

УДК 550.8.072

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38

Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования

© 2022 г. | С.Ю. Корякин, Я.Л. Львовская

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; semen.koryakin@pnn.lukoil.com; yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

Поступила 26.05.2022 г.

Доработана 09.06.2022 г.

Принята к печати 28.06.2022 г.

Ключевые слова: *Ракшинская седловина; Висимская моноклинали; Камский свод; ниже-средневизейский терригенный нефтегазоносный комплекс; девонский терригенный нефтегазоносный комплекс; ресурсы углеводородов; сейсморазведка; PetroMod; Dionisos Flow.*

Аннотация: Снижение геологических рисков, а также затрат на бурение сухих скважин за счет повышения достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности на слабоизученных территориях является актуальной задачей региональных геолого-разведочных работ в современных экономических реалиях. Одним из стандартов таких работ за последние 10 лет стало бассейновое моделирование, применение которого существенно дешевле расходов компаний, которые могут возникнуть при недостоверной оценке нефтегазоносности. При помощи современного программного обеспечения седиментационного и бассейнового моделирования авторами статьи осуществлен прогноз нефтегазоносности территории с различной степенью изученности в зоне сочленения Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и Камского свода Пермского края. В частности, по наиболее погруженному и менее изученному девонскому терригенному нефтегазоносному комплексу построена пилотная седиментационная модель, позволившая спрогнозировать породы-коллекторы и флюидоупоры по изучаемой территории. Далее по результатам бассейнового моделирования, с учетом новых литолого-фациальных карт, оценен ресурсный потенциал как слабоизученного девонского терригенного нефтегазоносного комплекса, так и остальных нефтегазоносных комплексов региона. Кроме того, по прогнозным аккумуляциям бассейновой модели выделены основные перспективные области и направления для дальнейших работ.

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

Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and southern end of Kamsky Arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modelling

© 2022 | S.Yu. Koryakin, Ya.L. L'vovskaya

LUKOIL Engineering PermNIPIneft, Perm, Russia; semen.koryakin@pnn.lukoil.com; yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

Received 26.05.2022

Revised 09.06.2022

Accepted for publication 28.06.2022

Key words: *Rakshinsky Saddle; Visimsky Monocline; Kamsky Arch; Lower – Middle Visean terrigenous play; Devonian terrigenous play; hydrocarbon resources; seismic exploration; PetroMod; Dionisos Flow.*

Abstract: In present-day economic realities, mitigating geological risks and cost of dry well drilling by improving reliability of hydrocarbon potential prediction in underexplored territories is an actual task of regional geological exploration activities. Over the past decade, basin modelling has become one of the standards; the use of this methodology is much cheaper than expenses of companies that may originate from inaccurate evaluation of oil and gas bearing capacity. The authors applied the modern software for depositional and basin modelling to predict oil and gas occurrence in territories having different exploration maturity within the Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and Kamsky Arch joint (the Perm Region). As a part of this work, a pilot depositional model was created for the Devonian deepest and less studied play, which allowed predicting reservoir rocks and impermeables in the territory under investigation. The resource potential of both the less studied Devonian terrigenous play and the other plays in the region were subsequently estimated using basin modelling and taking into account lithofacies maps. In addition, basing on the accumulations predicted in the basin model, main promising regions as well as focus areas for further activities were determined.

For citation: Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L. Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and southern end of Kamsky Arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modelling. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):31–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38. In Russ.

Тектоническое строение и изученность территории

В административном отношении изучаемая территория находится в пределах центральной и западной частей Пермского края, что, согласно схеме тектонического районирования, соответствует зоне сочленения Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и Камского свода (элементы I порядка, рис. 1).

Изученность района, в отличие от южной и восточной частей Пермского края [1], низкая. Плотность сейсморазведки 2D составляет 0,1–4 км/км², а среднее число глубоких скважин — 0,2 скв/км². Основные открытые месторождения УВ в районе исследования сосредоточены в бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов (на востоке области моделирования). Всего открыто 13 месторождений [2] с промышленными залежами в 5 нефтегазоносных комплексах: девонском терригенном (слабоизученный), верхнедевон-турнейском карбонатном, нижне-средневизейском терригенном (основной), верхневизей-башкирском карбонатном и московско-верхнекаменноугольном терригенно-карбонатном.

Создание и калибровка седиментационной модели

Девонский терригенный комплекс является перспективным на поиски залежей УВ, на изучаемой территории промышленные скопления нефти обнаружены на Зоринском и Кузнецовском, Краснокамском и Северокамском месторождениях. В связи с неравномерностью разбуривания девонского терригенного комплекса и малым объемом проводимых по нему исследований, довольно сложно спрогнозировать распространение пород-коллекторов в данном нефтегазоносном комплексе. Поскольку отложения терригенного девона являются наиболее слабоизученными, глубокопогруженными и недооцененными, на полигоне исследования для решения задачи прогноза распространения осадка построена седиментационная модель в программном обеспечении DionisosFlow™ (рис. 2). Данное программное обеспечение предназначено для моделирования геологических процессов (перенос, накопление терригенного материала, образование карбонатов) с использованием физических законов, а также параметров изменения дна осадочного бассейна, зоны сноса терригенного материала, объема и скорости переносимого осадка [3].

