

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.98.041(470.1)

Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии по данным 1D бассейнового моделирования

Е.А. Кузнецова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: regional.PSU@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 6 марта 2017 г.)

Статья посвящена проблеме нефтегазоносности юга Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба. До недавнего времени эта территория в связи с труднодоступностью оставалась малоизученной и с невыясненными перспективами нефтегазоносности. Для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных районов в мире широко применяется бассейновое моделирование. Для бассейнового моделирования разреза параметрической скважины Волимская-1, пробуренной в южной части Верхнепечорской впадины, был использован модуль 1D программного комплекса PetroMod. В результате показано, что верхнедевонско-нижнекаменноугольная продуцирующая толща вошла в главную зону нефтеобразования на рубеже ранне- и среднепермской эпох и способна генерировать нефть.

Ключевые слова: нефть, Верхнепечорская впадина, бассейновое моделирование, программа PetroMod.

DOI: 10.17072/psu.geol.16.2.179

Введение

До недавнего времени юг Верхнепечорской депрессии Предуральяского краевого прогиба в связи с труднодоступностью был мало изучен, перспективы нефтегазоносности не были выяснены. Но еще в 2001 г. на северо-востоке Пермского края, в Чердынском районе, до глубины 2278 м была пробурена параметрическая скважина Волимская-1. По нефтегазогеологическому районированию Республики Коми скважина расположена в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в пределах северного окончания Верхнепечорского и северной части Курьинско-Патраковского нефтегазоносных районов, а по принятой в Пермском крае схеме нефтегазогеологического районирования она приурочена к Верхнепечорской зоне

нефтегазоаккумуляции, к району северо-западного борта Камско-Кинельской системы прогибов. Используя скважину, относительно детально изучены литостратиграфические и геохимические особенности горных пород, выполнен широкий комплекс ГИС.

Методика исследования

Для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных районов в мире широко применяется бассейновое моделирование, а отечественные нефтегазовые компании только начинают использовать опыт зарубежных стран. Нефтегазоносность территории определяется большим числом факторов, которые отражают условия образования и накопления углеводородов и формирования залежей. Про-

граммы бассейнового моделирования позволяют одновременно исследовать ряд процессов – от осадконакопления и погружения до созревания керогена и многофазного течения флюидов (Пестерева и др., 2011; Al-Hajeri et al., 2009).

В настоящее время существует достаточно большое количество программ бассейнового моделирования, среди которых наиболее известны PetroMod, TEMIS, TRINITY и Basin2. В России также разрабатываются несколько таких программных комплексов, среди них можно выделить ГАЛО (ВНИИГеосистем) и Sedim1–3D (МГУ). Каждая система математического моделирования бассейнов представляет пакет программ для персональных компьютеров, позволяющий численно реконструировать историю погружения и эволюцию температурных условий пород осадочного чехла и фундамента и на основе этого восстанавливать историю реализации нефтегазогенерационного потенциала материнских толщ осадочного бассейна (Галушкин, 2007). Наиболее эффективной для решения вопросов прогноза нефтегазоносности является программа PetroMod, разработанная компанией Schlumberger.

В 2016 г. геологический факультет ПГНИУ приобрел академическую лицензию передовой системы бассейнового моделирования PetroMod. Данная технология является основным стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений в мировых нефтегазодобывающих компаниях. Программный продукт PetroMod позволяет определить историю генерации углеводородов области интереса в масштабе геологического времени, путей миграции, число и тип накоплений нефти и газа в поверхностных и пластовых условиях. Он предоставляет полную линейку передовых 1D/2D/3D технологий с техническими характеристиками, уникальными в нефтегазовой индустрии настоящего времени.

1D моделирование по данным бурения параметрической скважины Волимская-1

выполнено с помощью модуля PetroMod 1D. Данный модуль может использоваться как независимая программа или в комплексе с PetroMod 2D и 3D. Откалиброванные модели скважин дают разнообразную информацию, такую как тренд теплового потока, которую в дальнейшем можно использовать при 2D и 3D расчетах. PetroMod 1D позволяет как создавать модели скважин, так и извлекать их из 2D и 3D моделей, производить быстрый анализ одномерных данных, калибровку 3D-моделей, визуализацию расчетов на графиках и мультиграфиках по стволу скважины или отдельных ячеек, представляющих интерес.

