

УДК 553.98.041(470.1)

Формирование нефтегазоносности Вуктыльского надвига по данным 1D бассейнового моделирования

Е.А. Кузнецова, Т.В. Карасева

Пермский государственный национальный исследовательский университет,
614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: regional.PSU@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 3 июля 2017 г.)

Статья посвящена моделированию процессов формирования нефтегазоносности Вуктыльского надвига по данным исследований параметрической скважины Вуктыльская-58, которая пересекает как аллохтон, так и автохтон, что его затрудняет. Несмотря на то, что газовые и газоконденсатные месторождения в пределах впадины были открыты еще в 60-х гг. прошлого века, глубокопогруженные отложения на данной территории в связи с труднодоступностью остаются малоизученными, а перспективы их нефтегазоносности невыясненными. Для бассейнового моделирования разреза был использован модуль 1D программного комплекса PetroMod. В результате показано, что материнские породы аллохтона в основном могли генерировать только нефть; в глубокопогруженных отложениях автохтона происходили процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли не только обеспечить формирование залежей в глубоких горизонтах, но и, вероятно, внесли вклад в формирование основной крупной залежи Вуктыльского газоконденсатного месторождения; генерация и аккумуляция газообразных углеводородов происходили в основном после проявления надвиговых дислокаций, когда были сформированы основные ловушки в глубокопогруженных толщах.

Ключевые слова: *Вуктыльский надвиг, скважина, бассейновое моделирование, программа, PetroMod.*

DOI: 10.17072/psu.geol.17.1.84

Введение

Верхнепечорская впадина – одна из северных впадин Предуралья Краевого прогиба, находится на границе Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Большая часть этой территории и нефтегазоносных комплексов слабо изучена, что связано с большими глубинами залегания осадочного чехла, хотя газовые и газоконденсатные месторождения в пределах впадины были открыты еще в 60-х гг. прошлого века. В районе пробурен ряд скважин ниже 5 и даже 6 км, при этом вскрыта тектонически экранированная газоконденсатная залежь в визейских песчаниках (4450–4820 м) и

выявлены значительные газопроявления ниже 5 км (Кочнева и др., 2015), в связи с чем представляет интерес моделирование процессов формирования нефтегазоносности. Для оценки перспектив нефтегазоносности таких слабоизученных районов в мире широко применяется бассейновое моделирование.

Методика исследования

Нефтегазоносность территории определяется большим числом факторов, которые отражают условия образования и накопления углеводородов и формирования залежей. Программы бассейнового моделирования позволяют одновременно

исследовать ряд процессов – от осадконакопления и погружения до созревания керогена и многофазного течения флюидов (Пестерева, 2011; Al-Hajeri et al., 2009). 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). В настоящее время существует достаточно большое количество программ бассейнового моделирования, среди которого наиболее известны PetroMod, Temis, Genex, Trinity и Basin2. 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 в масштабе геологического времени, путей миграции, число и тип накоплений нефти и газа в поверхностных и пластовых условиях. В данной работе 1D моделирование по данным изучения разреза параметрической скважины Вуктыльская-58 (забой 7026 м) выполнено с помощью модуля PetroMod 1D, который может использоваться как независимая программа или в комплексе с PetroMod 2D и 3D. Откалиброванные модели скважин дают разнообразную информацию, которая в дальнейшем может быть использована при 2D и 3D расчетах.

Как и в других системах бассейнового моделирования, на первом этапе была со-

ставлена модель современного строения и геолого-геофизических характеристик разреза скважины на основании возможно более полной базы данных результатов геологических, геофизических и геохимических исследований. Полный учет процессов, определяющих термический режим осадочного чехла района исследуемой скважины, термической и тектонической истории литосферы, а также анализ относительных вариаций амплитуд тектонического погружения фундамента являются необходимыми элементами систем 1D бассейнового моделирования (Галушкин, 2007). Калибровка результатов моделирования проводилась по данным независимых измерений современных температур и отражательной способности витринита (ОСВ).

