

УДК 622.276:553.98:551.72

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

С.Е. Башкова, Т.В. Карасева, И.А. Козлова¹, А.Н. Башков²

Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин (614016, Россия, г. Пермь, ул. Краснофлотская, 15)

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

²ООО «АВК Инвест» (614090, Россия, г. Пермь, ул. Лодыгина, 9, оф. 10)

MODELING THE STRUCTURE AND FORMATION OF THE OIL AND GAS POTENTIAL OF RIPHEAN-VENDIAN DEPOSITS THAT BELONG TO NORTH-EAST REGIONS OF THE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE

Svetlana E. Bashkova, Tatyana V. Karaseva, Inna A. Kozlova¹, Andrey N. Bashkov²

Kama Research Institute for Complex Studies of Deep and Ultra-Deep Wells (15 Krasnoflotskaya st., Perm, 614016, Russian Federation)

¹Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

²AVK Invest LLC (9 Lodygina st., office 10, Perm, 614090, Russian Federation).

Получена / Received: 28.09.2018. Принята / Accepted: 24.10.2018. Опубликована / Published: 30.11.2018

Ключевые слова:

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, рифейские и вендские отложения, бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские породы, палеотемпературные условия, отражательная способность витринита, главная зона нефтеобразования, главная зона газообразования, формирование и перспективы нефтегазоносности.

Данная статья посвящена актуальной проблеме изучения перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений малоизученных районов, таких как северо-восточные районы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Представлена характеристика литолого-стратиграфических особенностей строения рифейских и вендских отложений в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Особое внимание акцентируется на бассейновом моделировании разрезов скважин, не полностью вскрывших рифей-вендский комплекс пород, что позволяет прогнозировать развитие процессов нефтегазообразования. В ходе проведения исследований выполнено моделирование разрезов трех скважин, вскрывших верхнепротерозойские породы на северо-востоке Пермского края и Республики Коми: Кельтменская-1, Красновишерская-18, Боровицкая-624. Приведены методические особенности используемых программных комплексов, этапность исследования, включающая сбор и ввод исходных данных, обработка параметров, вычисление и калибровка моделей. Определенные сложности, связанные с моделированием условий нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции рифейских и вендских отложений данной территории, обусловлены недостаточным объемом информации по строению и составу отложений, неполным вскрытием древних отложений в скважинах и противоречивостью геофизических данных. Кроме того, сложность реконструкции заключается в недостатке сведений о геотермических условиях разрезов, многочисленных перерывах в осадконакоплении и размывах отложений. По результатам моделирования большая часть рифейско-вендского осадочного разреза находится в главной зоне нефтеобразования. Проведенные исследования позволили авторам сделать вывод о повышенных перспективах обнаружения нефтяных углеводородов в широком диапазоне глубин в районах бурения скважин Красновишерская-18 и Боровицкая-624. Перспективы обнаружения в разрезе газообразных углеводородов существенно более низкие. Проведенные исследования и полученные результаты ставят проблему развития геолого-разведочных работ в малоизученных районах северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, прежде всего опорно-параметрического бурения в комплексе с зонально-региональными геофизическими исследованиями.

Key words:

Volga-Ural oil and gas province, Riphean and Vendian sediments, basin modeling, oil and gas source rocks, paleotemperature conditions, vitrinite reflectivity, main oil generation zone, main gas generation zone, generation and prospects of oil and gas potential.

The paper is devoted to the urgent problem of studying the prospects of the oil and gas potential of Riphean-Vendian sediments of poorly studied areas such as northeastern regions of the Volga-Ural oil and gas province. The paper presents the characteristic of the lithological and stratigraphic features of the structure of Riphean and Vendian deposits in the northeastern part of the Volga-Ural oil and gas province. Particular attention is paid to the basin modeling of well sections that did not fully pass through the Riphean-Vendian complex of rocks. That allows to predict oil and gas generation processes. During the research sections of three wells were modelled. Wells Keltmenskaya-1, Krasnovisherskaya-18, Borovitskaya-624 revealed Upper Proterozoic rocks in the north-east of the Perm region and the Komi Republic. Procedure features of the used software systems, phasing of the research, including gathering and input of initial data, processing of parameters, calculation and calibration of models are given. Certain challenges associated with modeling the conditions of oil and gas formation and oil and gas accumulation of Riphean and Vendian sediments of this territory are associated with insufficient information on the structure and composition of sediments, incomplete drilling of ancient sediments in wells and inconsistent geophysical data. In addition, the complexity of the reconstruction lies in the lack of information about geothermal conditions of sections, numerous interruptions in sedimentation and erosion of sediments. According to simulation results, most of the Riphean-Vendian sedimentary section is located in the main zone of oil generation. The research conducted allowed the authors to conclude that there are increased prospects to discover oil hydrocarbons in a wide range of depths in the areas where the Krasnovisherskaya-18 and Borovitskaya-624 wells are drilled. There is a little likelihood that gaseous hydrocarbons can be found in the section. Conducted research and obtained results pose a problem for the development of geological exploration in the poorly studied areas of the northeast of the Volga-Ural oil and gas province. First of all, that corresponds to reference-parametric drilling together with the zonal-regional geophysical studies.

Башкова Светлана Евгеньевна – кандидат геолого-минералогических наук, ученый секретарь, заведующий сектором научного сопровождения параметрического и сверхглубокого бурения (тел.: +007 951 936 74 60, e-mail: sbashkova@mail.ru).

Карасева Татьяна Владимировна – доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор по инновационным технологиям (тел.: +007 342 244 13 14, e-mail: kamniikigs@rusgeology.ru).

Козлова Инна Анатольевна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заместитель заведующего кафедрой (тел.: +007 342 219 83 67, e-mail: ikozlova@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

Башков Андрей Николаевич – кандидат геолого-минералогических наук, главный геолог (тел.: +007 912 882 94 91, e-mail: bashkov41@yandex.ru).

Svetlana E. Bashkova (Author ID in Scopus: 37561140000) – PhD in Geology and Mineralogy, Scientific Secretary, Head of the Sector of Scientific Support of Parametric and Ultra-Deep Drilling (tel.: +007 951 936 74 60, e-mail: sbashkova@mail.ru).

Tatyana V. Karaseva (Author ID in Scopus: 37111172100) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Director of Innovative Technologies (tel.: +007 342 244 13 14, e-mail: kamniikigs@rusgeology.ru).

Inna A. Kozlova (Author ID in Scopus: 37561646700) – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Deputy Head of the Department (tel.: +007 342 219 83 67, e-mail: ikozlova@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Andrey N. Bashkov – PhD in Geology and Mineralogy, Chief Geologist (tel.: +007 912 882 94 91, e-mail: bashkov41@yandex.ru).

Введение

Проблема оценки перспектив нефтегазонасности рифей-вендских отложений северных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) до сих пор остается нерешенной. Это связано как с низкой изученностью отложений бурением [1–12], так и с недостаточным вниманием к современным методам, применяемым при оценке перспектив. К таким методам относится бассейновое моделирование формирования потенциально продуктивных нефтегазоносных комплексов, процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, особенно эффективного для малоизученных регионов и комплексов отложений, где имеется небольшое количество информации [13–18]. За рубежом, где большое значение придается закономерностям и тенденциям развития нефтяных систем на основе исследований крупных нефтегазоносных бассейнов в различных странах, значительное внимание уделяется развитию бассейнового моделирования как одного из эффективных методов научно обоснованного прогноза нефтегазонасности [19–39].

Краткая литолого-стратиграфическая характеристика

Рифей-вендские отложения на северо-востоке Волго-Уральской НГП характеризуются крайне слабой степенью изученности как геофизическими методами, так и бурением. В северо-восточной части Волго-Урала из рифейских комплексов развиты только верхнерифейские дислоцированные отложения. Мощность верхнерифейских отложений по геофизическим данным – более 2000 м. Позднерифейские отложения выходят на поверхность в ядрах антиклинальных структур Полудовско-Колчимского антиклинория в составе четырех свит (снизу вверх): рассольнинской, деминской, низьвенской и усть-чурочинской. Рассольнинская свита сложена песчаниками полевошпат-кварцевыми, аргиллитами и алевроаргиллитами, а также алевролитами с редкими прослоями доломитов, в верхней части с прослоями туфов. Граница с подстилающими отложениями неясная. Мощность свиты 800–1000 м. Деминская свита сложена известняками доломитизированными с прослоями доломитов и

глинистых известняков, мергелей и аргиллитов. Присутствуют строматолиты. Мощность свиты 300–400 м. Низьвенская свита сложена в основном сероцветными доломитами с остатками строматолитов и микрофитолитов, а также переслаиванием аргиллитов, алевролитов и глинистых известняков. Общая мощность свиты достигает 1500–1600 м. Усть-чурочинская свита вскрыта скважиной 517 Остяцкого профиля в интервале 1173–1490 м и представлена кварцевыми крупно- и среднезернистыми песчаниками и темно-серыми аргиллитами. Усть-чурочинская свита, выделяемая по результатам геокартирования в северных разрезах Волго-Урала как нижняя часть венда, некоторыми специалистами (Ехлаков Ю.А., Богданов Б.П.) на основании согласного залегания с низьвенской свитой и литолого-фациальных особенностей разреза рассматривается в составе верхнего рифея, завершая этот цикл осадконакопления. Породы вышеперечисленных свит залегают под отложениями тиманского горизонта среднего девона.

