГО БОРТА КОРТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ

В Кортаихинской впадине выделяют следующие основные НГМ породы: лудловско-пржидольские отложения верхнего силура, доманиковские отложения верхнего девона, турнейские и визейские отложения нижнего карбона, артинские и кунгурские отложения нижней перми (Ани-

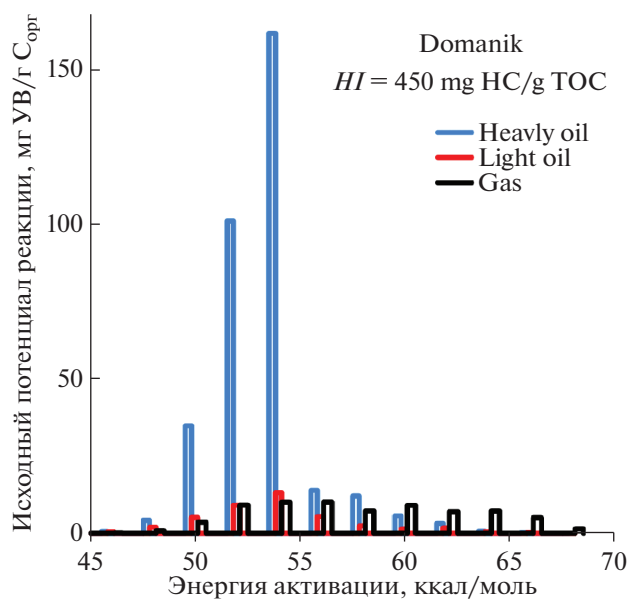


Рис. 6. Исходные потенциалы реакций первичного крекинга керогена ОВ пород формации доманика ($D_{3fr.dm}$) для генерации тяжелой и легкой нефти и газа (см. текст).

шенко и др., 2004; Баженова и др., 2008; Ступакова и др., 2017; Карасев и др., 2019; Котик и др., 2017; Котик и др., 2020). Литологический состав этих формаций, тип ОВ, времена формирования ловушек, резервуаров и флюидоупоров подробно обсуждаются в работах (Анищенко и др., 2004; Баженова и др., 2008; Прищепа и др., 2011; Соборнов, Астафьев, 2017; Ступакова и др., 2017; Санникова, 2019; Карасев и др., 2019). Поэтому эти вопросы не рассматриваются в нашей статье, а все внимание уделяется анализу численных реконструкций истории генерации различных фракций УВ, основываясь на построенных выше моделях термической истории бассейна. Кроме температурной истории пород для расчета объемов генерации УВ необходимо знать кинетические спектры реакций, управляющих процессами генерации УВ в НГМ породах с определенным типом ОВ. Расчеты выхода УВ со стандартными трехкомпонентными спектрами генерации УВ (нефть, газ, кокс) можно видеть в статье (Котик, Галушкин, 2021). И.А. Санникова (2019) построила специальные трехкомпонентные спектры генерации УВ для пород доманиковой свиты Тимано-Печорского бассейна. В основу построения таких спектров она взяла интегральный спектр генерации УВ, полученный численной реконструкцией данных экспериментального открытого пиролиза пород доманиковой свиты в установках типа Rock-Eval. В таком интегральном спектре исходные потенциалы реакций делились на нефтяную и газовую фракцию в соответствии с результатами экспериментального замкнутого пиро-

лиза с образцами этих пород (Санникова, 2019). Однако из-за пренебрежения реакциями вторичного крекинга применение трехкомпонентных спектров генерации УВ, построенных таким методом, к расчетам выхода нефтяной и газовой фракций УВ в породах доманиковой свиты ограничено умеренными значениями температур и зрелости. К тому же в этих спектрах странной выглядит высокая доля газовой фракции в исходных потенциалах реакций с низкими энергиями активации, тогда как это не типично для керогенов второго типа.

По этой причине в нашей статье для формирования кинетических спектров генерации УВ используются стандартные 4-х компонентные спектры (генерация тяжелой и легкой нефти, газа и кокса), разработанные во Французском институте нефти. Эти спектры нормировались на исходный потенциал генерации УВ рассматриваемой породы. Используемые нами 4-х компонентные спектры отличаются более детальным описанием процессов вторичного крекинга УВ по сравнению со стандартными 3-х и 5-ти компонентными спектрами (генерация нефти, газа и кокса; тяжелой и легкой нефти, жирного и сухого газа и кокса). 4-х компонентный кинетический спектр генерации УВ с исходным потенциалом $HI = 450 \text{ mg UV/g } C_{org}$, использованный нами для расчета выхода УВ в породах доманика, силура и турнейского яруса нижнего карбона, представлен смесью 64% стандартного 4-х компонентного спектра для керогена типа II с исходным потенциалом $HI = 611 \text{ mg UV/g } C_{org}$ и 36% 4-х компонентного спектра для керогена типа III с исходным потенциалом $HI = 160 \text{ mg UV/g } C_{org}$ (в качестве примеси терригенного ОВ). Часть этого спектра с информацией об исходных потенциалах реакций первичного крекинга керогена, показана на рис. 6. Следует отметить, что исходные потенциалы реакций на этом рисунке являются суммой соответствующих долей исходных потенциалов реакций с разными частотными факторами ($A = 1.6 \times 10^{14} \text{ 1/c}$ для керогена типа II и $A = 3.0 \times 10^{15} \text{ 1/c}$ для керогена типа III).