Как и в других системах бассейнового моделирования, на первом этапе была составлена модель современного строения и геолого-геофизических характеристик бассейна на основании возможно более полной базы данных по геологическому, геофизическому и геохимическому изучению района. Полный учет процессов, определяющих термический режим осадочной толщи бассейна, термической и тектонической истории литосферы (по показателю отражения витринита и другим критериям), а также анализ относительных вариаций амплитуд тектонического погружения фундамента являются необходимыми элементами систем моделирования осадочных нефтегазоносных бассейнов. На основе построенной модели выполняются расчеты для моделирования процессов погружения осадочных отложений, изменений давления и температуры, созревания керогена, а также первичной и вторичной миграции углеводородов и их накопления, затем на этой основе производится оценка перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна. Калибровка результатов моделирования проводилась по данным независимых измерений температур и отражательной способности витринита (Галушкин, 2007).

С помощью 1D моделирования PetroMod по данным бурения скважины Волимская-1 были получены модели, отображающие современный геологический

разрез, свойства горных пород скважины, историю осадконакопления, прогрева и нефтегазогенерации в исследуемом районе с возможностью анализировать не только современный геологический разрез, но и его состояние на любой момент времени в прошлом.

Обсуждение результатов и заключение

Разрез исследуемой скважины представлен преимущественно карбонатными породами от верхнеэмского и нижнеэйфельского подъярусов девона и до четвертичной системы. Основные нефтематеринские толщи выделены в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях, главным образом в нижнефранском подъярусе. Коллекторы разной емкости распространены по всему разрезу скважины от эйфельского яруса девонской системы и до ассельского яруса перми. В разрезе отмечены также флюидоупоры, прежде всего в визейском и кунгурском ярусах (Сташкова и др., 2004).

В результате 1D моделирования разреза скв. Волимская-1 построена модель изменения с глубиной температуры и отражательной способности витринита (рис. 1). На графике изменения с глубиной современной температуры прослеживается её постепенное увеличение до 50 °С на забое. График изменения отражательной способности витринита показывает её увеличение до 0,75 % на забое, значение $R^0 = 0,55$ % достигается на глубине 1700 м, соответственно отложения девонской и нижневизейского подъяруса каменноугольной системы вступили в зону генерации нефти (стадии катагенеза по Вассовичу $МК_1$ – $МК_2$), при этом на модели четко выделяется палеогеотермическое несогласие, выраженное скачком значений R^0 с 0,25 до 0,3 %. На графике изменения во времени отражательной способности витринита видно, что нижне- и среднедевонские отложения достигли начальной стадии «нефтяного окна» на рубеже приуральской и биармийской эпох пермского периода (рис. 2). В связи с тем,

что основные коллекторы и ловушки были сформированы к этому времени, создались благоприятные условия образования залежей углеводородов. На модели выделяются три основных этапа погружения: позднедевонский, раннекаменноугольный и среднекаменноугольно-раннепермский. При этом максимальная скорость осадконакопления наблюдалась в начале фаменской эпохи – около 290 м/млн. лет (рис. 3).

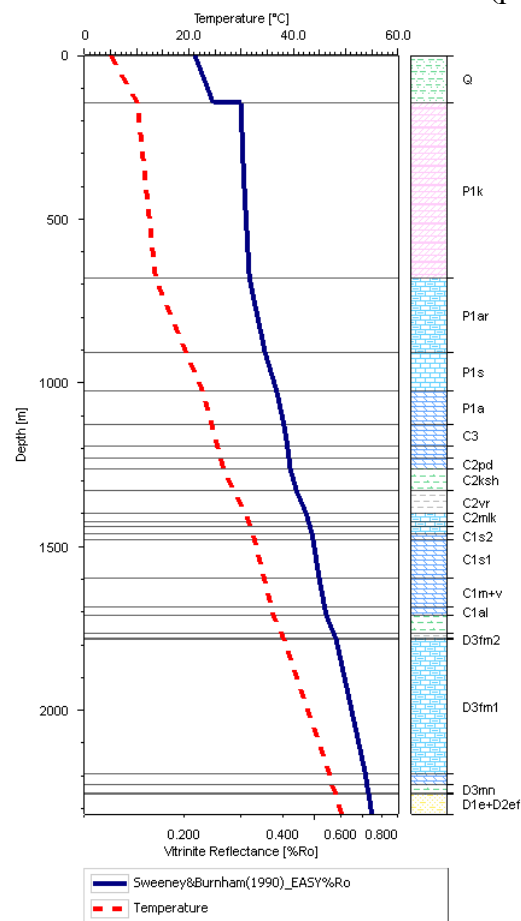


Рис. 1. Модель изменения с глубиной температуры и отражательной способности витринита по разрезу скв. Волимская-1

На модели погружения и нефтегенерации видно, что в главную зону нефтеобразования вступили отложения от нижнего отдела девонской системы до бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса. Пик генерации нефти отвечают отложения до нижнефаменских включительно (рис. 4).