На севере изучаемой территории Республики Коми скважиной Кельтменская-1 вскрыт разрез верхнерифейских отложений, представленных ышкимесской и ваполской свитами, являющимися аналогами деминской и низьвенской свит соответственно. Скважина расположена в тектоническом плане на Кельтменском валу, осложняющем Вычегодский (Предтиманский) прогиб. Мощность ваполской свиты, вскрытой в полном объеме, составляет 1031 м. Полный разрез ышкимесской свиты не вскрыт, мощность его вскрытой части (до глубины 4900 м) составляет 959 м.

Нижневендские отложения в Вычегодском (Предтиманском) прогибе вскрыты скважиной Кельтменская-1 на глубине 2310 м мощностью 600 м. Отложения представлены вычегодской свитой и несогласно перекрывают толщу отложений ваполской свиты позднего рифея. Вычегодская свита в нижней толще преимущественно алевроитового состава и в верхней представлена песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами. В складчато-надвиговой зоне Западного Урала в Полудовском районе отложения нижнего венда установлены в зонах выхода их на поверхность в составе чурочинской (аргиллито-песчаная толща) и ильвовожской (алевролит-аргиллитовая толща) свит.

Верхневендские отложения на северо-востоке исследуемой территории выделяются в составе редкинского и котлинского горизонтов, соответствующих бородулинской и кудымкарской серии. В Предтиманье редкинский горизонт представлен усть-пинежской свитой, полный разрез которой вскрыт скв. Кельтменская-1. Свита мощностью 432 м состоит из переслаивающихся аргиллитов и алевролитов серых и зеленовато-серых оттенков, плотных, местами хрупких. Отложения усть-пинежской свиты согласно перекрыты породами котлинского горизонта, представленного в составе красавинской и мезенско-падунской свит. Красавинская аргиллитовая свита мощностью 152 м сложена темно-серыми плотными аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, глинистых алевролитов. Данная свита согласно перекрывается породами мезенской свиты, представленными неравномерным переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Перекрываются эти отложения терригенной толщей тиманского горизонта среднего девона.

Методика работы

Для построения 1D-моделей использовались программный комплекс PetroMod [40–42], а также авторские реконструкции, которые позволяют восстановить исторический процесс погружения отложений и осадконакопления, эволюцию палеотемпературных условий пород осадочного чехла и на основании проведенных исследований построить модели нефтегазообразования. Общая схема моделирования состоит из нескольких основных этапов: сбор и ввод исходных данных, обработка параметров, вычисление и калибровка моделей. На первом этапе вводятся данные по структуре и эволюции района исследований. Обязательными параметрами являются геологический возраст отложений, глубина залегания поверхности пород различных стратиграфических комплексов, геологическое время накопления осадков, эрозии и перерывов в осадконакоплении, также литологический состав пород и др. В программе PetroMod возрастные временные интервалы приняты согласно общей стратиграфической шкале ВСЕГЕИ, 1995 г. Литологический состав ограничен следующими группами: глина и аргиллит, алевролит, песок и песчаник, карбонат (известняк, доломит, мергель), эвапориты (соль, гипс, ангидрит), уголь, породы

фундамента (гранит, базальт, андезит). Дополнительно вводятся петрофизические и геохимические характеристики пород, определяющие их коллекторские и нефтегазоматеринские свойства. Большая часть параметров вводится по результатам бурения и геофизическим данным. При получении новой информации исходная база данных может пополняться на любом этапе. Чем больше первоначальных параметров по результатам бурения, тем точнее и надежнее результаты моделирования. Итогом первого этапа является модель формирования отложений. На втором этапе устанавливаются граничные геологические условия для модели – палеоглубина воды, температура седиментационной воды, тепловой поток и др. Третий этап воспроизводит историю погружения, термическую эволюцию, созревание органического вещества, изменение петрофизических параметров пород, фактические параметры. Вычисление пористости и давлений (литостатического, гидростатического и порового), отражательной способности витринита, температурных зависимостей и других параметров выполняется автоматически. По фактическим данным (современная температура, отражательная способность витринита, в ряде случаев пористость пород и т.д.) проводится калибровка моделей. При калибровке необходимо учитывать варианты изменения глубины фундамента по геофизическим данным, особенности эрозионных событий, воздействие региональных и локальных геотермических процессов для каждого региона, которые оказывают большое влияние на объективность построенных моделей.

Особенностью моделирования для рифейско-вендского потенциального нефтегазоносного комплекса является недостаточный объем информации по строению и составу отложений, что обычно связано с неполным вскрытием древних отложений в скважинах и противоречивостью геофизических данных. Кроме того, сложность реконструкции заключается в недостатке сведений о геотермических условиях разрезов, многочисленных перерывах в осадконакоплении и размывах отложений. 1D-моделирование проводилось для разрезов скважин Кельтменская-1, Красновишерская-18, Боровицкая-624 (рис. 1).



Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НПП

Результаты

Моделирование разреза скважины Кельтменская-1, пробуренной на юго-востоке Вычегодского прогиба в зоне сочленения с Коми-Пермяцким сводом, в районе, крайне низко изученном бурением, в связи с ограниченностью данных по современным температурам и отражательной способности витринита во многом базировалось на косвенных данных и материалах сопредельных районов. Под терригенной толщей верхнего девона скважина вскрыла вендские и рифейские отложения в довольно значительном объеме. Рифейский комплекс отложений в разрезе представлен сероцветной карбонатной толщей – известняками, доломитами, в той или иной степени глинистыми, редко мергелями. В верхней части выявлены единичные образцы пород с повышенными материнскими свойствами. Вендский комплекс сложен в основном терригенными породами, нефтегазоматеринские породы не выявлены. При моделировании реконструированы зависимости современных значений температуры и пористости пород, а также отражательной способности витринита от глубины (рис. 2).

Температурный градиент по разрезу в целом составляет не более 2 °С. Петрофизическая модель по пористости в целом соответствует закономерностям уплотнения пород, в вендском комплексе она составляет 12–13 %, в рифейском снижается до 7 % и менее. В вендском и рифейском комплексах, по сравнению с палеозойскими отложениями, наблюдается повышение градиента изменения отражательной способности витринита. На основании результатов моделирования выделяются два основных этапа погружения отложений – рифейский и вендский, которые в последующем дополнились менее интенсивным девонско-пермским (рис. 3).

За рифей-вендское время накопилось большое количество осадков мощностью более 6 км. Первые этапы прогибания характеризуются скоростью осадконакопления от 7 до 19 м/млн лет, а в вендское время скорость погружения составляет 18,5 м/млн лет. Температура поверхности фундамента уже к завершению вендского этапа достигла 153 °С. Современная глубина залегания фундамента по геофизическим данным составляет 6100 м при температуре 124 °С по данным

реконструкции. В результате подошва верхнерифейских отложений вступила в главную зону нефтеобразования (ГЗН) еще в поздне-рифейское время, а в вендское время в ГЗН вступила и кровля рифея. Нижневендские отложения попали в ГЗН в конце вендского времени, а нижняя часть верхневендских отложений – в девонское время. По результатам моделирования вышележащие верхневендские и палеозойские отложения не

вступали в ГЗН. Пожалуй, это единственный случай для Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, когда протерозойские комплексы не вступали в ГЗН полностью. Следует отметить, что в целом полученная геологическая и палеотемпературная ситуации соответствуют результатам реконструкций, выполненных и другими авторами [19]. На мезозой-кайнозойском этапе осадконакопление практически прекратилось.