На выбранной территории исследования девонский терригенный комплекс в стратиграфическом плане представлен отложениями живетского яруса и нижнефранского подъяруса, пашийского и тиманского горизонтов, в литологическом — неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники и алевролиты часто разнозернистые, встречаются и хорошо отсортированные мелко- и крупнозернистые разности, зерна

в основном угловато-окатанные и окатанные, представлены кварцем, до 10 % полевыми шпатами. В образцах описываются обугленные растительные остатки, иногда замещенные пиритом, а также редкие гнезда ангидрита, встречаются зерна глауконита. Формирование отложений происходило в прибрежно-морских условиях.

При создании модели использовались следующие входные данные: карты батиметрии, структурные карты и карты мощностей осадков по каждому моделируемому интервалу и прочие параметры его переноса, указанные ранее. Временной шаг моделирования составил 0,2 млн лет, что позволяет создать карты не только по трем реперным интервалам, но и проследить промежуточные изменения накопления осадка. Распространение терригенного материала в модели откалибровано по керну и ГИС, полученные толщины коррелируют с фактическими данными.

Результатами седиментационного моделирования являются куб литологии и комплект карт распространения пород-коллекторов и флюидопоров по тиманскому, пашийскому горизонтам и живетскому ярусу, необходимые для формирования каркаса бассейновой модели и дальнейшей оценки заполнения ловушек в слабоизученном девонском терригенном комплексе. Созданная модель позволила спрогнозировать накопление осадков в межскважинном пространстве на территориях, где отсутствуют информация о керне и детальные сейсморазведочные работы 3D.

Построение и калибровка трехмерной бассейновой модели

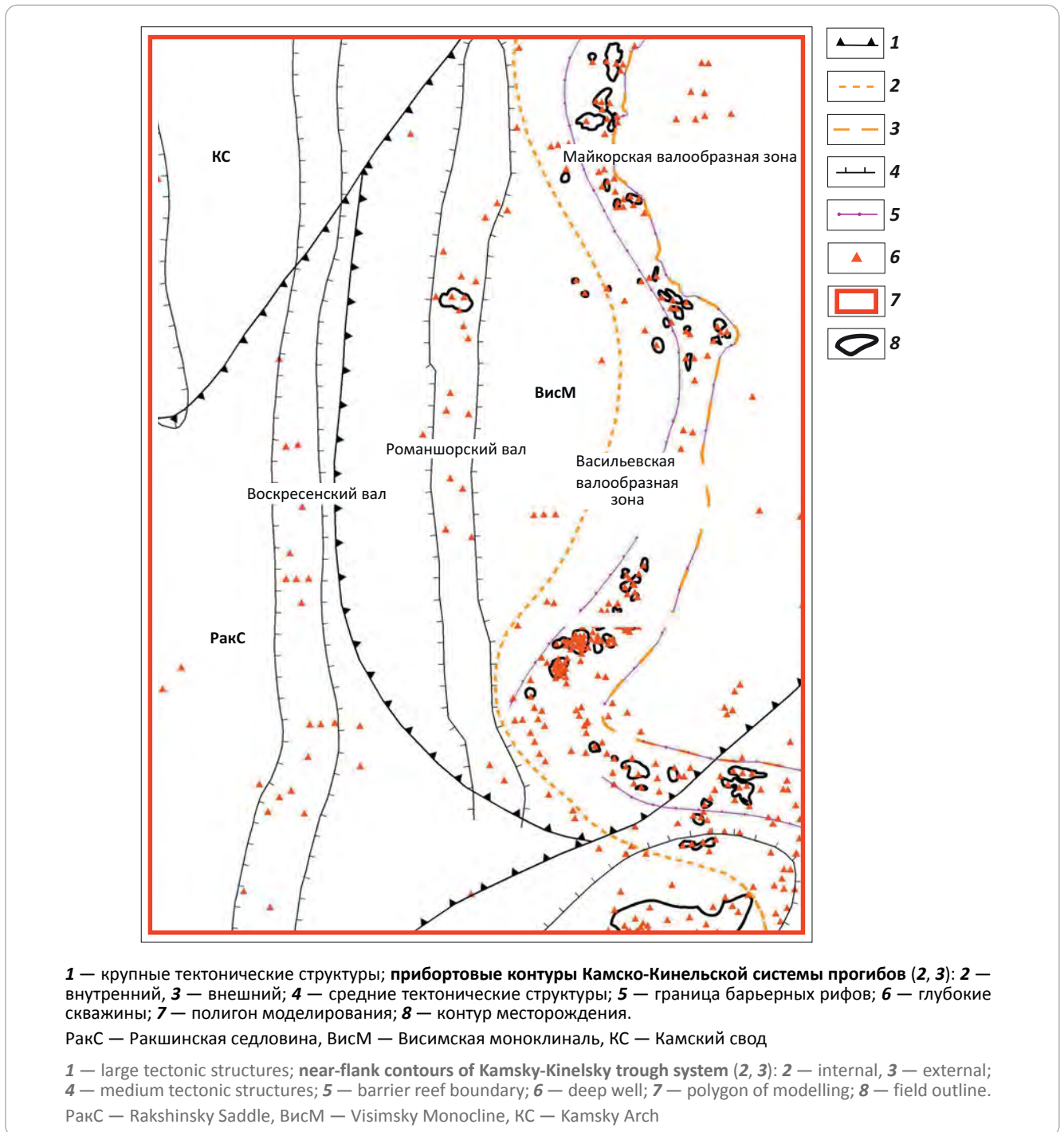
Для дальнейшей оценки генерации, миграции и аккумуляции УВ в ловушках всего разреза отложений осадочного чехла построена трехмерная бассейновая модель (рис. 3).