Полученные результаты 1D бассейнового моделирования параметрической скважины Волимская-1 с использованием

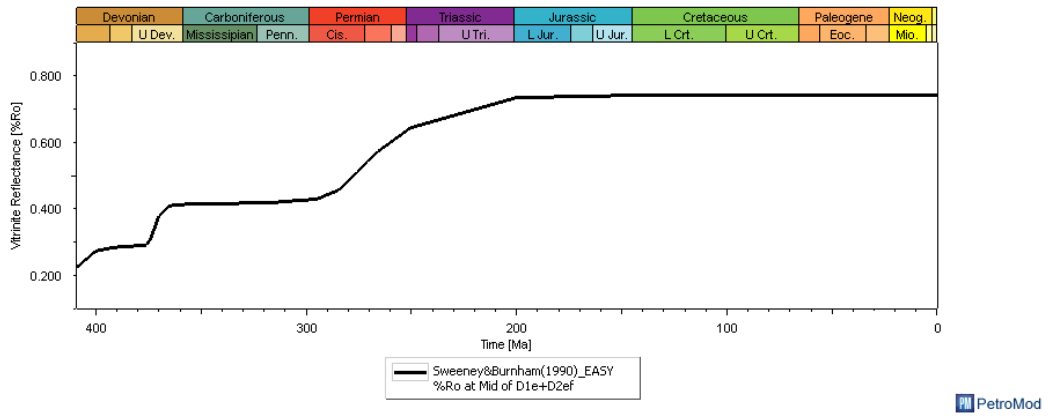


Рис. 2. Изменения во времени отражательной способности витринита нижне- и среднедевонских отложений скв. Волимская-1