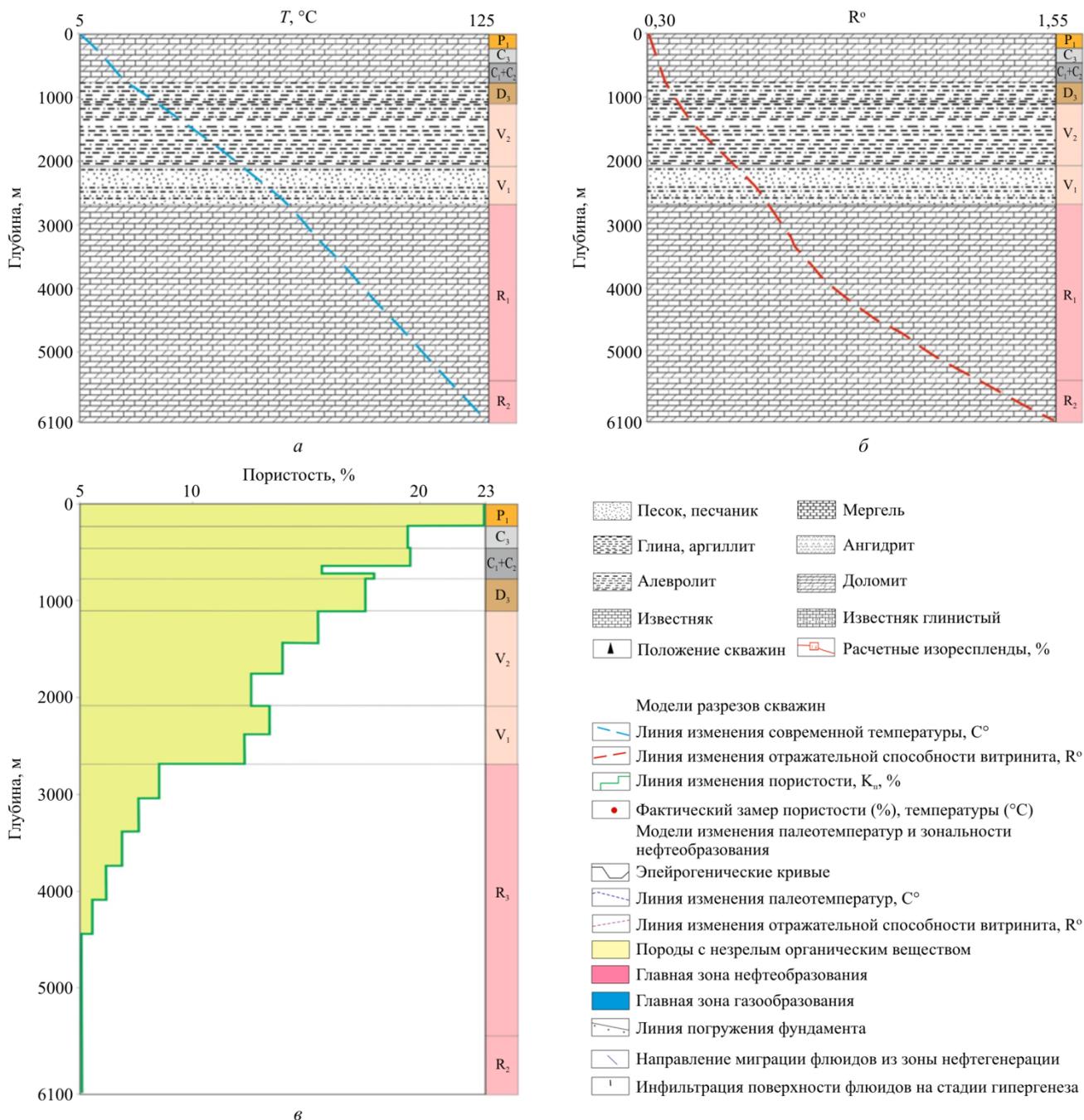


Рис. 2. Модели изменения современной температуры (а), отражательной способности витринита (б) и пористости (в) в районе скважины Кельтменская-1

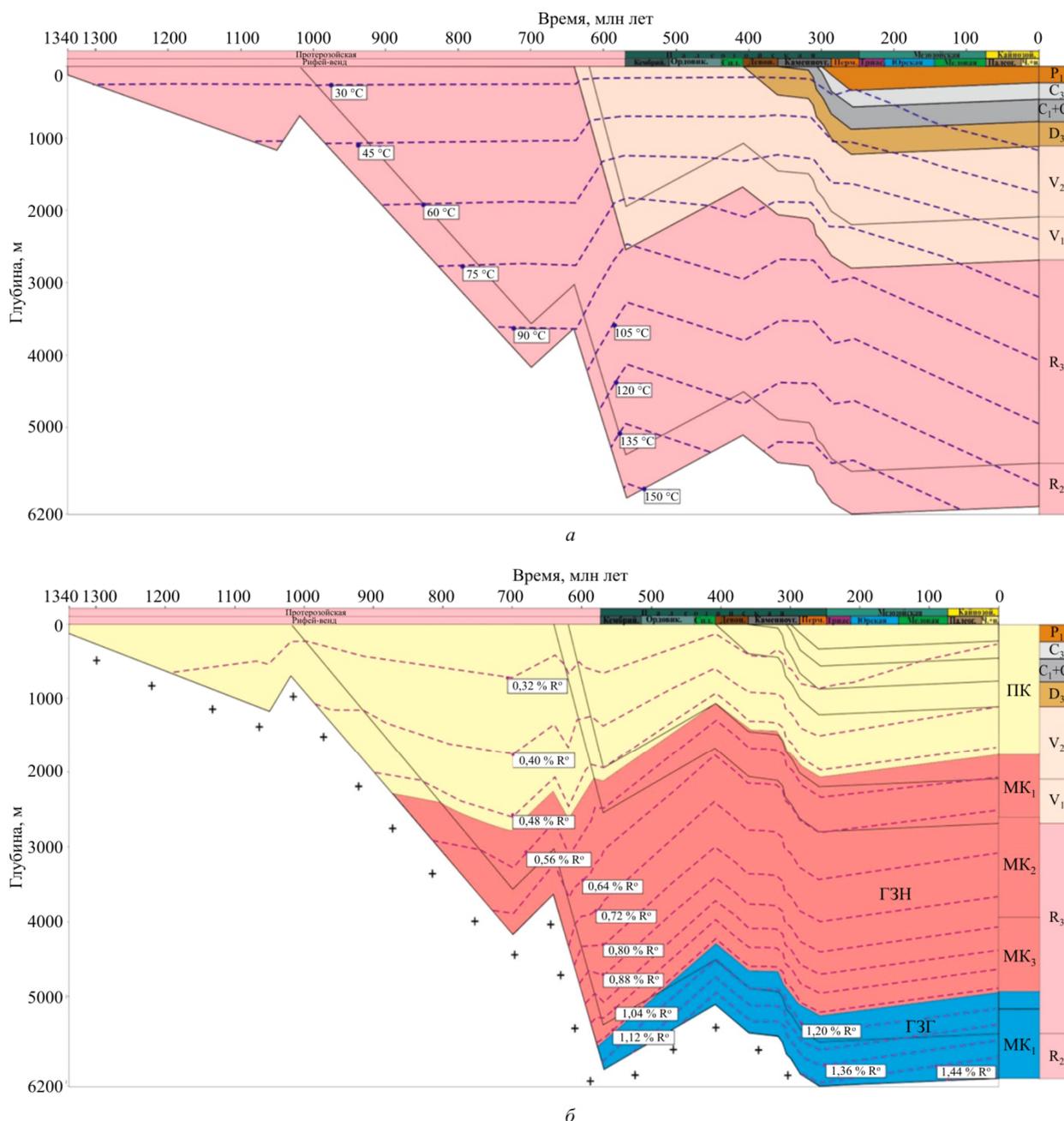


Рис. 3. Модели изменения палеотемператур (а) и зональности нефтегазообразования (б) в районе скважины Кельтменская-1. Условные обозначения см. на рис. 2

Таким образом, нижняя часть верхнерифейских и среднерифейских отложений прошла все стадии нефтеобразования и вступила в главную зону газообразования (ГЗГ) начиная с раннепалеозойского времени. Современное положение ГЗН фиксируется в рифей-вендских отложениях в интервале 1760–4990 м (МК₁–МК₃), ниже отложения могли вступать в ГЗГ. Глубинная граница сохранности нефти («deadline» по нефти) – 5150 м.

Скважина Красновишерская-18 расположена в северо-восточной части района работ,

где в призабойной зоне были вскрыты только вендские отложения. По геофизическим данным при глубине фундамента 5,6 км ниже вендских отложений залегают верхнерифейские породы. На рис. 4 представлены модели изменения современной температуры, отражательной способности витринита и пористости по разрезу скважины. В целом полученные данные сходны с результатами исследований скважин в районе бурения. В то же время фактические данные по этим параметрам для скважины Красно-

вишерская-18 отсутствуют, что снижает достоверность полученных результатов.