Приведенная ниже таблица суммирует результаты моделирования истории генерации УВ породами основных материнских свит изучаемого района. Здесь представлены возраст пород (t), их глубина (z) в современном разрезе бассейна, вычисленные значения температур (T) и отражательной способности витринита ($\%Ro$), определенной с использованием нового кинетического спектра созревания витринита $EASY\%RoDL$ (Burnham et al., 2017). Здесь же показан исходный потенциал генерации УВ материнских пород (HI_0), реализованный к настоящему времени потенциал (HI_r), и сгенерированные к настоящему времени массы тяжелой и легкой нефти и газа (HI_{ho} , HI_{lo} , HI_{gas}), рассчитанные в предположе-

Таблица 1. Характеристики основных материнских пород осадочного разреза юго-западного борта Коротаихинской впадины, зрелость их ОВ и реализация потенциала генерации УВ, вычисленные для современных разрезов в районе Коротаихинской-1, Лабогейской-15 и Хавдейской-1 скважин

t, млн лет	z, км	T, °C	%Ro	HI ₀	HI _r	HI _{ho}	HI _{lo}	HI _{gas}	t _{0.5}	t _{exp}	t _{1.30}
				мг УВ/г C _{орг}							
Скв. Коротаихинская-1											
272	3.04	75.4	1.04	160	69	5.0	27.1	19.7	235	—	—
283	3.85	94.2	1.29	350	286	0.32	119	83.6	250	214	—
323	4.79	115.5	1.62	500	467	0.008	164	155	259	252	201
359	5.73	133.9	2.01	450	423	0.006	57.1	197	273	258	207
382	5.95	138.5	2.11	450	426	0.0004	31.1	215	277	261	215
427	7.62	172.7	3.10	450	443	0.000	0.001	250	346	285	250
Скв. Лабогейская-15											
272	3.13	75.4	0.81	160	42.1	20.7	9.1	7.7	203	—	—
283	3.53	84.2	0.89	350	236	72.0	72.6	47	220	—	—
323	4.71	110.2	2.16	500	480	0.0	39.4	240	307	280	306
359	5.64	127.8	2.20	450	427	0.0	25.4	220	307	276	306
382	5.95	133.7	2.23	450	427	0.0	19.0	224	308	284	306
427	7.40	161.9	2.70	450	435	0.0	0.01	243	340	309	306
Скв. Хавдейская-1											
283	0.15	6.0	0.63	350	91.5	71.4	10.7	8.2	202	—	—
323	1.19	38.8	0.70	500	235	170	32.5	23.7	202	200.5	—
359	2.58	66.3	0.80	450	285	143	65.1	43.1	232	201	—
382	2.79	70.2	0.82	450	299	138	73.4	48.1	246	201	—
427	4.03	92.8	0.98	450	377	24.9	153	95.9	321	216	—

Примечания. t – возраст пород (в млн лет); z – глубина в современном разрезе (в км); T – температура пород (в °C) в современном разрезе; %Ro – отражательная способность витринита (в %); HI₀ – исходный потенциал генерации УВ; HI_r – реализованный потенциал; HI_{ho} и HI_{lo} – генерация тяжелой и легкой нефти; HI_{gas} – генерация газа (HI₀, HI_r, HI_{ho}, HI_{lo} и HI_{gas} в мг УВ/г C_{орг}); t_{0.5} – формальное время вхождения породы в “окно генерации нефти”, то есть время достижения степени зрелости ОВ Ro = 0.50%; t_{exp} – время достижения порога первичной миграции в материнской толще, определяемое по заполнению 25% объема пор жидкими УВ; t_{1.30} – формальное время выхода породы из “окна генерации нефти”, то есть время достижения степени зрелости ОВ Ro = 1.30%.

нии, что сгенерированные УВ не покидали зоны P–T условий материнской толщи. В таблице показаны также времена достижения ОВ пород зрелости Ro = 0.50 (t_{0.5}) и 1.30% (t_{1.30}), т.е. формальные времена вхождения пород в “окно генерации нефти”. Здесь дана также оценка времени достижения порога первичной миграции УВ в материнской толще (t_{exp}). Последнее оценивалось по моменту заполнения 25% объема пор жидкими УВ. Этот критерий – формальное время выхода породы из “окна генерации нефти”, то есть время достижения степени зрелости ОВ Ro = 1.30%. Этот критерий неплохо работает для керогенов второго типа (Espitalie et al., 1988).