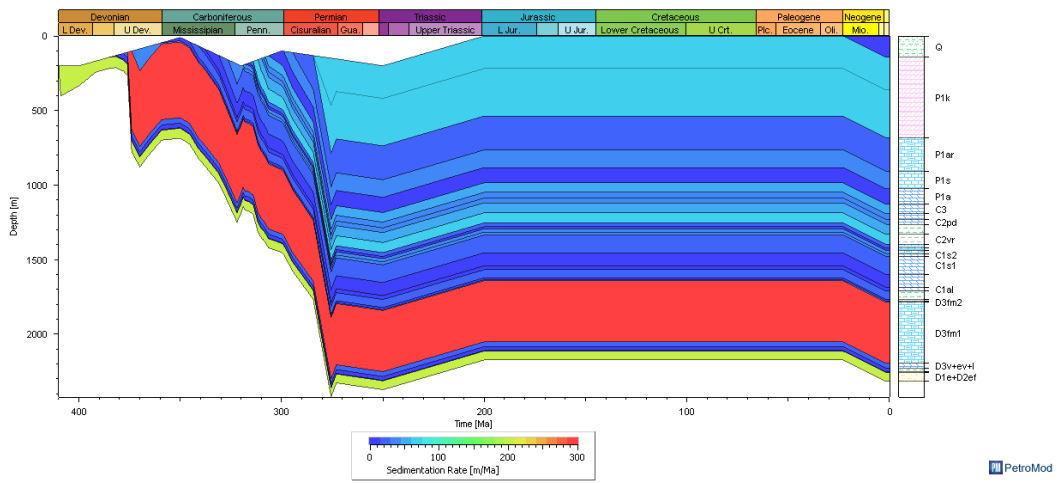


Рис. 3. Модель погружения по разрезу скв. Волимская-1

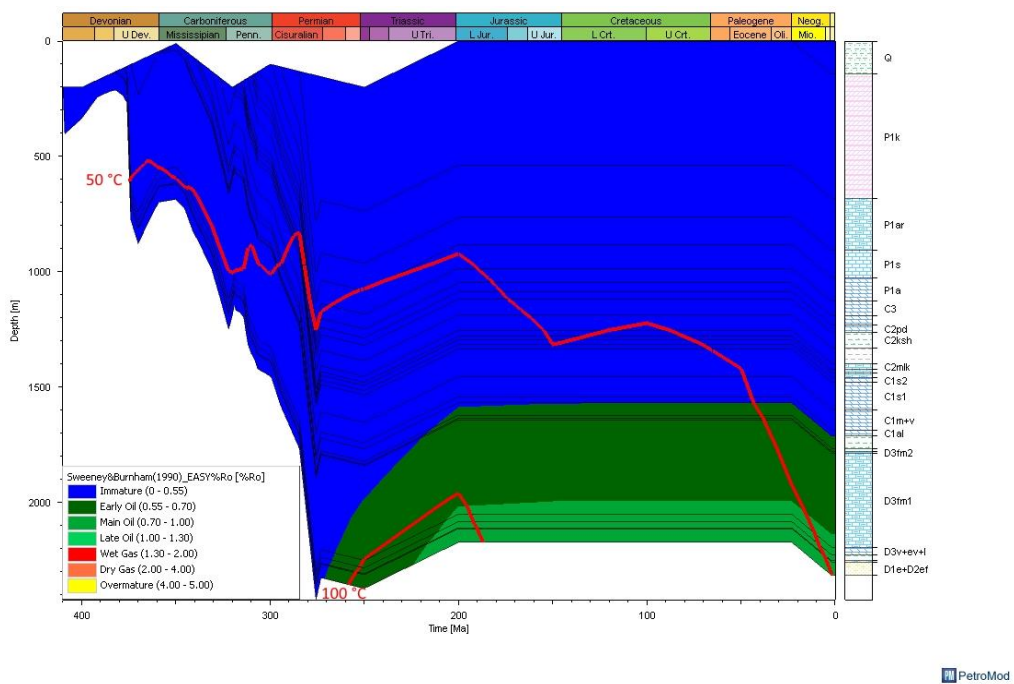


Рис. 4. Модель прогрева и нефтегенерации по разрезу скв. Волимская-1 (красным цветом отмечены линии равных палеотемператур)

программного комплекса PetroMod подтвердили перспективность южной части Верхнепечорской депрессии для поисков месторождений нефти и газа, показали развитие благоприятных условий для вступления материнских пород северо-западных районов Камско-Кинельской системы прогибов в главную зону нефтеобразования.

PetroMod 1D даёт возможность оценить температуру и зрелость даже в сложных надвиговых структурах с объединением нескольких разрезов. Программа позволяет определить историю формирования каждого геологического разреза и объединить их в соответствующую геохронологическую последовательность, а также визуализировать сложную историю формирования системы в соответствии с глубиной, временем и погружением блоков (Керимов, 2011).

Библиографический список

- Беляева Г.Л., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Тимано-Печорской НПП // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 7. С. 33–40.
- Галкин В.И., Козлова И.А. Влияние историко-генетических факторов на нефтегазоносность // Вестник Пермского университета. Геология. 2000. Вып. 4. С. 8–18.
- Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.
- Керимов В.Ю. Хантшел Т., Соколов К., Сидорова М.С. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета PetroMod в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 4. С. 38–47.
- Кочнева О.Е., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины по данным бассейнового моделирования // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 14–16.
- Пестерева С.А. Методические основы и проблемы бассейнового моделирования 1D // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: сб. науч. тр. к 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого. Пермь, 2010. С. 231–232.
- Пестерева С.А., Попов С.Г., Белоконов А.В. Историко-генетическое моделирование эволюции осадочного чехла в районах развития глубокопогруженных отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Вестник Пермского университета. Геология. 2011. Вып. 2. С. 8–19.
- Сташкова Э.К., Фрик М.Г., Тутова Г.И. и др. Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии (по результатам бурения Волимской параметрической скважины 1). М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. 69 с.
- Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al. Basin and Petroleum System Modeling // Oilfield Review. 2009. Vol. 21, Is. 2. P. 14–29.
- Allen A.Ph., Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013. 619 p.
- Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin: Springer-Verlag, 2009. 476 p.
- Neumaier M., Littke R., Hantschel T. et al. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela// AAPG Bulletin. 2014. Vol. 98, N. 7. P. 1325–1350.
- PetroMod.URL: <http://sis.slb.ru/upload/iblock/355/petromod1d2d.pdf> (дата обращения: 13.02.2017).