Итоговый каркас модели включает в себя большой массив исходной информации, такой как структурные поверхности, литолого-фациальные карты (в том числе данные седиментационного моделирования), карты среднего содержания ОВ и прочее [4–6]. Также при создании и заполнении каркаса трехмерной модели использовано 10 тектонических нарушений, которые, по мнению авторов статьи, играют существенную роль в формировании нефтегазоносности в зонах их распространения, к примеру Романшорский вал. Общая площадь моделирования составила более 9 тыс. км².

Оценка величин эрозии проведена с учетом анализа строения и толщин¹, которые сопоставлялись и корректировались в соответствии с мощностями наиболее полных разрезов и катагенетической преобразованности на изучаемой территории

¹Макаловский В.В. Новые представления о геологическом строении и обоснование направлений нефтепоисковых работ в Пермском Приуралье : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Пермь, 1985. – 18 с.

Рис. 1. Обзорная карта границ трехмерного бассейнового моделирования
Fig. 1. Location map of 3D basin modelling boundaries



в предсреднедевонское, предвизейское и пермское время. Дополнительным критерием адекватности реконструкций размывов явилась итоговая калибровка распределения прогнозных и фактических залежей УВ в наиболее изученных участках территории исследования.

Согласно скважинным данным, дальнейший процесс восстановления тепловой истории происходил при современных пластовых температурах, давлениях, а также отражательной способности витринита (рис. 4), конвергентность расчетных и

фактических калибровочных данных соответствует допустимой погрешности и составляет менее 10 %.

Оценка достоверности построения трехмерной бассейновой модели и анализ результатов бассейнового моделирования

Анализ сходимости прогнозных аккумуляций и результатов испытаний по скважинам исторического фонда на наиболее изученной территории, Васильевской валообразной зоне, по профилю I-I' (рис. 5) показал высокую достоверность построения бассейновой модели. Это выражается в большом

Рис. 2. Трехмерная модель распределения песчаной составляющей в девонских терригенных отложениях южной и центральной частей Пермского края

Fig. 2. 3D model of sand component occurrence in terrigenous Devonian deposits of southern and central parts of the Perm Region