Геохимические исследования предполагают, что силурийская НГМ толща содержит ОВ преимущественно типа II с исходным потенциалом генерации УВ (HI) равным 450 мг УВ/г C_{орг} и с содержанием ОВ в породах толщи C_{орг} = 0.5–2.9%

(Карасев и др., 2019). (В расчетах порога эмиграции принималось среднее значение C_{орг} = 1.6%). Этот спектр был рассмотрен выше, а его часть, относящаяся к реакциям первичного крекинга, показана на рис. 6. Согласно таблице, НГМ породы силура юго-западного борта Коротаихинской впадины вошли в главную зону генерации нефти (ГЗН, 0.50 ≤ Ro ≤ 1.30%) в нижнем карбоне (рис. 7а–7в). В районе скв. Коротаихинская-1 те же породы вышли из ГЗН в нижнем триасе. Для разреза скв. Лабогейская-15 последнее событие наступило раньше и совпало по времени с действием теплового импульса (гидротермальной активизацией) в позднем карбоне (табл. 1, рис. 2Б, 5Б; 7в, 7г).

Такая температурная история материнских пород силура и изменение зрелости их ОВ привели к тому, что, тяжелая нефть, генерированная в породах силура в районе скв. Коротаихинская-1,

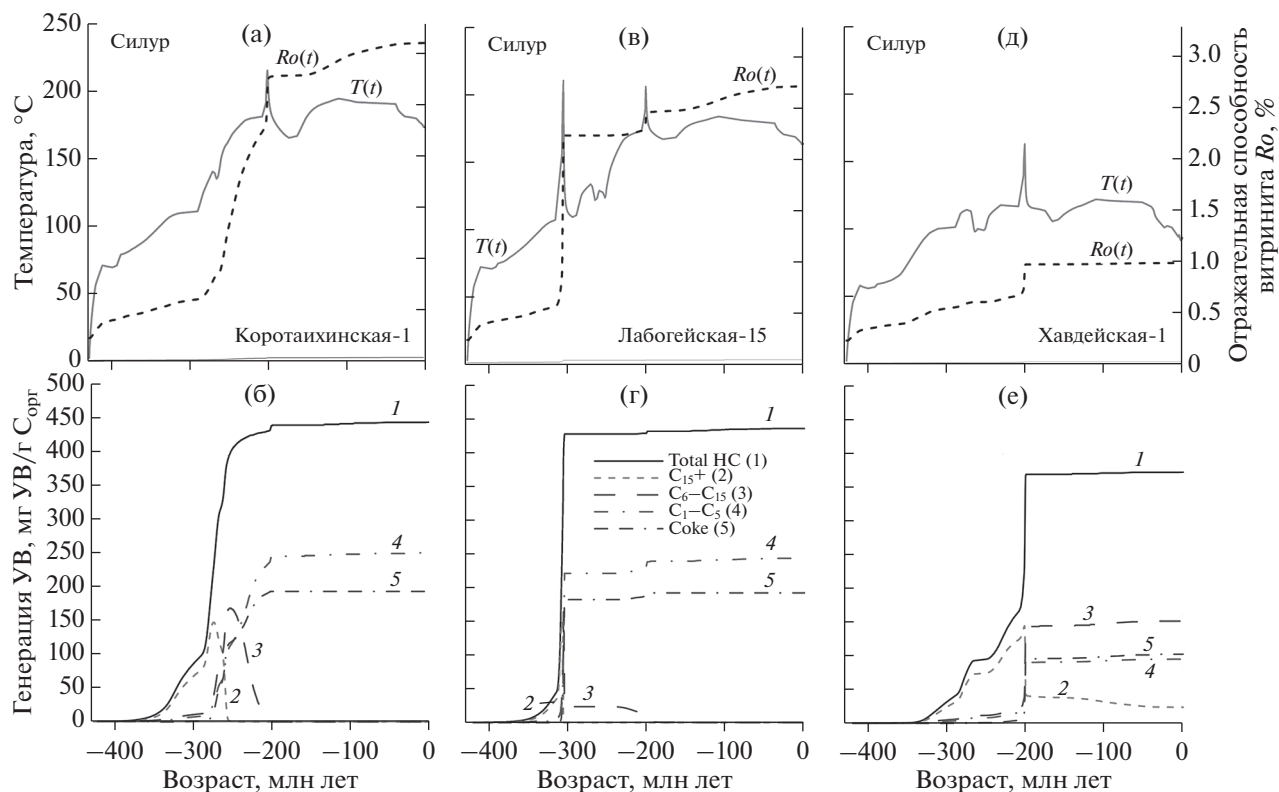


Рис. 7. Изменение температуры и зрелости ОВ ((а), (в), (д)) и реализация потенциала генерации УВ ((б), (г), (е)) в НГМ породах силура в осадочных разрезах юго-западного борта Коротаихинской впадины. Легенду к кривым 1–5 см. на рис. 7г.