Реконструированный градиент изменения современных температур немного превышает $2^{\circ}/100$ м. Отражательная способность витринита в базальной части осадочного чехла достигает 1,41 %. Выделяются два основных этапа погружения и осадконакопления (рис. 5). На рифей-вендском этапе накопление осадков происходило со средней скоростью более 6,5 м/млн лет. Мощность отложений составила 4250 м. Кровля фундамента к завершению первого этапа достигла температуры 120°C . К началу среднедевонского времени в результате значительного подъема территории были уничтожены накопленные ранее отложения мощностью до 1000 м. В девонско-пермское время проходил второй этап интенсивного прогибания. Погружение шло

очень быстро, скорость превышала 20 м/млн лет. К концу второго этапа прогибания температура фундамента достигла свыше 145°C . Вендский комплекс незначительной мощности вступил в ГЗН только в пермское время, тогда как значительная нижняя часть рифейского комплекса – еще в позднерифейское, а в триасовое время вышла из ГЗН и вступила в ГЗГ (см. рис. 5). В ГЗН вступали в пермское время также девонские и нижнекаменноугольные отложения, в кайнозойское – нижняя часть среднекаменноугольных отложений. В результате по предварительной информации в районе скважины Красновишерская-18 в настоящее время реликтовая ГЗН находится в интервале 1830–4930 м ($\text{МК}_1\text{--МК}_3$), т.е. изучаемые комплексы отложений полностью вступали в ГЗН, а в базальных слоях могли вступать и в ГЗГ. Глубинная граница сохранности нефти – 5240 м.

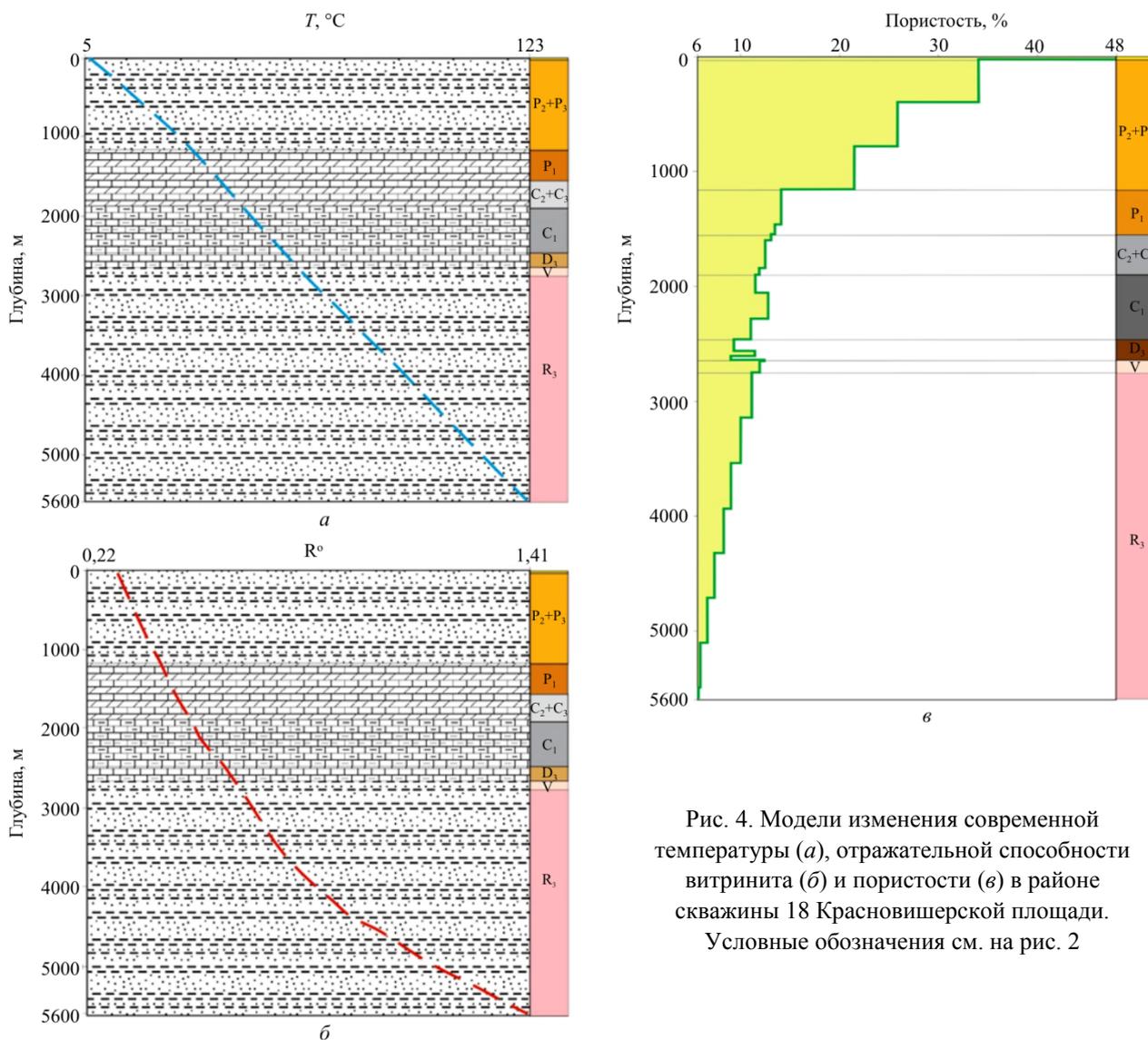


Рис. 4. Модели изменения современной температуры (а), отражательной способности витринита (б) и пористости (в) в районе скважины 18 Красновишерской площади. Условные обозначения см. на рис. 2

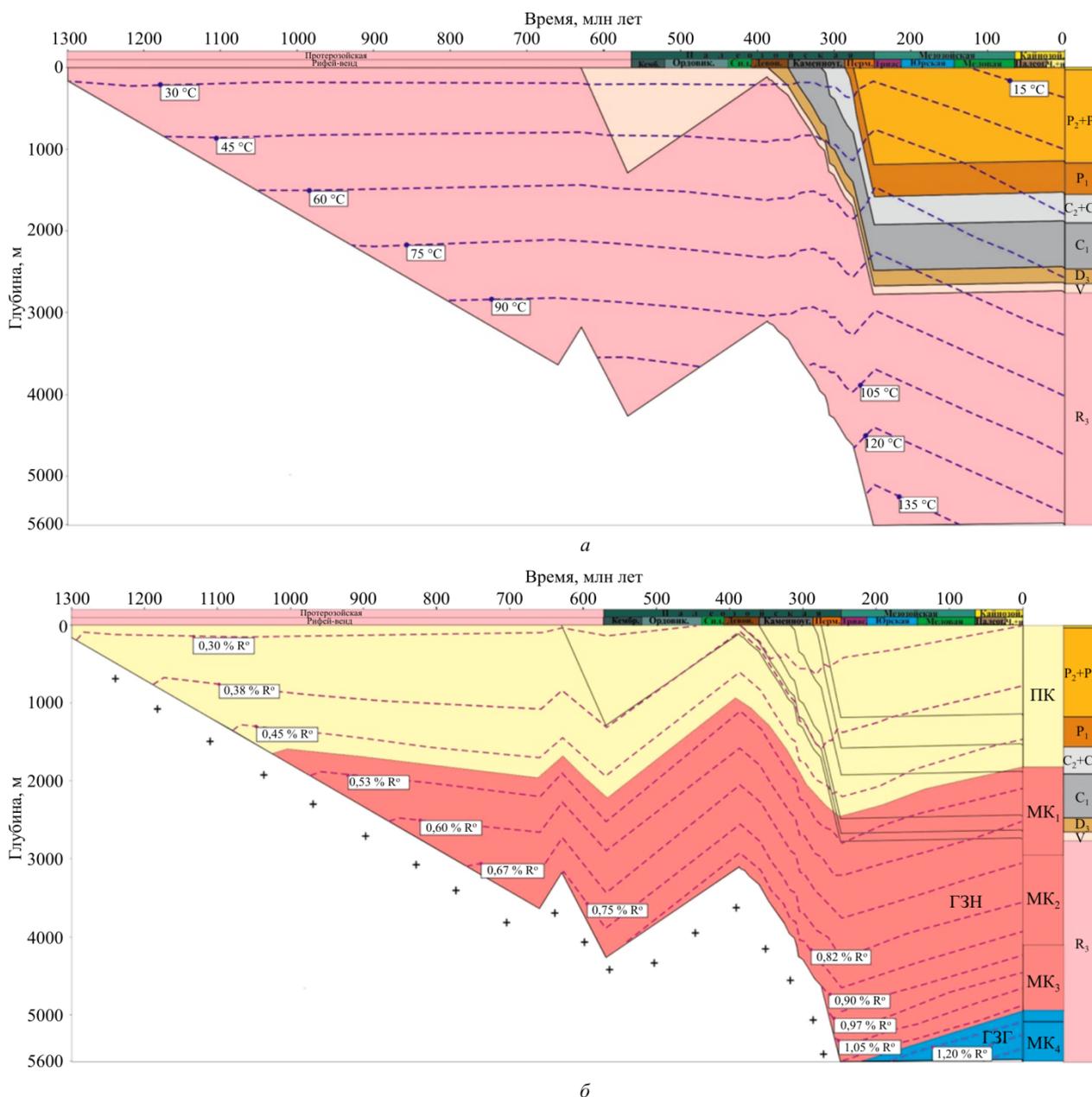


Рис. 5. Модели изменения палеотемператур (а) и зональности нефтегазообразования (б) в районе скважины 18 Красновишерской площади. Условные обозначения см. на рис. 2