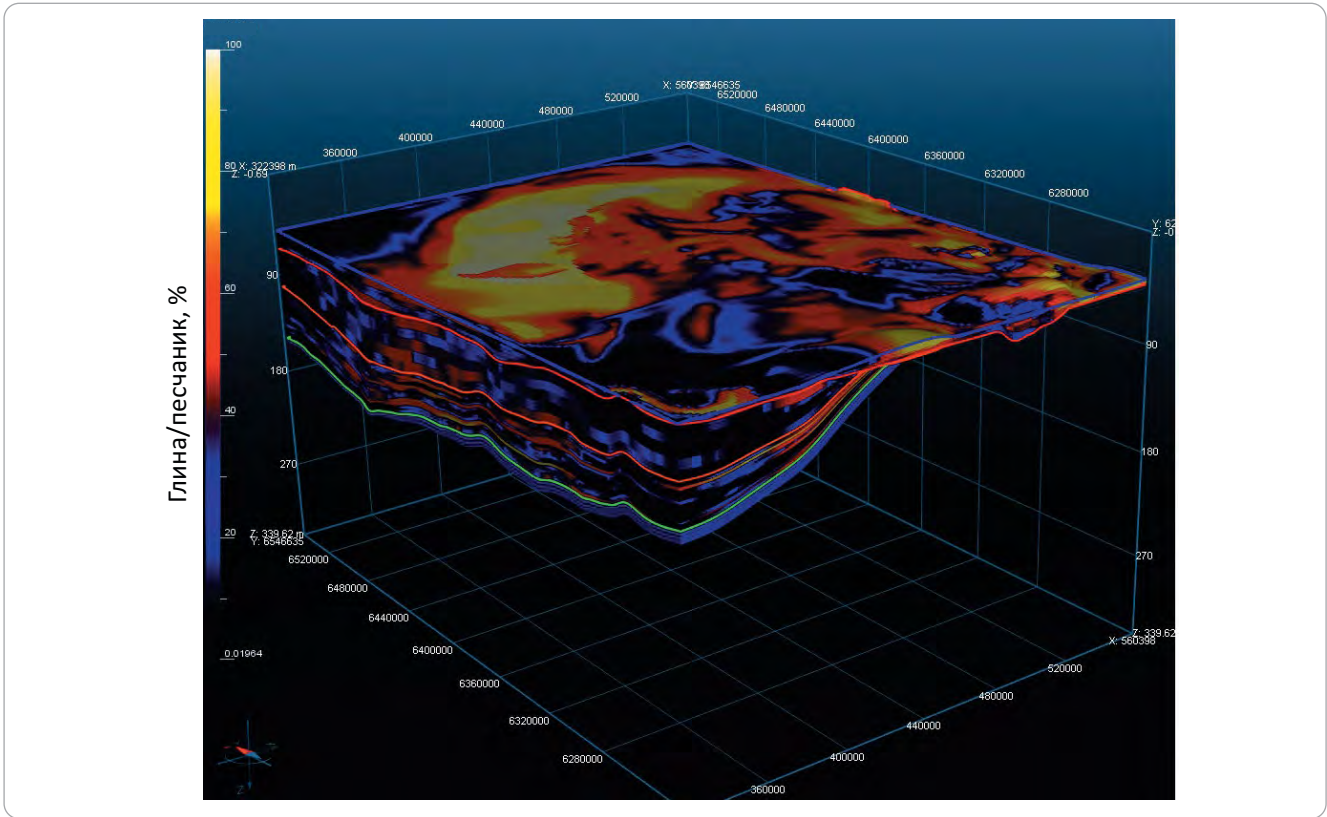


Рис. 3. Структурный каркас трехмерной бассейновой модели нефтегазоносности

Fig. 3. Structural framework of 3D basin model of oil and gas occurrence

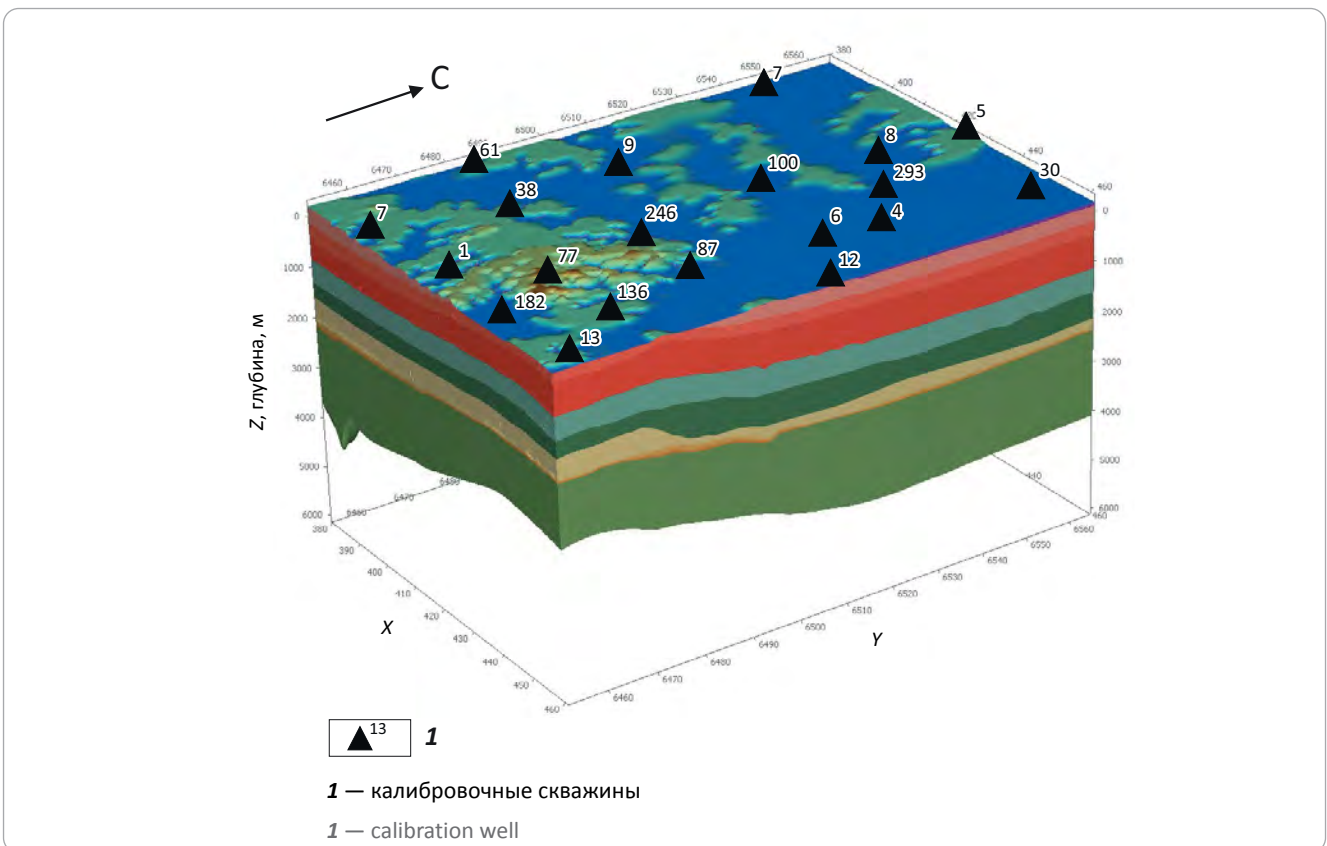


Рис. 4. Пример калибровки современного теплового режима недр и преобразованности ОВ в районе скв. 12
Fig. 4. Example of modern subsoil thermal conditions and OM transformation in the area of Well 12