деградировала полностью в результате вторичного крекинга в течение перми, а легкая нефть — в течение триаса (рис. 7б). Те же события на площади скв. Лабогейская-15 произошли более резко и совпали по времени с активностью теплового импульса в позднем карбоне (рис. 7г). В настоящее время согласно моделированию исходный потенциал генерации УВ пород силура на площадях скв. Коротаихинская-1 и Лабогейская-15 реализован почти полностью (443 и 435 мг УВ/г $C_{орг}$, соответственно, из 450 мг УВ/г $C_{орг}$ исходного потенциала; табл. 1; рис. 7б и 7г). Матрица этих пород содержит лишь газовую фракцию УВ и кокс (табл. 1; рис. 7б и 7г). Другая ситуация характерна для южной окраины юго-западного борта Коротаихинской впадины (скв. Хавдейская-1). Здесь зрелость ОВ в материнской толще силура не поднимается выше 1% Ro, реализация потенциала генерации УВ достигает 82%, и процессы вторичного крекинга в период тепловой активизации на границе триаса и юры вызывают лишь частичную деградацию тяжелой нефти (табл. 1; рис. 7д, 7е). Отметим, что при современном значении $C_{орг} = 1.6\%$ в НГМ породах силура, вычисленное исходное значение $C_{орг}$ было бы равно 2.87; 2.63 и 2.55% на Коротаихинской, Лабогейской и Хав-

дейской площадях, соответственно. Для оценки исходного значения $C_{орг}$ ($C_{орг}(init)$) использовалась приближенная формула: $C_{орг}(init) = C_{орг}(0) \times 1000./[1000. - qt(0)]$, где $C_{орг}(0)$ — содержание ОВ в современной породе (в г ОВ/г породы) и $qt(0)$ — рассчитанная суммарная генерация УВ к настоящему времени (в мг УВ/г $C_{орг}$), т.е. генерация тяжелой и легкой нефти, газа и кокса).

Доманиковые отложения среднего франа и их фациальные аналоги в верхнем фране и фамене принято считать основными НГМ породами в Тимано-Печорском бассейне (Прищепа и др., 2011; Ступакова и др., 2017; Карасев и др., 2019; Санникова, 2019). В восточной части бассейна (Коротаихинская и Косью-Роговская впадины) условия, благоприятствующие накоплению нефтегазоматеринских пород, сохранялись вплоть до визейского времени раннего карбона. Доманиково-нижнекаменноугольный комплекс ($D_{3dm}-C_{1t}$), сложен преимущественно нефтегазоматеринскими породами глинисто-карбонатного и кремнисто-глинисто-карбонатного состава. Этот комплекс, как и предшествующий, содержит ОВ преимущественно типа II с исходным потенциалом генерации УВ около 450 мг УВ/г $C_{орг}$ (Карасев и др., 2019). Кинетический спектр генерации УВ для ОВ