Южнее Красновишерской площади расположены скважины Боровицкого профиля. Моделирование проводилось для района скважины Боровицкая-624, которая вскрыла отложения верхнего венда бородулинской серии на глубине 2878 м. В верхней части породы венда представлены алевролитами темно-коричневыми, тонкослоистыми; в нижней – аргиллитами зеленовато-серыми, тонко- и неяснослоистыми, плотными. По геофизическим данным осадочный чехол в нижней части разреза представлен вендскими и рифейскими отложениями. На рис. 6 приведены модели

расчетных и фактических значений современных температур, отражательной способности витринита и коэффициента пористости. Замеренная температура в скважине на отметках 2080 и 2341 м оказалась равной 32 °С, что несколько ниже, чем для скважин района бурения. Возможно, это связано с качеством проведенных определений. На расчетной кривой прослеживается увеличение температуры с глубиной, в том числе и в зоне замеров. На указанных выше глубинах температурные значения равны 44 и 51 °С соответственно. Фактическое определение

коэффициента пористости серпуховских отложений составляет 11 %, на модели – 12 %, что свидетельствует об удовлетворительной калибровке. Петрофизическая модель характеризует невысокую пористость вендских и рифейских отложений, только в верхней части она превышает 10 %. Исследования отражательной способности витринита пород не проводились. На модели погружения (рис. 7) отмечено два основных этапа погружения: рифей-вендский и девонско-пермский. Первый этап характеризуется высокой скоростью осадконакопления – более 50 м/млн лет. В течение всего периода накопились отложения мощностью более 4100 м. Температура подошвы пород венда составляла 113 °С. Девонско-пермское время характеризуется погружением со скоростью накопления осадков более 24 м/млн лет. К завершению второго этапа

глубина залегания фундамента составила 5,7 км, температура увеличилась до 142 °С. В мезозой-кайнозойское время осадконакопление практически прекратилось. Современная глубина фундамента по геофизическим данным составляет 5,6 км при реконструированной в модели температуре 120 °С. Подошва рифей-вендского комплекса на протяжении вендского времени вступила в ГЗН и в начале мелового периода вышла из нее, вступив в ГЗГ. В прикровельной зоне вендские отложения попали в ГЗН только в пермское время и пребывали на начальной стадии ГЗН (МК₁). Проведенное моделирование показало, что в районе скважины Боровицкая-624 ГЗН соответствует глубине 1820–5050 м (МК₁–МК₃). Рифейский комплекс частично находился в ГЗН и в ГЗГ, вендский – только в ГЗН. Глубинная граница сохранности нефти соответствует 5150 м.

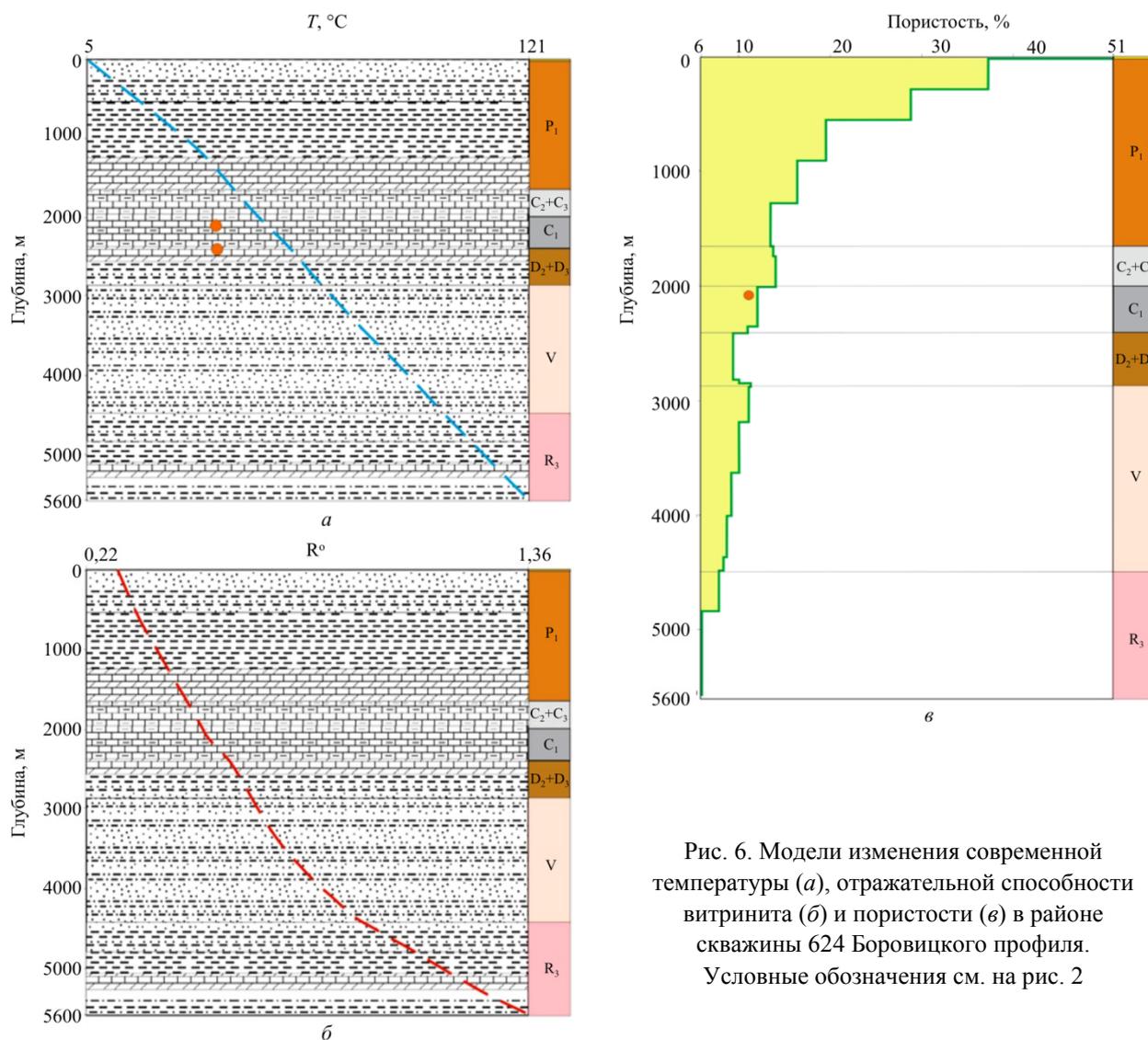


Рис. 6. Модели изменения современной температуры (а), отражательной способности витринита (б) и пористости (в) в районе скважины 624 Боровицкого профиля. Условные обозначения см. на рис. 2