Параметрическая скважина Вуктыльская-58 приурочена к западной части Вуктыльской тектонической пластины и вскрыла палеозойские отложения вплоть до верхнего отдела ордовикской системы. Она пересекает как аллохтон, так и автохтон (или параавтохтон) Вуктыльского надвига (условная граница автохтон/аллохтон соответствует глубине 3625 м), что затрудняет моделирование генерации углеводородов. Известно, что большая часть программ бассейнового моделирования применима для работы лишь с объектами относительно простой геометрии и не предназначена для регионов сложного тектонического строения. PetroMod 1D позволяет оценить температуру и зрелость даже в сложных надвиговых структурах с объединением нескольких разрезов, восстановить 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). Академическая лицензия PetroMod в модуле 1D также не поддерживает моделирование надвигов. В связи с этим для повышения объективности моделирования поднадви-

говой части разреза тела покровов в основном рассматривались как мощная нерасчлененная верхнепермско-триасовая толща, а характеристика разреза и моделирование изменения степени катагенеза в аллохтоне проводились отдельно.

С помощью 1D моделирования Petro Mod по данным бурения параметрической скважины Вуктыльская-58 были получены модели, отображающие формирование современного геологического разреза, свойства горных пород, историю осадконакопления, прогресса и нефтегазогенерации в исследуемом районе с возможностью анализировать не только современный геологический разрез, но и его состояние на любой момент геологического времени в прошлом.

Обсуждение результатов и заключение

Разрез исследуемой скважины представлен преимущественно карбонатными породами от ордовикской и до четвертич-

ной системы. Основные нефтематеринские толщи выделены в девонских и нижнекаменноугольных отложениях. Коллекторы разной емкости распространены по всему разрезу скважины, прежде всего это каменноугольные и нижнепермские толщ. В разрезе отмечены также флюидоупоры, наибольшее значение имеют отложения верхнеартинского подъяруса и кунгурского яруса пермской системы. Экраном могут служить поверхности разломов, но по некоторым данным тектонические нарушения, ограничивающие разлом, могут быть частично проницаемыми (Панкратова, 2015). Модели составлены с учетом выявления здесь как минимум двух тел покровов.

В результате 1D моделирования разреза скв. Вуктыльская-58 была эффективно проведена калибровка данных по современным замеренным значениям температуры и ОСВ (рис. 1). Расхождение с фактическими данными не превышает 3–5 %.