Petroleum Prospects of the Southern Part of Verkhnepechorskaya Depression According to the 1D Basin Modeling

E. A. Kuznetsova

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

E-mail: regional.PSU@yandex.ru

The article is devoted to the problem of petroleum potential of the Southern part of Verkhnepechorskaya basin of the Ural Foredeep. Because of inaccessibility, this territory remained unexplored until now with not identified prospects of oil and gas potential. Currently, the basin modeling is widely used to evaluate the hydrocarbon potential of poorly studied areas. The module 1D PetroMod software was implemented for basin modeling using data of parametric borehole Volimskaya-1 drilled in the southern part of Verkhnepechorskaya depression. The modeling results showed that the Upper Devonian – Lower Carboniferous productive strata reached the main zone of oil generation between Lower and Middle Permian and were capable for generating oil.

Key words: *oil, Verkhnepecherskaja depression, basin modeling, program, PetroMod.*

References

- Belyaeva G.L., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A.* 2012. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy Timano-Pechorskoy NGP [Geological structure and petroleum potential of deep deposits of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy.* 7:33–40. (in Russian)
- Galkin V.I., Kozlova I.A.* 2000. Vliyanie istoriko-geneticheskikh faktorov na neftegazonosnost [The influence of historical-genetic factors on the petroleum potential]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya.* 4:8–18. (in Russian)
- Galushkin Yu.I.* 2007. Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modelling of sedimentary basins and their petroleum potential]. Moskva, Nauchnyy mir, p. 456. (in Russian)
- Kerimov V.Yu., Hantschel T., Sokolov K., Sidorova M.S.* 2011. Primenenie tekhnologii basseynovogo modelirovaniya – programmnoy paketa PetroMod v uchebnom processe RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina [Using of the basin modeling technologies – program package PetroMod in the educational process of the RSU of Oil and Gas named after I.M. Gubkin]. *Neft, Gaz i Biznes.* 4:38–47. (in Russian)
- Kochneva O.E., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A.* 2015. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozheniy Verkhnepechorskoy vpadiny po dannym basseynovogo modelirovaniya [Prospects of Oil and Gas content of the deep deposits of the Verkhnepechorskaya depression using data of basin modeling]. *Neftyanoe khozyaystvo.* 3:14–16. (in Russian)
- Pestereva S.A.* 2010. Metodicheskie osnovy i problemy basseynovogo modelirovaniya 1D [Methodological foundations and problems of basin modeling 1D]. In *Geologiya i neftegazonosnost severnykh rayonov Uralo-Povolzhya. Sbornik nauch. tr. k 100-letiyu so dnya rozhdeniya prof. P.A. Sofronitskogo.* Perm. PGU, pp. 231–232. (in Russian)
- Pestereva S.A., Popov S.G., Belokon A.V.* 2011. Istoriko-geneticheskoe modelirovanie evolyutsii osadochnogo chekhla v rayonakh razvitiya glubokopogruzhennykh otlozheniy Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna [Evolutionary sequence modeling of deep sediments of the Timan-Pechora petroleum basin]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya.* 2:8–19. (in Russian)
- Stashkova E.K., Frik M.G., Titova G.I. et al.* 2004. Perspektivy neftegazonosnosti yuzhnoy chasti Verkhnepechorskoy depressii (po rezultatam bureniya Volimskoy parametricheskoy skvazhiny 1) [Petroleum prospects of the southern part of the Verkhnepechorskaya depression (according to the results of the drilling of the stratigraphic well Volimskaya 1)]. Moskva, OOO Geoinformmark, p. 69. (in Russian)
- Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al.* 2009. Basin and Petroleum System Modeling. *Oilfield Review.* 21(2):14–29.
- Allen A.Ph., Allen J.R.* 2013. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Wiley-Blackwell, p. 619.
- Hantschel T., Kauerauf A.* 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin, Springer-Verlag, p. 476.
- Neumaier M., Littke R., Hantschel T. et al.* 2014. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela. *AAPG Bulletin.* 98(7):1325–1350.
- PetroMod.* URL: <http://sis.slb.ru/upload/iblock/355/petromod1d2d.pdf> (accessed 13.02.2017).