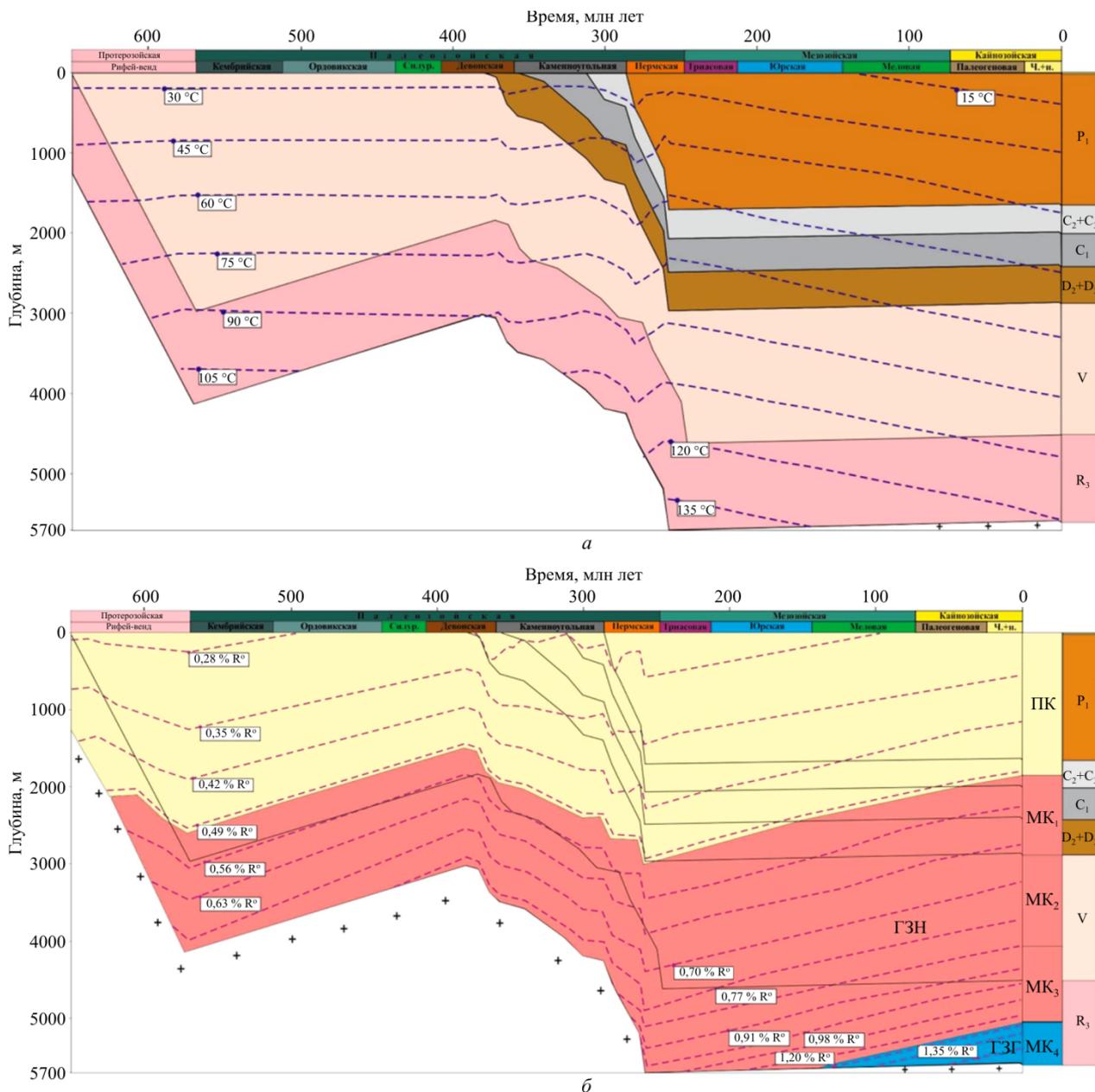


Рис. 7. Модели изменения палеотемператур (а) и зональности нефтегазообразования (б) в районе скважины 624 Боровицкого профиля. Условные обозначения см. на рис. 2

Выводы

Таким образом, результаты 1D-моделирования процессов формирования рифейских и вендских отложений, несмотря на ограниченность исходной информации, позволили получить ряд важных выводов для оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий северо-востока Волго-Уральской НГП:

– в изученных районах бурения рифейско-вендский этап погружения играл ведущую роль в формировании осадочного чехла, при этом

скорости осадконакопления изменялись в широких пределах (до 50 м/млн лет) и были благоприятными для образования нефтегазоматеринских пород;

– реликтовая кровля ГЗН в изученных разрезах располагается на глубинах 1760–1830 м, а подошва на глубинах 4930–5050 м, что значительно ниже, чем в западных районах севера Волго-Урала и указывает на возможность более широкого распространения по глубине нефтяных залежей;

– как рифейские, так и вендские отложения вступали в ГЗН, однако геологическое время

вступления и степень катагенетического преобразования органического вещества существенно различаются; отложения вендского комплекса вступали в начальную стадию ГЗН ($МК_1$) в палеозойское время; исключение составляет район скважины Кельтменская-1, где верхняя часть этого комплекса вообще не вступала в ГЗН; развитие ГЗГ выявлено только на глубинах более 4930 м в нижней части рифейских отложений;

– в целом полученные данные указывают на повышенные перспективы районов бурения

скважин Красновишерская-18, Боровицкая-624 для обнаружения нефти и более низкие перспективы обнаружения газа для всех изученных районов;

– результаты исследования ставят проблему развития геолого-разведочных работ в малоизученных районах северо-востока Волго-Уральской НПП, прежде всего опорно-параметрического бурения с детальным геолого-геохимическим изучением пород рифей-вендского возраста и в комплексе с зонально-региональными геолого-геофизическими исследованиями.

Библиографический список

1. Балашова М.М., Коблова А.З., Проворов В.М. О позднекембрийском нефтегазообразовании на севере Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. – 1982. – № 9. – С. 40–43.
2. Башкова С.Е., Белоконов А.В. Новые подходы к поискам углеводородов в рифейских отложениях востока Русской платформы // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых: тез. междунар. конф. – М.: GEOS, 2006. – С. 46–49.
3. Геолого-геохимические аспекты прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НПП / С.Е. Башкова, Т.В. Карасева, С.Г. Попов [и др.] // Состояние и перспективы нефтегазового потенциала Пермского края и прилегающих регионов: материалы науч.-практ. конф., 8–9 ноября 2006 г. – Пермь, 2007. – С. 74–85.
4. Башкова С.Е., Башков А.Н., Карасева Т.В. Особенности Волго-Уральской НПП по глубине погружения отложений, освоенных нефтегазодобывающей промышленностью // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы регион. науч.-практ. конф. – Пермь, 2004. – С. 136–140.
5. Башкова С.Е., Карасева Т.В. О перспективах нефтегазоносности рифейских отложений северной части Камско-Бельского прогиба / КамНИИКИГС. – Пермь, 2005. Деп. в ВИЭМС № 1228-мг05.
6. Башкова С.Е., Карасева Т.В. Некоторые особенности процессов генерации углеводородов в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НПП // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы регион. науч.-практ. конф. – Пермь, 2006. – С. 86–89.
7. Белоконов А.В. Особенности технологии бассейнового моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления / КамНИИКИГС. – Пермь, 2004. – 10 с. Депонир. в ВИЭМС 19.01.04 г. № 1180-мг-04.
8. Белоконов Т.В. Распределение металлопорфиринов в нефтях различных нефтегазоносных регионов // Геохимия. – 1987. – № 6. – С. 877–889.
9. Белоконов Т.В., Балашова М.М., Горбачев В.И. Перспективы дальнейшего изучения нефтегазоносности верхнекембрийских отложений востока Русской платформы // Отечественная геология. – 1994. – № 3. – С. 3–10.
10. Белоконов Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. – Пермь: Звезда, 2001. – 108 с.
11. Геохимия пород и флюидов додевонских отложений северо-востока Урало-Поволжья / Т.В. Белоконов, В.И. Козлов, Ю.А. Дулепов, А.З. Коблова, Е.В. Козлова. – Уфа, 1991. – 39 с.
12. Девонские отложения Пермского Прикамья как одно из перспективных направлений геолого-разведочных работ / Т.В. Белоконов, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Е. Башкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 24–28.
13. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества. – М.: Недра, 1980. – 228 с.
14. Карасева Т.В., Галкин В.И., Козлова И.А. Девонские отложения Пермского Прикамья как одно из перспективных направлений геолого-разведочных работ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 6–15.
15. Карасева Т.В., Денисов А.И., Башкова С.Е. Рифейские отложения Волго-Уральской НПП как перспективный объект для поисков углеводородов // Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного округов на 2006 и последующие годы: тез. докл. науч.-практ. конф. – Саратов, 2005. – С. 76–77.
16. Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история / Т.К. Баженова, С.А. Богословский, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева, Н.А. Рогозина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 3. – С. 1–31.
17. Формирование залежей нефти и газа на различных этапах развития седиментационных бассейнов / С.П. Максимов, М.И. Лоджевская, Г.Н. Доленко [и др.]. – М.: ВНИГНИ, 1981. – 223 с.

18. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна / Всесоюзный научно-исследовательский геолого-разведочный нефтяной институт. Камский филиал. – Пермь: Кн. изд-во, 1971. – 290 с.

19. Adams D.C., Keller G.R. Precambrian basement geology of the Permian Basin region of west Texas and eastern New Mexico: A geophysical perspective // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1996. – Vol. 80. – P. 410–431. DOI: 10.1306/64ED87FA-1724-11D7-8645000102C1865D

20. Armstrong A.K., Wrucke C.T. Depositional environment of the carbonate members of the Middle Proterozoic Mescal Limestone, Apache Group, central and southern Arizona // New Mexico Geology. – 1990. – Vol. 12, № 3. – 65 p.

21. Correlation between Precambrian sequences in the Franklin Mountains Van Horn, West Texas: A progress report / M.E. Bickford, K.M. Marsaglia, M.J. Whitelaw, K. Soegaard; Geological Society of America // Rocky Mountain Section Meeting. Abstracts with Programs. – 1994. – Vol. 26. – P. 4–5.