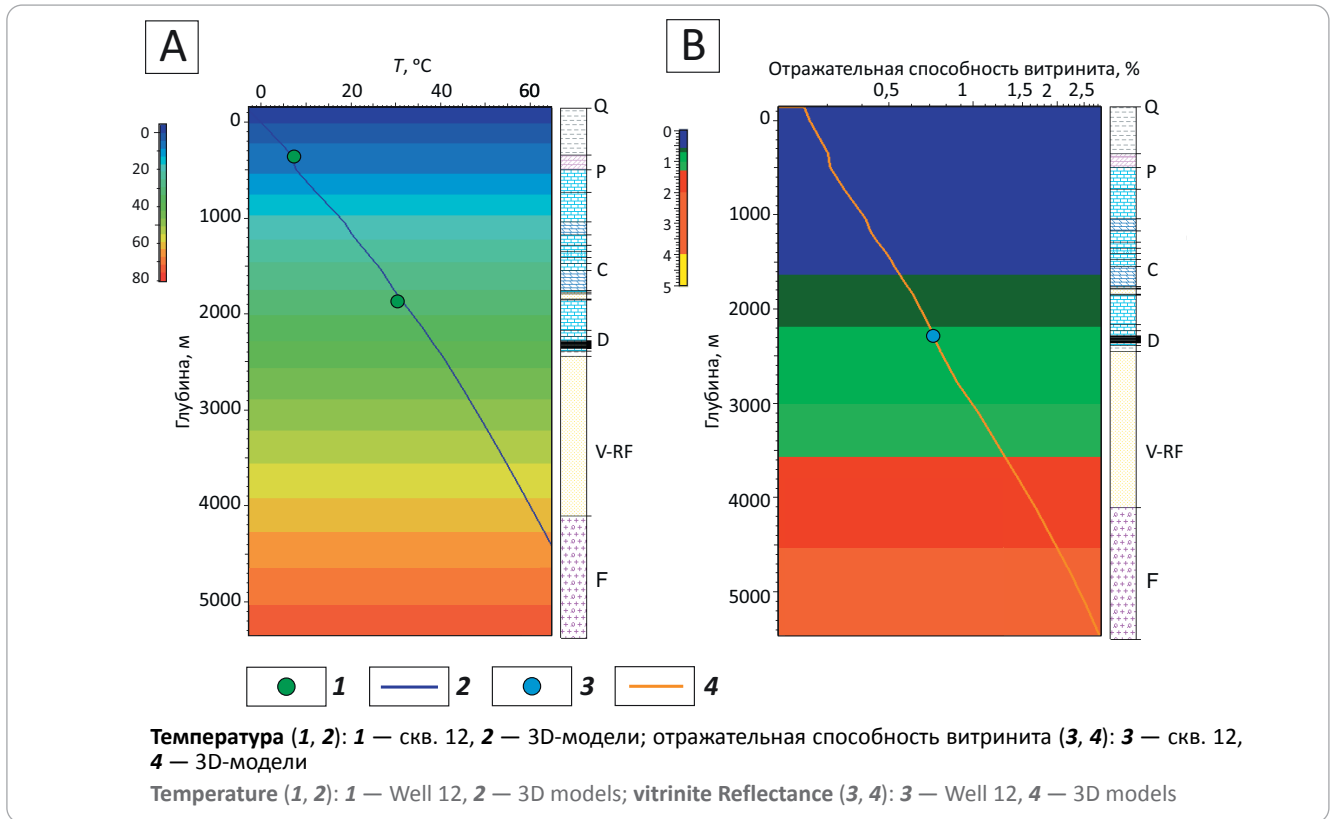


Рис. 5. Сопоставление результатов бассейнового моделирования с испытаниями по скважинам исторического фонда по профилю I-I'

Fig. 5. Comparison of basin modelling results and well tests in legacy well stock along I-I' Line