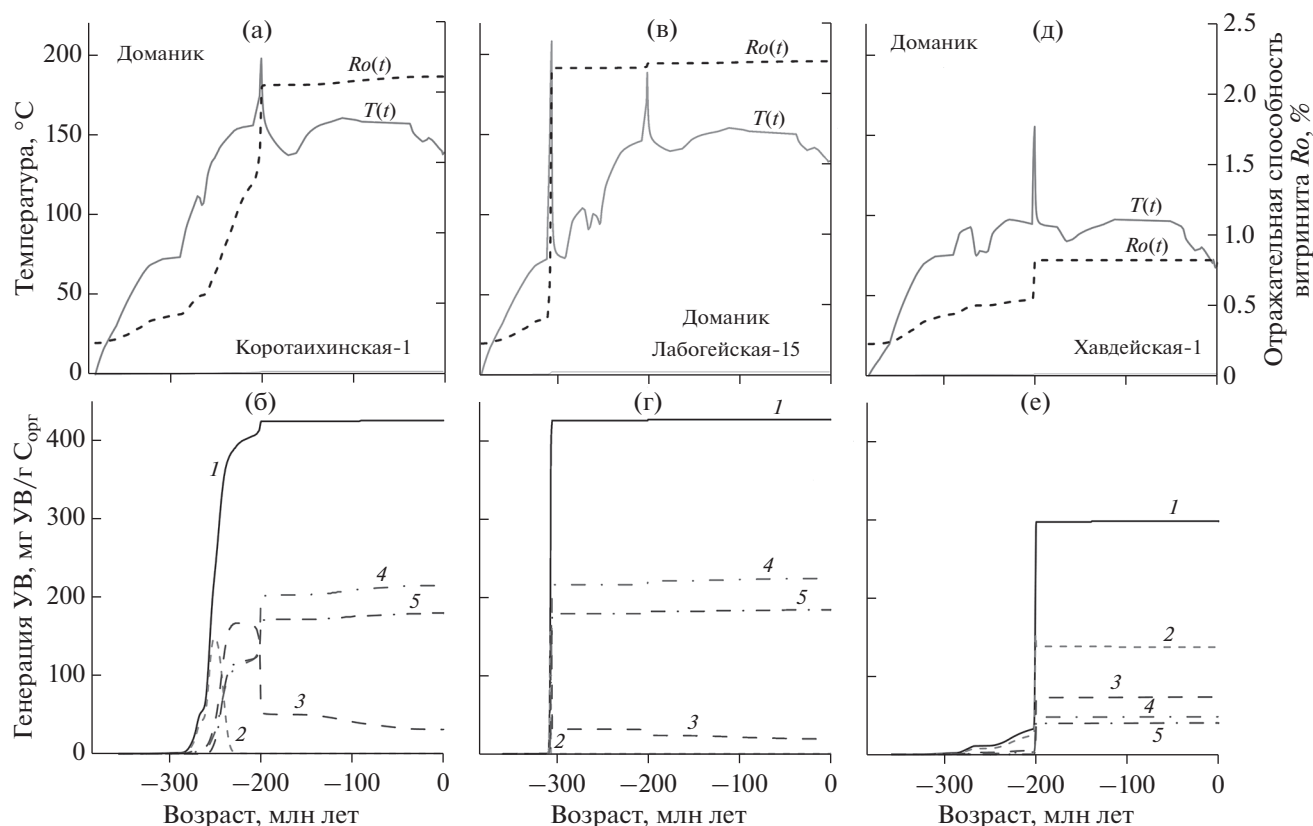


Рис. 8. Изменение температуры и зрелости ОВ ((а), (в), (д)) и реализация потенциала генерации УВ ((б), (г), (е)) в доманиковых отложениях среднего франа в осадочных разрезах юго-западного борта Коротаихинской впадины. Легенду к кривым 1–5 см. на рис. 7г.

этого типа обсуждался выше (рис. 6). Содержание ОВ в породах доманиковой толщи ($C_{орг}$), оценивается в 1–2% (Баженова и др., 2008; Карасев и др., 2019; Санникова, 2019).

Рис. 8а, 8в, 8д показывают изменение температуры и зрелости ОВ пород доманикового горизонта, рассчитанные для осадочных разрезов трех площадей юго-западного борта Коротаихинской впадины. История реализации УВ потенциала породами доманиковых отложений напоминает историю предшествующих НГМ пород силура со слегка меньшей степенью преобразования ОВ и менее интенсивной генерацией УВ (табл. 1; рис. 7, 8). На площадях скв. Коротаихинской-1 и Лабогейской-15, где степень созревания ОВ пород доманика достигала 2.11 и 2.23% Ro , доманиково-турнейские отложения вышли из ГЗН и фракция тяжелой нефти деградировала там полностью. На Лабогейской площади это событие, как и для пород силура, было приурочено к тепловой активизации (гидротермальной активности) в позднем карбоне (рис. 8г). Но, в отличие от пород силура, фракция легкой нефти, генерированная породами доманика, в процессе вторичного крекинга деградировала не полностью. В на-

стоящее время генерация легкой нефти в породах доманиковой толщи на Коротаихинской и Лабогейской площадях составляет по оценкам 31 и 19 мг УВ/г $C_{орг}$ (рис. 8б, 8г), соответственно, а в породах турнейского яруса – 57 и 25.4 мг УВ/г $C_{орг}$ (табл. 1). Генерация газовой фракции УВ при этом преобладает (табл. 1; рис. 8б, 8г).

Другая ситуация характерна для южной окраины юго-западного борта Коротаихинской впадины (скв. Хавдейская-1). Зрелость ОВ в доманиковых и турнейских отложениях на этой площади не превосходит 0.82 и 0.80% Ro , соответственно, и реализация исходного УВ потенциала (450 мг УВ/г $C_{орг}$) составляет здесь 66 и 63%, а генерация легкой нефти, тяжелой нефти и газа оценивается в 138, 73 и 48 мг УВ/г $C_{орг}$ в доманиковых и 143, 65 и 43 мг УВ/г $C_{орг}$ в турнейских отложениях (табл. 1). Тепловая активизация на границе триаса и юры вызвала заметный рост степени созревания ОВ пород и генерации УВ, но процессы вторичного крекинга были при этом пренебрежимы (рис. 8д, 8е). Можно отметить, что для современного значения $C_{орг} = 1.6\%$ в породах доманиковых и турнейских отложений, вычисленные исходные значения $C_{орг}$

составляли бы около 2.79% на Коротаихинской и Лабогейской площадях и около 2.25% на Хавдейской площади.

Визейский комплекс нижнего карбона сложен преимущественно карбонатными породами и в пределах Коротаихинской впадины характеризуется значениями $C_{орг}$ до 3% (Карасев и др., 2019). Этот комплекс, как и предшествующие, содержит ОВ преимущественно типа II с исходным потенциалом генерации УВ около 500 мг УВ/г $C_{орг}$ (Карасев и др., 2019). Соответственно, кинетический спектр генерации УВ породами визе представляется в нашей модели смесью 76% стандартного 4-х компонентного спектра для керогена типа II с $HI = 613$ мг УВ/г $C_{орг}$ и 24% стандартного 4-х компонентного спектра для керогена типа III с $HI = 160$ мг УВ/г $C_{орг}$. В районе скв. Коротаихинская-1 и Лабогейская-15 степень зрелости ОВ по расчетам достигала 1.62 и 2.16%Ro (табл. 1), и, следовательно, на обеих площадях породы визейского комплекса вышли из ГЗН. Фракция тяжелой нефти, как и в породах доманика, деградировала полностью (табл. 1), причем на Лабогейской площади это событие, как и прежде, приурочено к тепловой активизации (гидротермальной активности) в позднем карбоне. Легкая нефть деградировала не полностью, и в настоящее время ее генерация в породах визейской толщи на Коротаихинской и Лабогейской площадях оценивается в 164 и 39 мг УВ/г $C_{орг}$, соответственно, в то время как генерация газовой фракции составляет 155 и 240 мг УВ/г $C_{орг}$ (табл. 1).