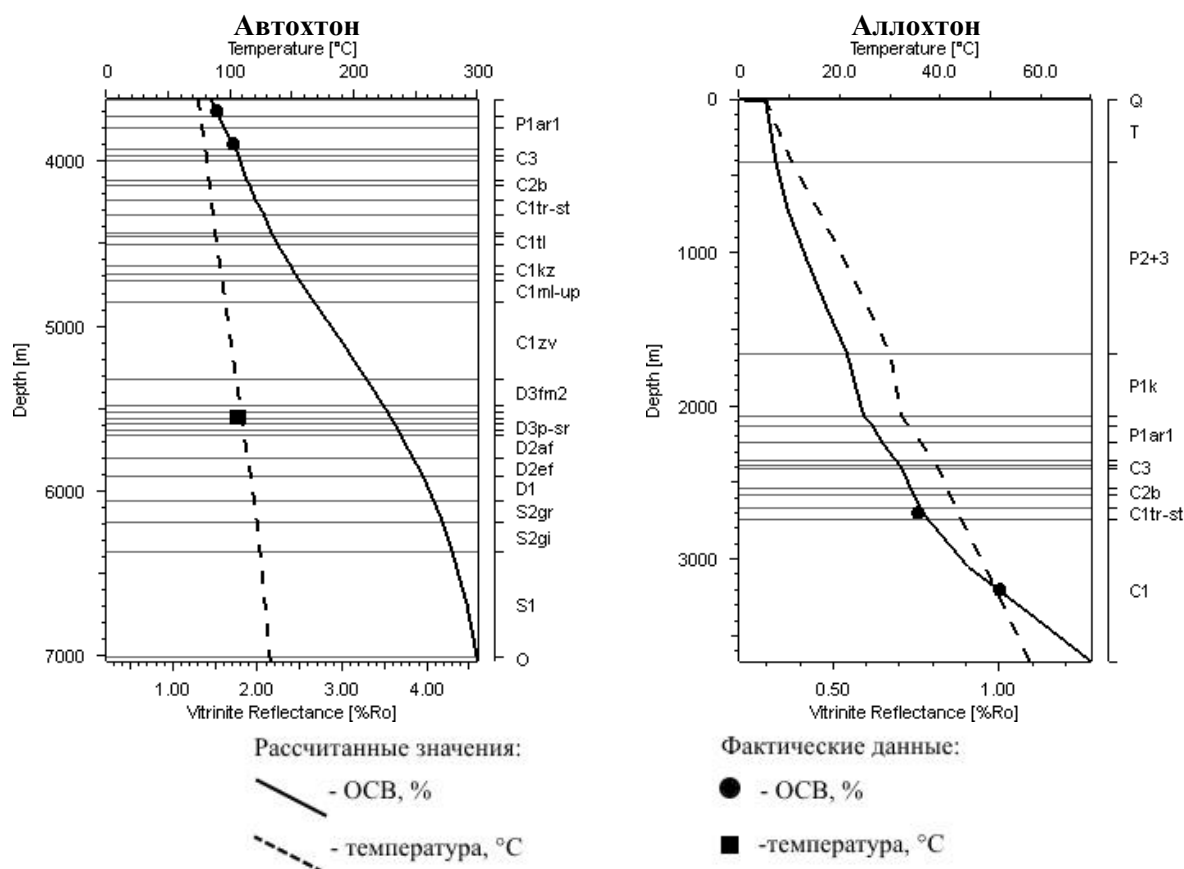


Рис. 1. Модель изменения с глубиной ОСВ и современной температуры

На графике изменения расчетной современной температуры прослеживается её постепенное увеличение с глубиной до 100 °C в турнейском ярусе на глубине 5 км и до 132 °C на забое. Изменение расчетных значений ОСВ показывает увеличение данного параметра до 4,60 % на забое. ОСВ, равная 0,55 %, достигается на глубине 1450 м. Соответственно в главную зону генерации нефти (ГЗН, стадии катагенеза, по Вассоевичу Н.Б., МК₁–МК₃) вступили не только отложения автохтона, но и аллохтона. Высокие значения ОСВ (>1,3 %) в автохтоне указывают на вступление нефтегазоматеринских пород в главную зону генерации газа (ГЗГ, стадии катагенеза ≥ МК₃). Значение ОСВ,

равное 3,9–4,0 % (нижняя граница ГЗГ), достигается на глубине 5960 м.

На модели погружения (рис. 2) выделяются четыре основных этапа увеличения амплитуды погружения: 1) ордовикский, 2) силурийско-раннедевонский, 3) позднедевонский и 4) раннепермский.

Кривые погружения биармийского и татарского отделов пермской системы и триаса отражают развитие Уральского складчатого пояса и формирование Вуктыльского надвига.

Модель прогрева (рис. 2) характеризуется достижением экстремальных значений катагенеза (стадия апокатагенеза) в нижней части осадочного чехла в пермское время.