22. Blount J.G. The geochemistry, petrogenesis, and geochronology of the Precambrian meta-igneous rocks of Sierra Del Cuervo and Cerro El Carrizalillo. – Chihuahua, Mexico: Austin, University of Texas, 1993. – 242 p.

23. Bruhn R.L., Picard M.D., Isby J.S. Tectonics and sedimentology of Uinta Arch, western Uinta Mountains, and Uinta Basin // Paleotectonics and sedimentation in the Rocky Mountain Region / Ed. J.A. Petersom; American Association of Petroleum Geologists Memoir 41. – 1986. – P. 333–352.

24. Callahan D.M. Paleotectonic reconstruction and provenance analysis of the synorogenic Precambrian Hazel Formation. – Van Horn, Trans-Pecos Texas: Dallas, University of Texas, 1992. – 104 p.

25. Collen J.D., Newman R.H. Porosity development in deep sandstones, Taranak Basin // J. Southeast Asian. Reg Sci. – 1991. – № 5. – P. 449–452. DOI: 10.1016/0743-9547(91)90060-B

26. Condie K.C. Chemical composition and evolution of the upper continental crust: contrasting results from surface samples and shales // Chemical Geol. – 1993. – Vol. 104, iss. 1–4. – P. 1–37. DOI: 10.1016/0009-2541(93)90140-E

27. Bethke C.M., Lee Ming-Kuo, Park Jungho. Basin modeling with Basin2. Release 5.0.1. Hydrogeology Program University of Illinois, 2007. – 210 p.

28. Dallmeyer R.D., Grambling J.A., Thompson A.G. Age and character of Proterozoic polymetamorphism in New Mexico // Society of America Abstracts with Programs. – 1990. – Vol. 22. – P. A 113.

29. Donnelly T.H., Jackson M.J. Sedimentology and geochemistry of a mid-Proterozoic lacustrine unit from

northern Australia // Sediment. Geol. – 1988. – Vol. 58, iss. 2–4. – P. 145–169. DOI: 10.1016/0037-0738(88)90067-X

30. Edgell H.S. Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation // Precam. Res. – 1991. – Vol. 54, № 1. – P. 1–14. DOI: 10.1016/0301-9268(91)90065-I

31. Garjzzy A.V., Von Bergen D. Stylolitic porosity in carbonates: a critical factor for deep hydrocarbon production // Jow Pert. Yeol. – 1987. – Vol. 10, № 3. – P. 267–282. DOI: 10.1111/j.1747-5457.1987.tb00946.x

32. Harbour R.L. Precambrian rocks at North Franklin Mountain // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1960. – Vol. 44. – P. 1785–1792.

33. Huntoon P.W. Proterozoic structural geology of the grand canyon // Grand canyon geology / Eds. S.S. Beus, M. Morales. – 1990. – P. 261–309.

34. Nesbitt H.W., Young G.M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites // Nature. – 1982. – Vol. 299. – P. 715–717. DOI: 10.1038/299715a0

35. Reynolds R.C. The concentration of boron in Precambrian seas // GCA. – 1965. – Vol. 29, № 1. – P. 1–16. DOI: 10.1016/0016-7037(65)90072-4

36. Taylor T.R. The influence of calcite dissolution on reservoir porosity in Miocene sandstones picaroon // J. Sediment Pert. – 1990. – Vol. 60, № 3. – P. 322–334. DOI: 10.1306/212F9192-2B24-11D7-8648000102C1865D

37. Vance R.K., Condie K.C. Geochemistry of footwall alteration associated with the early Proterozoic United Verde massive sulfide deposit, Arizona // Economic Geology. – 1987. – Vol. 82, № 3. – P. 571–586. DOI: 10.2113/gsecongeo.82.3.571

38. Visser W. Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman // Precam. Res. – 1991. – Vol. 54, № 1. – P. 15–36. DOI: 10.1016/0301-9268(91)90066-J

39. Wakelin-King G. Proterozoic play challenges Amadeus basin explorers // Oil and Gas. – 1994. – Vol. 92, № 9. – P. 52–55.

40. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности / Л.А. Польстер, Ю.А. Висковский, В.А. Николенко [и др.]. – М.: Недра, 1984. – 200 с.

41. Калмыков Г.С. Катагенез и палеотемпературы Пермского Прикамья и Приуралья // Проблемы геологии нефти. – 1976. – № 8. – С. 98–112.

42. Калмыков Г.С. Прогноз нефтегазоносности по стадиям преобразования угольного гумусового вещества. Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье. Пермь: Пермское книжное изд-во, 1971. – С. 287–294.

References

1. Balashova M.M., Koblova A.Z., Provorov V.M. O pozdnekembriyskom neftegazobrazovanii na severe Uralo-Povolzhya [On the Late Cambrian oil and gas formation in the north of the Ural-Volga region]. *Oil and Gas Geology*, 1982, no.9, pp.40-43.

2. Bashkova S.E., Belokon A.V. Novye podkhody k poiskam uglevodorodov v rifeyskikh otlozheniyakh vostoka

Russkoy platformy [New approaches to the search for hydrocarbons in the Riphean deposits of the east of the Russian platform]. *Degazatsiya Zemli: geoflyuidy, nefi i gaz, paragenезy v sisteme goryuchikh iskopaemykh. Tezisy mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, GEOS, 2006, pp.46-49.

3. Bashkova S.E., Karaseva T.V., Popov S.G. et al. Geologo-geokhimicheskie aspekty prognoza neftegazonosnosti

rifey-vendских otlozheniy Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii [Geological and geochemical aspects of the prediction of oil and gas potential of the Riphean-Vendian sediments of the Volga-Ural petroleum province]. *Sostoyanie i perspektivy neftegazovogo potentsiala Permskogo kraya i privileyushchikh regionov. Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii*, 8-9 November 2006. Perm, 2007, pp.74-85.

4. Bashkova S.E., Bashkov A.N., Karaseva T.V. Osobennosti Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii po glubine pogrucheniya otlozheniy, osvoennykh neftegazodobyvayushchey promyshlennostyu [Features of the Volga-Ural oil and gas province by the depth of immersion of deposits produced by the oil and gas industry]. *Geologiya i poleznye iskopaemye zapadnogo urala. Materialy regionalnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Perm, 2004, pp.136-140.

5. Bashkova S.E., Karaseva T.V. O perspektivakh neftegazonosnosti rifeyskikh otlozheniy severnoy chasti Kamsko-Belskogo progiba [On the oil and gas potential of the Riphean sediments of the northern part of the Kama-Belsky trough]. Perm, KamNIKIGS, 2005, dep. v VIEMS no.1228-mg05.

6. Bashkova S.E., Karaseva T.V. Nekotorye osobennosti protsessov generatsii uglevodorodov v rifey-vendских otlozheniyakh Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii [Some features of the generation of hydrocarbons in the Riphean-Vendian sediments of the Volga-Ural petroleum province] *Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Materialy regionalnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Perm, 2006, pp.86-89.

7. Belokon A.V. Osobennosti tekhnologii basseynovogo modelirovaniya protsessov neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya [Features of the technology of basin modeling of processes of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. Perm, KamNIKIGS, 2004, 10 p. dep. v VIEMS 19 January 2004, no.1180-mg-04.

8. Belokon T.V. Rasprezhenie metalloporfirinov v neft'yakh razlichnykh neftegazonosnykh regionov [Distribution of metal porphyrins in the oils of various oil and gas regions]. *Geokhimiya*, 1987, no.6, pp.877-889.

9. Belokon T.V., Balashova M.M., Gorbachev V.I. Perspektivy dalneyshego izucheniya neftegazonosnosti verkhnedokembriyskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy [Prospects for further study of the oil and gas potential of the Upper Precambrian deposits of the east of the Russian Platform]. *Otechestvennaya geologiya*, 1994, no.3, pp.3-10.

10. Belokon T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. Stroenie i neftegazonosnost rifeysko-vendских otlozheniy vostoka Russkoy platformy [Structure and oil and gas potential of Riphean-Vendian sediments in the east of the Russian platform]. Perm, Zvezda, 2001, 108 p.

11. Belokon T.V., Kozlov V.I., Dulepov Yu.A., Koblova A.Z., Kozlova E.V. Geokhimiya porod i flyuidov dodevonskikh otlozheniy severo-vostoka Uralo-Povolzhya [Geochemistry of rocks and fluids of the pre-Devonian deposits of the northeast of the Ural-Volga region]. Ufa, 1991, 39 p.

12. Belokon T.V., Galkin V.I., Kozlova I.A., Bashkova S.E. Dodevonskie otlozheniya Permskogo

Prikamya kak odno iz perspektivnykh napravleniy geologorazvedochnykh rabot [Pre-Devonian deposits of the Perm Prikamye as one of the promising areas of exploration]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2005, no.9-10, pp.24-28.