И снова отличная ситуация оказывается в южной части юго-западного борта Коротаихинской впадины (скв. Хавдейская-1). Здесь современное значение зрелости ОВ пород визейского комплекса оценивается в 0.7%Ro, реализация исходного потенциала генерации УВ (500 мг УВ/г $C_{орг}$) достигает всего лишь 47%, а генерация тяжелой нефти, легкой нефти и газа по оценкам составляет 170; 32.5 и 23.7 мг УВ/г $C_{орг}$ соответственно (табл. 1). Тепловая активизация на границе триаса и юры оказала решающее влияние на генерацию УВ НГМ породами комплекса визе, вызвав заметный рост степени созревания ОВ пород и резкий рост генерации УВ. Однако, процессы вторичного крекинга здесь были пренебрежимы. При современном значении $C_{орг} = 3\%$ вычисленные исходные значения $C_{орг}$ составляли бы здесь 5.7% на Коротаихинской, Лабогейской площадях и около 3.9% на Хавдейской площади.

В числе перспективных НГМ пород Тимано-Печорского бассейна рассматриваются также артинский и кунгурский комплексы нижней перми (P_{Iar-k}), сложенные песчаниками, алевролитами и аргиллитами (Баженова и др., 2008; Прищепа и др., 2011; Котик и др., 2017). Артинский комплекс содер-

жит ОВ смешанного типа с исходным потенциалом генерации УВ (HI) около 350 мг УВ/г $C_{орг}$ (Карасев и др., 2019). В нашей модели этот кинетический спектр строился как смесь 42% стандартного 4-х компонентного спектра керогена типа II с $HI = 613$ мг УВ/г $C_{орг}$ и 58% стандартного 4-х компонентного спектра для керогена типа III с $HI = 160$ мг УВ/г $C_{орг}$. Содержание ОВ в НГМ породах артинского комплекса оценивается в пределах от 2 до 4% (Анищенко и др., 2004; Карасев и др., 2019). Рис. 9а, 9в, 9д демонстрируют изменение температуры и зрелости ОВ пород артинского комплекса, рассчитанное для осадочных разрезов трех площадей юго-западного борта Коротаихинской впадины. В районе скв. Коротаихинская-1 и Лабогейская-15 степень созревания ОВ пород артинского комплекса по расчетам составляла 1.29 и 0.89%Ro (рис. 9а, 9в). Фракция тяжелой нефти на Коротаихинской площади деградировала полностью, тогда как на Лабогейской и Хавдейской площадях реакции вторичного крекинга не затронули нефтяные фракции УВ (табл. 1; рис. 9б, 9г, 9е). Тепловая активизация, смоделированная нами в виде гидротермальной активности в осадочном чехле на границе триаса и юры, вызвала резкий рост зрелости ОВ пород артинского комплекса (рис. 9а, 9в, 9д) и генерации УВ (рис. 9б, 9г, 9е). В настоящее время генерация тяжелой нефти в породах артинского комплекса составляет 0.32; 72 и 71.4, легкой нефти 119; 72.6 и 10.7 и газа в 83.6, 47 и 8.2 мг УВ/г $C_{орг}$ на Коротаихинской, Лабогейской и Хавдейской площадях, соответственно. Для современного значения $C_{орг} = 3\%$ вычисленные исходные значения $C_{орг}$ составляли бы 4.2; 3.9 и 3.3% на трех рассматриваемых площадях соответственно.

Кунгурский комплекс отсутствует в осадочном разрезе Хавдейской площади (рис. 2в). На Коротаихинской и Лабогейской площадях кинетический спектр генерации УВ породами кунгурского комплекса в нашей модели представлен стандартным 4-х компонентным спектром керогена типа III с исходным потенциалом генерации $HI = 160$ мг УВ/г $C_{орг}$ (Анищенко и др., 2004). Рост зрелости ОВ пород кунгурского комплекса до значений 1.04 и 0.81% и реализация потенциала до 69 и 42 мг УВ/г $C_{орг}$ на Коротаихинской и Лабогейской площадях обязаны тепловой активизации в осадочном чехле бассейна на границе триаса и юры. Генерация тяжелой нефти, легкой нефти и газа в породах кунгурского комплекса оценивается в 5; 27.1 и 19.7 УВ/г $C_{орг}$ на первой площади и в 20.7; 9.1 и 7.7 мг УВ/г $C_{орг}$ на второй (табл. 1). При низком значении исходного потенциала и умеренной степени его реализации (43 и 26%) исходные значения $C_{орг}$ в породах кунгурского яруса несущественно превосходили современное значение ($C_{орг} = 1\%$; Анищенко и др.,