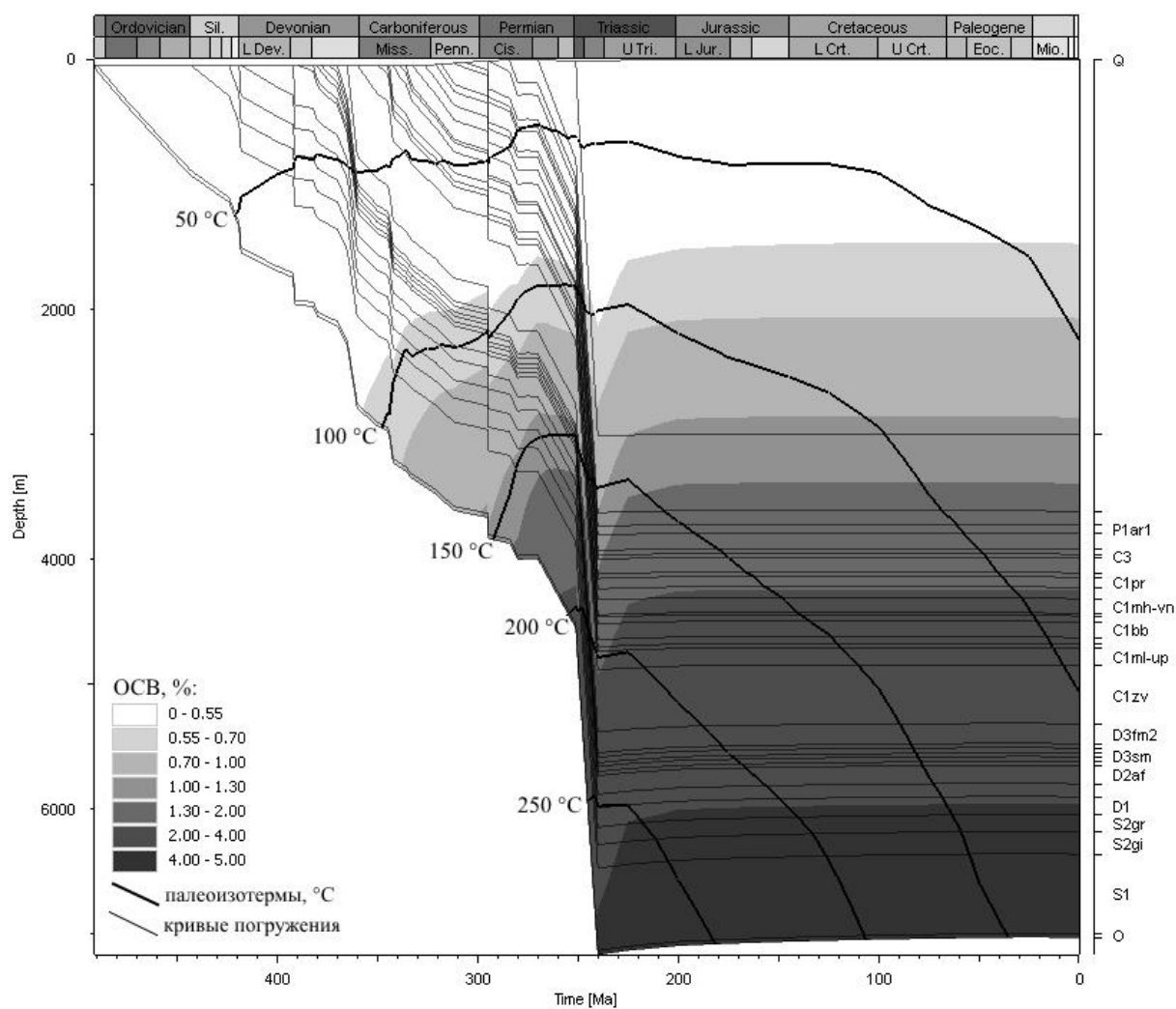


Рис. 2. Комплексная модель погружения, прогрева и нефтегазогенерации по данным параметрической скв. Вуктыльская-58

На модели нефтегазогенерации аллохтона видно, что «нефтяного окна» (ОСВ=0,55–1,3 %) достигают толщи от нижнекаменноугольного отдела до кунгурского яруса пермской системы (рис. 3). Верхняя граница ГЗН находится на глубине 1750 м. Пик генерации нефти (ОСВ=0,7–1,0 %) отвечают отложения каменноугольной системы в интервале 2403–3220 м.