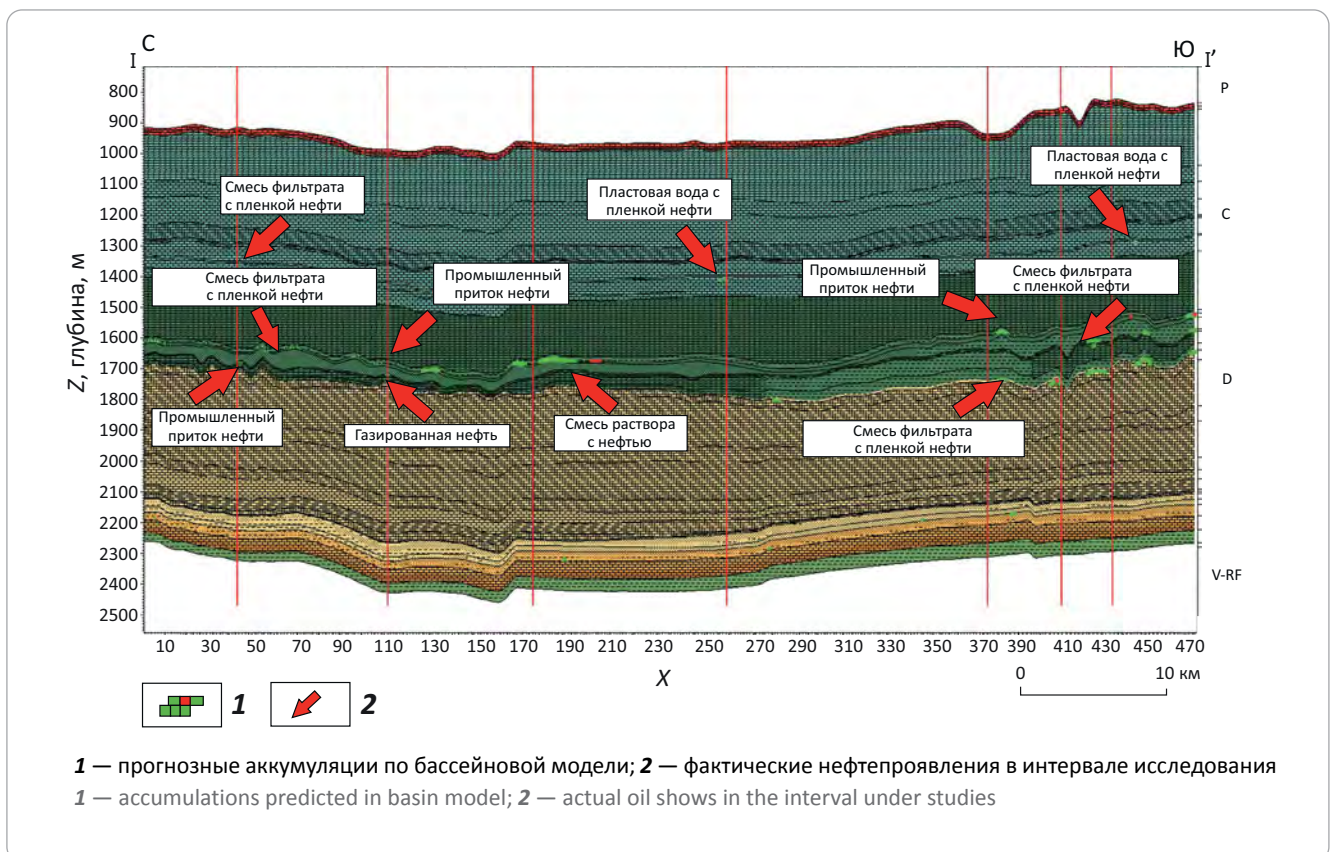
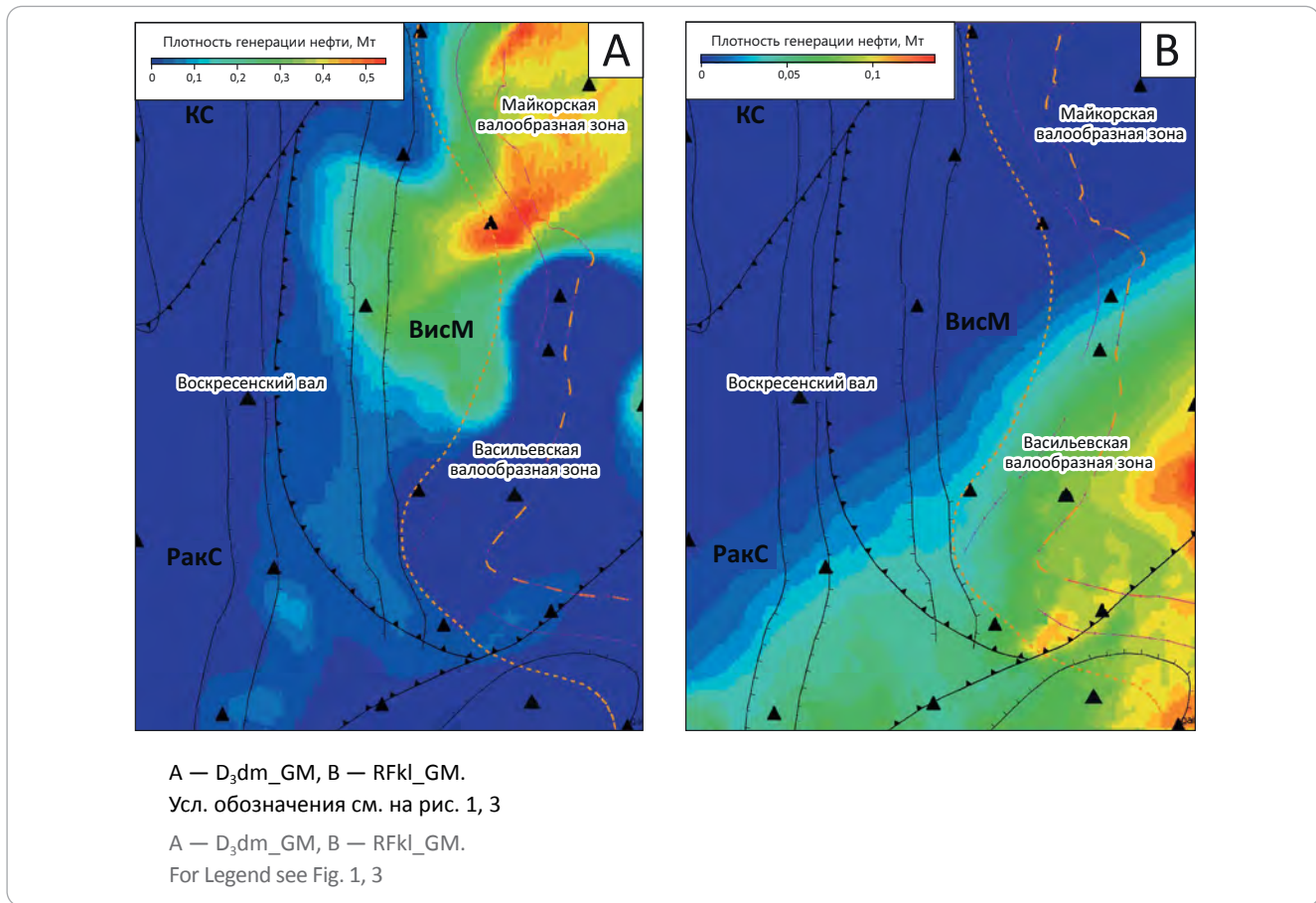