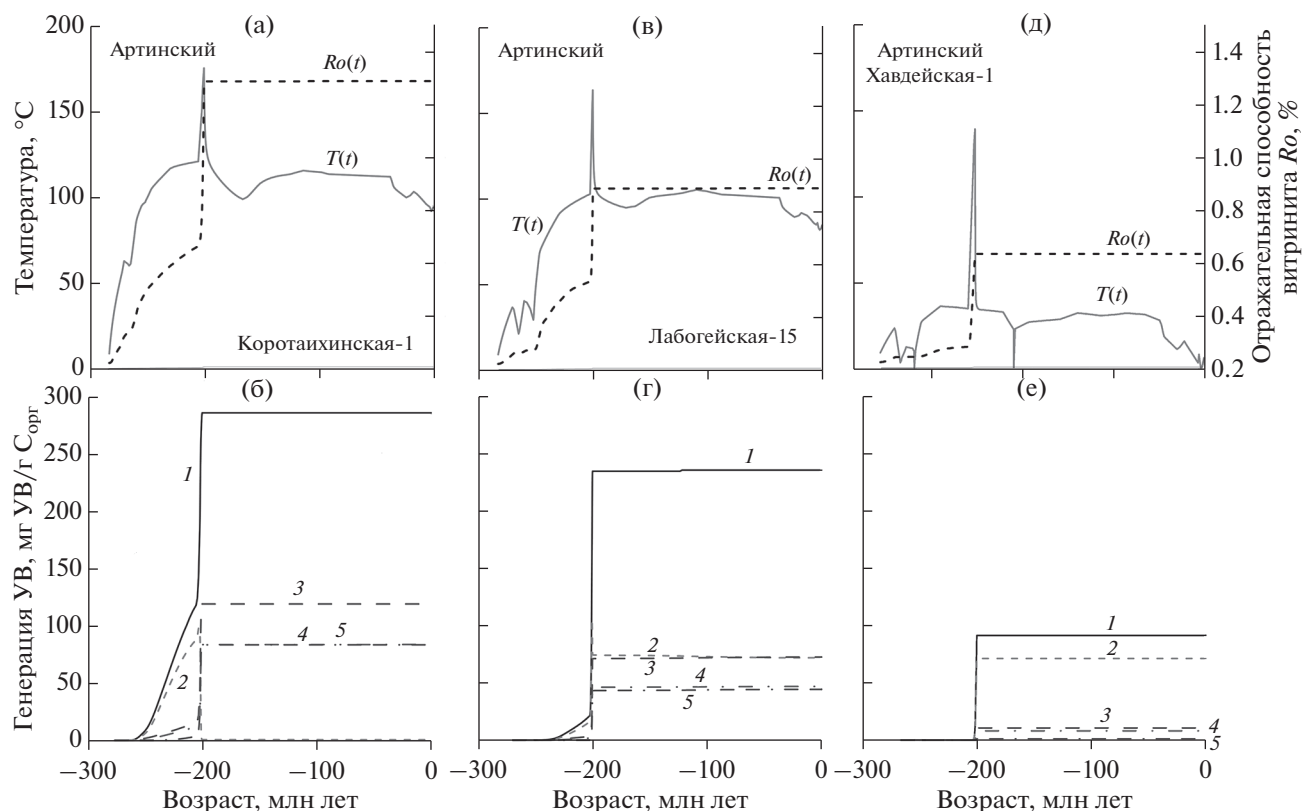


Рис. 9. Изменение температуры и зрелости ОВ ((а), (в), (д)) и реализация потенциала генерации УВ ((б), (г), (е)) в артинских отложениях нижней перми юго-западного борта Коротаихинской впадины. Легенду к кривым 1–5 см. на рис. 7г.

2004), составляя по оценкам 1.07 и 1.04% на Коротаихинской и Лабогейской площадях, соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение нового модифицированного кинетического спектра созревания витринита из работы (Burnham et al., 2017) позволило уточнить термическую историю осадочной толщи юго-западного борта Коротаихинской впадины, предположив наличие дополнительных тепловых импульсов на этапах перерывов и эрозии и объясняющих скачок зрелости ОВ пород. Реализация исходного УВ потенциала НГМ пород силура, доманиковского горизонта и нижнего карбона была высокой на Коротаихинской и Лабогейской площадях (от 98 до 93%), и умеренной на Хавдейской площади (82 до 47%) для перечисленных НГМ пород. Реализация УВ потенциала артинскими НГМ породами по оценкам составляла 82, 67 и 26% на Коротаихинской, Лабогейской и Хавдейской площадях, соответственно.

Высокая степень катагенетической преобразованности ОВ основных НГМ пород выше уровня ГЗН и значительная роль процессов вторичного крекинга жидких фракций УВ в центральной ча-

сти Коротаихинской впадины (Коротаихинская и Лабогейская площади) предполагают преимущественно газовый состав возможных залежей УВ, генерированных породами силура, доманиковского горизонта и нижнего карбона, тогда как в работах (Баженова и др., 2010; Карасев и др., 2019) в этой части впадины прогнозировался нефтегазовый состав залежей. В южной части впадины (Хавдейская площадь), где роль процессов вторичного крекинга минимальна и нефтегазогенерирующие породы находятся в ГЗН, предполагается как нефтяной, так и газовый (за счет пермских отложений с терригенным типом ОВ) состав залежей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Анищенко Л.А. (2004) *Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба*. СПб.: Наука, 214 с.
- Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И. (2008) *Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна*. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.
- Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И. (2010) Геохимия палеозоя юго-западного склона Пай-Хоя и генерация углеводородов в Коротаихинской впадине. *Разведка и охрана недр*. 6, 21-26.

- Белякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П. (2008) Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Киров: ОАО "Кировская областная типография", 288 с.
- Величко А.А. (ред.) (1999) Изменение климата и ландшафтов за последние 65 млн лет (кайнозой: от палеоцена до голоцена). М.: ГЕОС, 260 с.
- Галушкин Ю.И. (2007) Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. Научный мир. М., 456 с.
- Карасев П.С., Надежкин Д.В., Попова Т.В., Скачек Д.К., Колосков В.Н. (2019) Влияние складчато-надвиговых дислокаций на процессы нефтегазогенерации в северном сегменте Предуралья Краевого прогиба. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. **14**(3), 1-21.
- Котик И.С., Галушкин Ю.И. (2021) Термическая история и эволюция нефтегазообразования внешней зоны Коротайхинской впадин, Тимано-Печорский бассейн (результаты моделирования). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. **4**(352), 14-22.
- Котик О.С., Котик И.С., Каргиева Т.Г. (2017) Пермские отложения юго-востока Коротайхинской впадины: углепетрография, геохимия и нефтегазогенерационный потенциал. *Геология нефти и газа*. (4), 91-102.
- Котик И.С., Майдль Т.В., Котик О.С., Пронина Н.В. (2020) Нефтегазоматеринские отложения силура поднятия Чернова (Тимано-Печорский бассейн). *Георесурсы*. **22**(3), 12-20.
- Ларионова З.В., Богацкий В.И., Довжикова Е.Г. (2000) Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к "Атласу геологических карт"). Ухта: ТП НИЦ, 122 с.
- Морозов А.Ф., Межеловский Н.В., Павленкова Н.И. (ред.) (2006) Строение и динамика литосферы Восточной Европы. Результаты исследований по программе EUROPROBE. Вып. 2. М.: ГЕОКАРТ, ГЕОС, 735 с.
- Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богатский В.И. (2011) Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть). *Геология и Геофизика*. **52**(8), 1129-1150.
- Прищепа О.М., Житников В.А., Орлова Л.А. (2012) Коротайхинская впадина — новое направление наращивания сырьевой базы нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", **5**, 4-13.
- Санникова И.А. (2019) Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности домикровых отложений Тимано-печорского бассейна. Диссертация на соиск. Уч. Степ. Канд. гел-мин. наук, МГУ им. М.В. Ломоносова, геологический ф-т.
- Соборнов К.О., Астафьев Д.А. (2017) Строение, формирование и нефтегазовый потенциал северной части Коротайхинской впадины, Баренцево море. Вести газовой науки: научно-технический сборник. **4**, 25-37.
- Ступакова А.В., Санникова И.А., Гильмуллина А.А., Большакова М.А., Бордунов С.И., Митронов Д.В., Мордасова А.В. (2017) Перспективы нефтегазоносности Коротайхинской впадины Тимано-Печорского бассейна. *Георесурсы, Спецвыпуск*. **1**, 88-101.
- Тимонин Н.И. (1998) *Печорская плита: история геологического развития в фанерозое*. Екатеринбург, УрО РАН, 234 с.
- Тимонин Н.И., Юдин В.В., Беляев А.А. (2004) *Палеогеодинамика Пай-Хоя*. Екатеринбург, УрО РАН, 226 с.
- Юдин В.В., Юдин С.В. (2018) Тектонотипический разрез Коротайхинской впадины *Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН*. (7), 10-15.
- Burnham A.K., Peters K.E., Schenk O. (2017) Evolution of Vitrinite Reflectance Models. *AAPG, Search and Discovery Article #41982*.
- Espitalie J., Ungerer P., Irvin I., Marquis E. (1988) Primary cracking of kerogens. Experimenting and modelling C1, C2—C5, C6—C15 classes of hydrocarbons formed: *Organic Geochem*. **13**(4—6), 893-899.
- Frakes L.A. (1979) *Climates throughout geological time*. Amsterdam: Elsevier. 310 p.
- Galushkin Yu.I. (2016) *Non-standard Problems in Basin Modeling*. Springer Internat. Publ. Swizeland. 268 p.
- Galushkin Yu.I., Dubinin E.P. (2020) Thermal history and extension of the lithosphere in the Mannar basin and realization its hydrocarbon potential, offshore Sri Lanka. *Marine Petrol Geol* **119**, 104477, 1-18.
- Galushkin Yu.I., Leitchenkov G.L., Dubinin E.P. (2020) Numerical modelling of the Australia — Antarctica conjugate margins using the GALO system: Part 1. The Bremer sub-basin, SW Australia. *J Petrol Geol*. **43**(3), 323-340.
- Wyllie, P.J. (1979) Magmas and volatile components. *American Mineralogy*. **64**, 469-500.