Модель нефтегазогенерации автохтона (рис. 2) показывает, что в ГЗГ вступили материнские толщи начиная с верхней части нижнего отдела девонской системы и до поверхности сместителя надвига – 3395–5960 м. Отложения ордовика, силура и основание нижнего девона вышли из ГЗГ в конце пермского периода.

В автохтонной части разреза были выделены две нефтегазоматеринские свиты (НГМС): нижнедевонско-эйфельская в интервале 5651–6046 м и фаменско-турнейская – 4624–5510 м, которые характеризуются невысоким генерационным потенциалом и содержат рассеянное органическое вещество, представленное в ос-

новном керогеном смешанного (II и III) типа. Обе НГМС вступили в ГЗН уже в каменноугольном периоде (рис. 4). При этом материнские породы турнейского яруса вступили в ГЗН в пермское время в период проявления надвиговых дислокаций и пребывали в ней довольно короткий период, вряд ли реализовав весь свой нефтяной потенциал. В это же время нижний и средний отделы девонской системы вступали в ГЗГ. Позднее, в начале триасового периода, когда уже были сформированы ловушки в вышележащих толщах, в ГЗГ вступали фаменские отложения, а затем в среднюю эпоху – турнейские. Реликтовая ГЗГ установлена на глубине 3390–5960 м.

По результатам бассейнового моделирования параметрической скважины Вуктыльская-58 можно заключить, что 1) материнские породы аллохтона в основном могли генерировать только нефть, 2) в глубоководных отложениях автохтона в основном происходили процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли не только обеспечить