13. Korchagina Yu.I., Chetverikova O.P. Metody interpretatsii analiticheskikh dannykh o sostave rasseyannogo organicheskogo veshchestva [Methods of interpretation of analytical data on the composition of dispersed organic matter]. Moscow, Nedra, 1980, 228 p.

14. Karaseva T.V., Galkin V.I., Kozlova I.A. Dodevonskie otlozheniya Permskogo Prikamya kak odno iz perspektivnykh napravleniy geologo-razvedochnykh rabot [Pre-Devonian sediments of the Perm Prikamye as one of the promising areas of exploration]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2005, no.9-10, pp.6-15.

15. Karaseva T.V., Denisov A.I., Bashkova S.E. Rifeyskie otlozheniya Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii kak perspektivnyy obekt dlya poiskov uglevodorodov [Riphean deposits of the Volga-Ural oil and gas province as a promising object for hydrocarbon exploration]. *Strategiya razvitiya mineralno-syrevoogo kompleksa privolzhskogo i yuzhnogo okrugov na 2006 i posleduyushchie gody. Tezisy dokladov nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Saratov, 2005, pp.76-77.

16. Bazhenova T.K., Bogoslovskiy S.A., Shapiro A.I., Vasileva V.F., Rogozina N.A. Organicheskaya geokhimiya osadochnogo vypolneniya Vychegodskogo progiba (Russkaya plita) i ego geotermicheskaya istoriya [Organic geochemistry of sedimentary discharge of the Vychegodskiy trough (Russian plate) and its geothermal history]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol.8, no.3, pp.1-31.

17. Maksimov S.P., Lodzhevskaya M.I., Dolenko G.N. et al. Formirovanie zalezhey nef'ti i gaza na razlichnykh etapakh razvitiya sedimentatsionnykh basseynov [Formation of oil and gas deposits at various stages of development of sedimentation basins]. Moscow, VNIGNI, 1981, 223p.

18. Sharonov L.V. Formirovanie neft'yanykh i gazovykh mestorozhdeniy severnoy chasti Volgo-Uralskogo basseyna [Formation of oil and gas fields in the northern part of the Volga-Ural basin]. Vsesoyuznyy nauchno-issledovatel'skiy geologorazvedochnyy neft'yanoy institut. Kamskiy filial. Perm, Knizhnoe izdatel'stvo, 1971, 290 p.

19. Adams D.C., Keller G.R. Precambrian basement geology of the Permian Basin region of west Texas and eastern New Mexico: A geophysical perspective. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1996, vol.80, pp.410-431. DOI: 10.1306/64ED87FA-1724-11D7-8645000102C1865D

20. Armstrong A.K., Wrucke C.T. Depositional environment of the carbonate members of the Middle Proterozoic Mescal Limestone, Apache Group, central and southern Arizona. *New Mexico Geology*, 1990, vol.12, no.3, 65 p.

21. Bickford M.E., Marsaglia K.M., Whitelaw M.J., Soegaard K. Correlation between Precambrian sequences

in the Franklin Mountains Van Horn, West Texas: A progress report, Geological Society of America, Rocky Mountain Section Meeting, Abstracts with Prigrams, 1994, vol.26, pp.4-5.

22. Blount J.G. The geochemistry, petrogenesis, and geochronology of the Precambrian meta-igneous rocks of Sierra Del Cuervo and Cerro El Carrizalillo, Chihuahua, Mexico, Austin, University of Texas, 1993, 242 p.

23. Bruhn R.L., Picard M.D., Isby J.S. Tectonics and sedimentology of Uinta Arch, western Uinta Mountains, and Unita Basin. *Paleotectonics and sedimentation in the Rocky Mountain Region*. Ed. J.A. Petersom, American Association of Petroleum Geologists Memoir 41, 1986, pp.333-352.

24. Callahan D.M. Paleotectonic reconstruction and provenance analysis of the synorogenic Precambrian Hazel Formation, Van Horn, Trans-Pecos Texas, Dallas, University of Texas, 1992, 104 p.

25. Collen J.D., Newman R.H. Porosity development in deep sandstones, Taranak Basin. New Zealand. *J. Southeast Asian. Reg. Sci.*, 1991, no.5, pp.449-452. DOI: 10.1016/0743-9547(91)90060-B

26. Condie K.C. Chemical composition and evolution of the upper continental crust: contrasting results from surface samples and shales. *Chemical Geol.*, 1993, vol.104, iss.1-4, pp.1-37. DOI: 10.1016/0009-2541(93)90140-E

27. Bethke C.M., Lee Ming-Kuo, Park Jungho. Basin Modeling with Basin2. Release 5.0.1. Hydrogeology Program University of Illinois, 2007, 210 p.

28. Dallmeyer R.D., Grambling J.A., Thompson A.G. Age and characted of Proterozoic polymetamorphism in New Mexico. Society of America Abstracts with Prigrams, 1990, vol.22, pp.A 113.

29. Donnelly T.H., Jackson M.J. Sedimentology and geochemistry of a mid-Proterozoic lacustrine unit from northern Australia. *Sediment. Geol.*, 1988, vol.58, iss.2-4, p. 145-169. DOI: 10.1016/0037-0738(88)90067-X

30. Edgell H.S. Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation. *Precam. Res.*, 1991, vol.54, no.1, pp.1-14. DOI: 10.1016/0301-9268(91)90065-I

31. Garjzzi A.V., Von Bergen D. Stylolitic porosity in carbonates: a critical factor for deep hydrocarbon production. *Jow Pert. Yeol*, 1987, vol.10, no.3, pp.267-282. DOI: 10.1111/j.1747-5457.1987.tb00946.x

32. Harbour R.L. Precambrian rocks at North Franklin Mountain, Texas. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1960, vol.44, pp.1785-1792.

33. Huntoon P.W. Proterozoic structural geology of the grand canyon. *Grand canyon geology*. Eds. S.S. Beus, M. Morals, 1990, pp.261-309.

34. Nesbitt H.W., Young G.M. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites. *Nature*, 1982, vol.299, pp.715-717. DOI: 10.1038/299715a0

35. Reynolds R.C. The concentration of boron in Precambrian seas. *GCA*, 1965, vol.29, no.1, pp.1-16. DOI: 10.1016/0016-7037(65)90072-4

36. Taylor T.R. The influens of calcite dissolution on reservoir porosity in Miocene sandstones picaroon. *J. Sediment Pert*, 1990, vol.60, no.3, pp.322-334. DOI: 10.1306/212F9192-2B24-11D7-8648000102C1865D

37. Vance R.K., Condie K.C. Geochemistry of footwall alteration associated with the early Proterozoic United Verde massive sulfide deposit, Arizona. *Economic Geology*, 1987, vol.82, no.3, pp.571-586. DOI: 10.2113/gsecongeo.82.3.571

38. Visser W. Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman. *Precam. Res.*, 1991, vol.54, no.1, pp.15-36. DOI: 10.1016/0301-9268(91)90066-J

39. Wakelin-King G. Proterozoic play challenges Amadeus basin explorers. *Oil and Gas*, 1994, vol.92, no.9, pp.52-55.

40. Polster L.A., Viskovskiy Yu.A., Nikolenko V.A. et al. Istoriko-geneticheskiy metod otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Historical-genetic method for assessing the prospects of petroleum potential]. Moscow, Nedra, 1984, 200 p.

41. Kalmykov G.S. Katagenez i paleotemperaturny Permskogo Prikamya i Priuralya [Catagenesis and paleotemperature of Perm Prikamye and Cis-Urals]. *Problemy geologii nefti*, 1976, no.8, pp.98-112.

42. Kalmykov G.S. Prognoz neftegazonosnosti po stadiyam preobrazovaniya ugolnogo gumusovogo veshchestva. Nauchnoe obosnovanie napravleniy i metodiki poiskovykh i razvedochnykh rabot na nef i gaz v Permskom Prikame [The forecast of oil and gas potential by stages of conversion of coal humus substances. Scientific substantiation of the directions and methods of prospecting and exploration for oil and gas in the Perm Prikamye]. Perm, Permskoe knizhnoe izdatelstvo, 1971, pp.287-294.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Моделирование строения и формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.Е. Башкова, Т.В. Карасева, И.А. Козлова, А.Н. Башков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №2. – С.104–117. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.1

Please cite this article in English as:

Bashkova S.E., Karaseva T.V., Kozlova I.A., Bashkov A.N. Modeling the structure and formation of the oil and gas potential of Riphean-Vendian deposits that belong to north-east regions of the Volga-Ural oil and gas province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.104-117. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.1