Рис. 6. Плотность генерации УВ в нефтегазоматеринских породах доманикового горизонта и калтасинской свиты
Fig. 6. Density of HC generation in the Domanik and Kaltasinsky Fm source rocks



числе залежей УВ по разрезу профиля с высоким этажом нефтегазоносности от девонского терригенного до верейского терригенно-карбонатного нефтегазоносного комплекса, что совпадает с фактическим распределением нефти и газа.

По результатам моделирования выявлено, что основными источниками УВ в регионе исследования являются две нефтегазоматеринские толщи: рифейская и доманиковая (рис. 6).

Породы доманикового горизонта находились в окне генерации УВ с середины – конца пермского до конца юрского – начала мелового времени. Северо-восточная часть полигона моделирования характеризуется наибольшей преобразованностью ОВ доманиковых материнских пород. Именно здесь, согласно гипсометрическим отметкам, находится наиболее погруженная часть района исследования, где также отмечаются максимальные значения коэффициента трансформации керогена в доманиковом горизонте (до 75 %).

В свою очередь, наибольшие значения трансформации керогена рифейских нефтегазоносных провинций отмечены на юго-востоке (до 95 %), в зоне их распространения. По большей части рифейские нефтегазоматеринские породы вступили в окно генерации нефти с начала девонского времени и, согласно расчетным палеотемпературам, вышли

из него около 25–75 млн лет назад. Данный результат с большой долей вероятности свидетельствует о том, что калтасинская свита оказывала существенное влияние на заполнение пород терригенного девона, а также вышележающих нефтегазоносных комплексов.

Прочие нефтегазоматеринские породы доманиковой формации (турнейского, фаменского, франского возраста), распространенные на востоке, согласно результатам трехмерного моделирования, оказывали меньшее влияние на заполнение структур (до 20 % всех сгенерированных УВ в доманиковом горизонте и рифейской толще). Нефтематеринские породы девонского терригенного комплекса, по результатам расчетов, практически не генерировали УВ. Это может быть связано как с низким генерационным потенциалом пород, так и со слабой изученностью комплекса. В целом время вступления пород в окно генерации нефти всех верхнедевонских нефтегазоматеринских пород схоже с доманиковым горизонтом.

Так как анализ трехмерной бассейновой модели в относительно хорошо изученных зонах, где обнаружено фактическое присутствие УВ (залежь, либо приток нефти), показал ее высокую достоверность, на слабоизученных участках стало возможно оценить перспективы открытия новых залежей УВ.

Прогноз перспектив нефтегазоносности по результатам трехмерного бассейнового моделирования и основные рекомендации для дальнейших исследований

По результатам бассейнового моделирования прогнозируемые ресурсы изучаемой территории увеличились на 15 % по сравнению с предыдущей оценкой, выполненной плотностным методом. Данный результат получен прежде всего за счет увеличения перспектив девонского терригенного и нижне-средневизейского нефтегазоносного комплекса. Также, согласно качественному прогнозу, основными промышленно нефтегазоносными являются нижне-средневизейский терригенный и верхневизейско-башкирский карбонатный комплексы, что соответствует фактической информации.