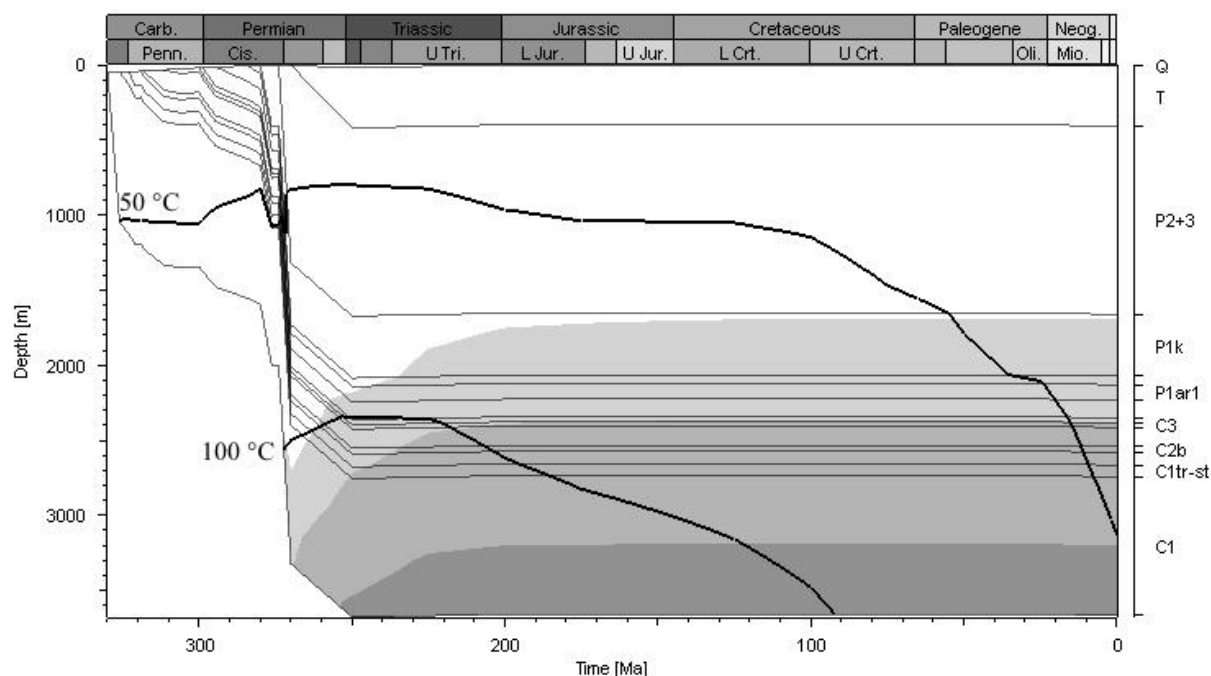


Рис. 3. Комплексная модель погружения, прогрева и нефтегенерации аллохтона Вуктыльского надвига по данным параметрической скв. Вуктыльская-58. Условные обозначения см. на рис. 2

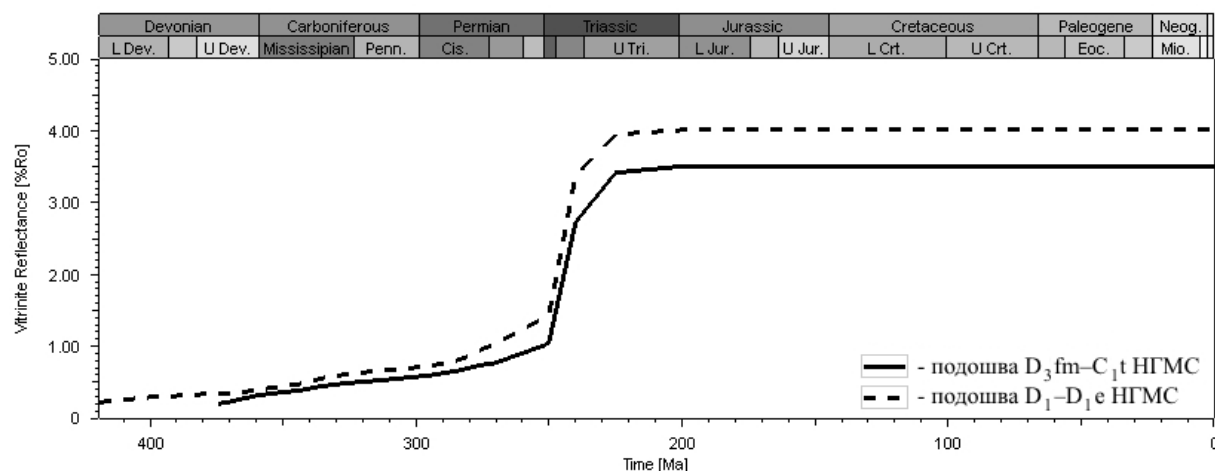


Рис. 4. История изменения ОСВ подошвы нижнедевонско-эйфельской и фаменско-турнейской НГМС

формирование залежей в глубоких горизонтах, но и, вероятно, внесли вклад в формирование основной крупной залежи Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения под толщей глин верхнеартинского подъяруса и гипсами и ангидритами кунгурского яруса. Обнаружение большого числа газопроявлений значительного масштаба ниже 4–5 км подтверждает высокие перспективы газоносности больших глубин изучаемого района. Генерация и аккумуляция газообразных углеводородов происходили в основном после проявления надвиговых дислокаций, когда были сформированы основные ловушки в глубокопогруженных толщах.

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.
- Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии по данным 1D бассейнового моделирования // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 2. С. 179–184.
- Кузнецова Е.А. Результаты 1D бассейнового моделирования Тимано-Печорской глубокой опорной скважины программным комплексом PetroMod // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь, 2017. С. 96–100.
- Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf/
- 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. Перм. гос. ун-т, 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.
- Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al.* Basin and Petroleum System Modeling // Oil-field 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, №. 7. P. 1325–1350.
- PetroMod.* URL: <http://sis.slb.ru/upload/iblock/355/petromod1d2d.pdf> (дата обращения: 13.02.2017).

Formation of the Petroleum Potential of Vuktyl Overthrust Using the Results of the 1D Basin Modeling

Е.А. Kuznetsova, Т.В. Karaseva

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

E-mail: regional.PSU@yandex.ru

This article discusses the modeling of oil and gas generation processes at the Vuktyl Overthrust with usage of well Vuktylskaya-58 parametric data. These well cuts contain both the allochthon and autochthon parts of the overthrust. Despite the fact that gas and gas-condensate deposits within the basin were discovered in 60th of XX century, the deep sediments in this area remains poorly understood due to the difficult accessibility. The petroleum prospects of the area have not been clear. The PetroMod software 1D module was used for basin cross-section modeling. The result proved that the source rocks of the allochthon could generate only oil. In the deep sediments of the autochthon, the processes of generation of gases and condensates could form deposits not only in the deeper horizons, but also may have been involved in the formation of the major deposits of the Vuktyl gas condensate field. Generation and accumulation of hydrocarbons occurred mainly after overthrust dislocations, when the main traps formed in the deep-lying strata.

Key words: *Vuktyl overthrust, oil, gas, condensate, 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 Petroleum Province]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh 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]. Nauchnyj mir, Moskva, p. 456. (in Russian)
- Kerimov V.Yu., Hantschel T., Sokolov K., Sidorova M.S.* 2011. Primenenie tekhnologii basseynovogo modelirovaniya – programmnogo paketa PetroMod v uchebnom processe RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina [Usage of the basin modeling technology – program package PetroMod for the educational purposes in 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 Verkhnepechorskaya Depression deep deposits by basin modeling data]. *Neftyanoe hozyaystvo*. 3:14–16. (in Russian)
- Kuznetsova E.A.* 2017. Perspektivy neftegazonosnosti yuzhnoy chasti Verkhnepechorskoy depressii po dannym 1D basseynovogo modelirovaniya [Petroleum potential of the southern part of Verkhnepechorskaya depression according to the 1D basin modeling]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*. 16(2):179–184. (in Russian) doi: 10.17072/psu.geol.16.2.179
- Kuznetsova E.A.* 2017. Rezultaty 1D basseynovogo modelirovaniya Timano-Pechorskoy glubokoy opornoy skvazhiny programmym kompleksom PetroMod [The results of 1D basin modeling by software PetroMod in the Timan-Pechora deep well]. *In Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala*. Perm, PSU, pp. 96–100. (in Russian)
- Pankratova E.I., Bogdanov B.P.* 2015. Geologicheskie predposylki vyyavleniya plastovykh zalezhey v otlozheniyakh permi-karbona avtokhtona Vuktylskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Geological prerequisites of identifying reservoirs in the Lower Permian-Carboniferous autochthon deposits of the Vuktyl oil and gas condensate field]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 10(3). URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf (in Russian) doi: 10.17353/2070-5379/30_2015
- Pestereva S.A.* 2010. Metodicheskie osnovy i problemy basseynovogo modelirovaniya 1D [Methodological basics and problems of the 1D basin modeling]. *In Geologiya i neftegazonosnost severnykh rayonov Uralo-Povolzhya*. PGU, Perm, 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 [Historical genetic modeling of the sedimentation evolution in the area of deep strata of the Timan-Pechora petroliferous basin]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*. 2:8–19. (in Russian)
- Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. etc.* 2009. Basin and Petroleum System Modeling. *Oil-field 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. Springer-Verlag, Berlin, p. 476.
- Neumaier M., Littke R., Hantschel T. etc.* 2014. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela. *AAPG Bulletin*. 98(7):1325–1350. doi: 10.1306/01131412157
- PetroMod*. URL: <http://sis.slb.ru/upload/iblock/355/petromod1d2d.pdf> (accessed: 13.02.2017).