В целом территория перспективна на обнаружение новых скоплений УВ, в том числе за счет выявления пропущенных залежей в слабоизученных нефтегазоносных комплексах, однако при постановке геолого-разведочных работ стоит учитывать следующую информацию.

1. Нефтегазоносность всего разреза снижается в западном и северо-западном направлениях вплоть до полного отсутствия прогнозных промышленных залежей, что объясняется снижением степени преобразованности пород доманиковой формации.

2. Отсутствие надежного флюидоупора в юго-западной части полигона моделирования в верхнедевон-турнейском нефтегазоносном комплексе также отрицательно сказывается на пер-

спективах этого комплекса в районе Романшорского и Воскресенского валов.

3. Перспективы открытия промышленных залежей в девонском терригенном нефтегазоносном комплексе увеличиваются в направлении распространения калтасинской свиты, т. е. в юго-восточной части полигона моделирования.

4. По типу и генезису ловушек УВ территорию можно разделить на две части. Ловушки бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов, где в позднефранско-фаменское время в прогибах образовывались барьерные рифы, над которыми в последующую каменноугольную эпоху формировались структуры облекания.

5. В районе Романшорского вала и западнее, в области мелководного зарифового палеошельфа, большая часть ловушек имеет тектонический генезис, что связано с резким сокращением органических сооружений позднефранско-фаменского возраста, развитых в Камско-Кинельской системе прогибов.

Также для более точных расчетов объема прогнозных залежей авторы статьи рекомендуют проведение геохимических исследований керны в интервалах материнских пород девонских терригенных и рифейских (калтасинская свита) отложений, а использование детальных структурных построений, полученных за счет проведения сейсмических исследований 3D, позволило бы существенно повысить качество прогноза локализации залежей и объема флюида.

Литература

1. Корякин С.Ю. Опыт бассейнового моделирования верхнедевонских карбонатных отложений на юго-восточной части Пермского края // Геология в развивающемся мире : сб. науч. трудов по мат-лам XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Пермь, 2–5 апреля 2019 г.). – Пермь, 2019. – С. 313–315.
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации, на 1 января 2021 года. Газ, Приволжский федеральный округ, часть 2, Пермский край, книга 1, книга 2. – М., 2021.
3. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М. : ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 232 с.
4. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and Gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. – 1995. – Т. 12. – № 3. – С. 291–319. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98381-E.
5. Путилов И.С., Соловьев С.И., Климовских М.А., Сулима А.И., Винокурова Е.Е., Габнасыров А.В., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Варушкин С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности девонских карбонатных отложений юга и юго-востока Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 29–35.
6. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Никитина М.В., Южаков А.Л., Габнасыров А.В., Макиев Т.Т. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8. – С. 34–43.

References

1. Koryakin S.Yu Experience of basin modeling of upper devonian carbonate sediments on the southeast of the Perm region. In: Geologiya v razvivayushchemsya mire : sb-nik nauchnykh trudov po materialam XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (Perm', 2–5 april 2019). Perm': Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet; 2019. pp. 313–315. In Russ.
2. Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiskoi Federatsii, na 1 yanvarya 2021 goda. Gaz, Privolzhskii federal'nyi okrug, chast' 2, Permskii krai, kniga 1, kniga 2 [State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation as on January 1, 2021. Gas, Volga Federal District, Part 2, the Perm Region, Book 1, Book 2]. Moscow; 2021. In Russ.
3. Zhemchugova V.A. Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii [Reservoir sedimentology of carbonate deposits]. Moscow: EAGE Geomodel; 2014. 232 p. In Russ.
4. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and Gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995;12(3):291–319. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98381-E.

5. Putilov I.S., Solov'ev S.I., Klimovskikh M.A., Sulima A.I., Vinokurova E.E., Gabnasyrov A.V., Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L., Varushkin S.V. New data on the geological structure and oil and gas potential of the devonian-carboniferous sediments in the south and southeast of the Perm region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(6):29–35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35. In Russ.

6. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S., Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L., Nikitina M.V., Yuzhakov A.L., Gabnasyrov A.V., Makiev T.T. Regional assessment of oil and gas potential of the devonian terrigenous deposits in the south of perm territory. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2020;(8):34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43. In Russ.

Информация об авторах

Корякин Семен Юрьевич

Ведущий инженер

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. За

e-mail: semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Львовская Яна Леонидовна

Инженер 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. За

e-mail: yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

Information about authors

Semen Yu. Koryakin

Lead Engineer

LUKOIL Engineering PermNIPIneft,

3A, ul. Permskaya, Perm, 614066, Russia

e-mail: semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Yana L. L'vovskaya

1st Category Engineer

LUKOIL Engineering PermNIPIneft,

3A, ul. Permskaya, Perm, 614066, Russia

e-mail: yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com