

УДК 550.8.072

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70

Прогноз нефтегазоносности в зоне сочленения восточной части Пермского свода, северных окончаний Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины и северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии

© 2023 г. | Т.Т. Макиев, С.Ю. Корякин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИНефть», Пермь, Россия; timur.makiev@pnn.lukoil.com; semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Поступила 22.04.2022 г.

Доработана 03.10.2022 г.

Принята к печати 02.02.2023 г.

Ключевые слова: *бассейновое моделирование; нефтегазоносный комплекс; нефтематеринские породы; калибровка; органическое вещество; отражательная способность витринита; аккумуляции; PetroMod; кероген.*

Аннотация: Снижение геологических рисков, в частности затрат на бурение сухих скважин, за счет повышения достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности на слабоизученных территориях является актуальной проблемой региональных геолого-разведочных работ в современных экономических реалиях. Одним из стандартов таких работ за последние 10 лет стало трехмерное бассейновое моделирование, которое существенно снижает риски и расходы компаний, возникающие при недостоверной оценке нефтегазоносности. В данной статье авторы оценили перспективы и ресурсный потенциал всех основных нефтегазоносных комплексов на слабоизученной территории Пермского края с применением метода анализа геолого-геофизических данных на основе бассейнового моделирования. В результате исследования построена трехмерная бассейновая модель зон сочленения Юрюзано-Сылвенской депрессии, Бымско-Кунгурской моноклинали, Бабкинской седловины и Пермского свода и выданы рекомендации по дальнейшему направлению нефтепоисковых работ. Помимо практических задач поиска новых залежей углеводородов и их количественной оценки, коллективу авторов статьи удалось выявить основные закономерности миграции нефти и газа по исследуемой территории. Данные научные выводы позволят в дальнейших исследованиях минимизировать погрешности моделирования, связанные с выбором границ моделирования и с учетом распространения нефтематеринских пород на территории для оценки генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Для цитирования: Макиев Т.Т., Корякин С.Ю. Прогноз нефтегазоносности в зоне сочленения восточной части Пермского свода, северных окончаний Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины и северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70.

Prediction of oil and gas occurrence in the zone of Permian arch, northern terminations of Bymsky-Kungursky monocline and Babkinsky saddle, and north-western part of Yuryuzano-Sylvensky depression junction

© 2023 | Т.Т. Makiev, S.Yu. Koryakin

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch, Perm, Russia; timur.makiev@pnn.lukoil.com; semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Received 22.04.2022

Revised 03.10.2022

Accepted for publication 02.02.2023

Key words: *basin modelling; Play; oil and gas source rocks; calibration; Organic Matter; Vitrinite Reflectance; accumulation; PetroMod; kerogen.*

Abstract: In present-day economic realities, mitigating geological risks and, in particular, costs of dry well drilling by improving reliability of hydrocarbon potential prediction in underexplored territories is an actual problem of regional geological exploration activities. Over the past decade, 3D basin modelling has become one of the standards for these activities; this methodology reduces the risks and costs to companies, which may originate from inaccurate evaluation of oil and gas bearing capacity. In this work, the authors are assessing future trends and resource potential of all major plays in the underexplored lands of the Perm Krai; they have used the method of geological and geophysical data analysis based on basin modelling. Resulting from the study, 3D basin model of the junction zones (Yuryuzano-Sylvensky depression, Bymsky-Kungursky monocline, Babkinsky saddle, and Permian arch) was created, and recommendations on future trends in oil and gas exploration were provided. In addition to the practical problems of prospecting for new hydrocarbon accumulations and their quantitative assessment, the authors have managed to identify the key patterns of oil and gas migration across the study area. The mentioned scientific findings will allow minimizing the modelling errors associated with selection of mod-

elling boundaries and with accounting for oil and gas source rock occurrence in the territory in the future studies aimed at evaluation of hydrocarbon generation, migration, and accumulation.

For citation: Makiev T.T., Koryakin S.Yu. Prediction of oil and gas occurrence in the zone of Permian arch, northern terminations of Bymsky-Kungursky monocline and Babkinsky saddle, and north-western part of Yuryuzano-Sylvensky depression junction. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(2):63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70. In Russ.

Изученность и тектоническое строение территории

Изученность участка сейсморазведочными работами и глубоким бурением неравномерная и недостаточная (рис. 1). Наиболее плотно изучены краевые области участка, приуроченные к бортовым зонам Камско-Кинельской системы прогибов. Основная же площадь участка изучена крайне слабо.

Согласно схеме тектонического районирования Пермского края, территория исследования расположена в зоне сочленения тектонических элементов I порядка: Юрюзано-Сылвенской депрессии, Бымско-Кунгурской моноклинали, Бабкинской седловины и Пермского свода (рис. 2). Относительно Камско-Кинельской системы прогибов участок занимает северную часть Калининского прогиба, с востока он окаймлен тектоническим элементом II порядка — Веслянской валообразной зоной, с запада — граничит с Лобановской валообразной зоной. В пределах участка прослежена Мазунинская валообразная зона¹.

Валообразные (бортовые) зоны в пределах участков осложнены тектоническими элементами III порядка — цепочками локальных структур тектоноседиментационного и седиментационного генезиса, большинство из которых содержит залежи нефти и газа. В осевой зоне выделяются локальные структуры тектонического генезиса.

По данным Государственного баланса [1, 2], на изучаемой территории открыто 25 месторождений с промышленными залежами в 6 нефтегазоносных комплексах: девонском терригенном, верхнедевон-турнейском карбонатном, нижне-средневизейском терригенном, верхневизейско-башкирском карбонатном, верейском терригенно-карбонатном и нижнепермском карбонатном, а основная доля промышленных запасов УВ связана с бортовыми зонами. Поскольку осевая и внутренняя прибортовая зоны Камско-Кинельской системы прогибов характеризуются низкой разбуренностью при наличии большого числа перспективных структур и приподнятых участков, для оценки нефтегазоносности авторами статьи построена 3D-бассейновая модель территории.

Построение и калибровка бассейновой 3D-модели

Для создания структурного каркаса (рис. 3) бассейновой 3D-модели использованы структурные

карты семи отражающих горизонтов (ОГ) (АК, АТ, ИК, ПП, ПК, ПП, ПП), построенные по результатам обобщения и систематизации данных сейсмических работ (Санькова Т.И., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2018), три структурные карты по поверхностям вендских ($V_{вк}$), рифейских (V) отложений (Михайлов Д.Г., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2015) и кровле кристаллического фундамента (Ф) (Бычков С.Г., ГИ УрО РАН, 2010). Детализация разреза выполнена по 108 скважинам (Ехлаков Ю.А., АО «КамНИИКИГС», 2001) [3, 4].

Заполнение литологического куба 3D-модели осуществлялось посредством создания литотипов пород (Габнасыров, 2015) и дальнейшей загрузки литолого-фациальных карт (Михайлов Д.Г., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2011, 2015) в уже созданные слои структурной основы. Так как данные о величинах эрозии на территории Пермского края в пермское время отсутствуют, оценка значений размыва проведена методом сравнительных аналогий путем анализа строения и мощностей полных разрезов пермских отложений на изучаемой территории.

Калибровка режима недр выполнена по 16 одномерным моделям скважин (ПО «PetroMod») (рис. 4). Процесс восстановления тепловой истории происходил, согласно скважинным данным, по современным пластовым температурам, давлениям, а также отражательной способности витринита (Михайлов Д.Г., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2015; Савинов В.Н., АО «КамНИИКИГС», 2018). Итоговая сходимость расчетных и фактических калибровочных данных соответствует допустимой погрешности и не превышает 5 %.

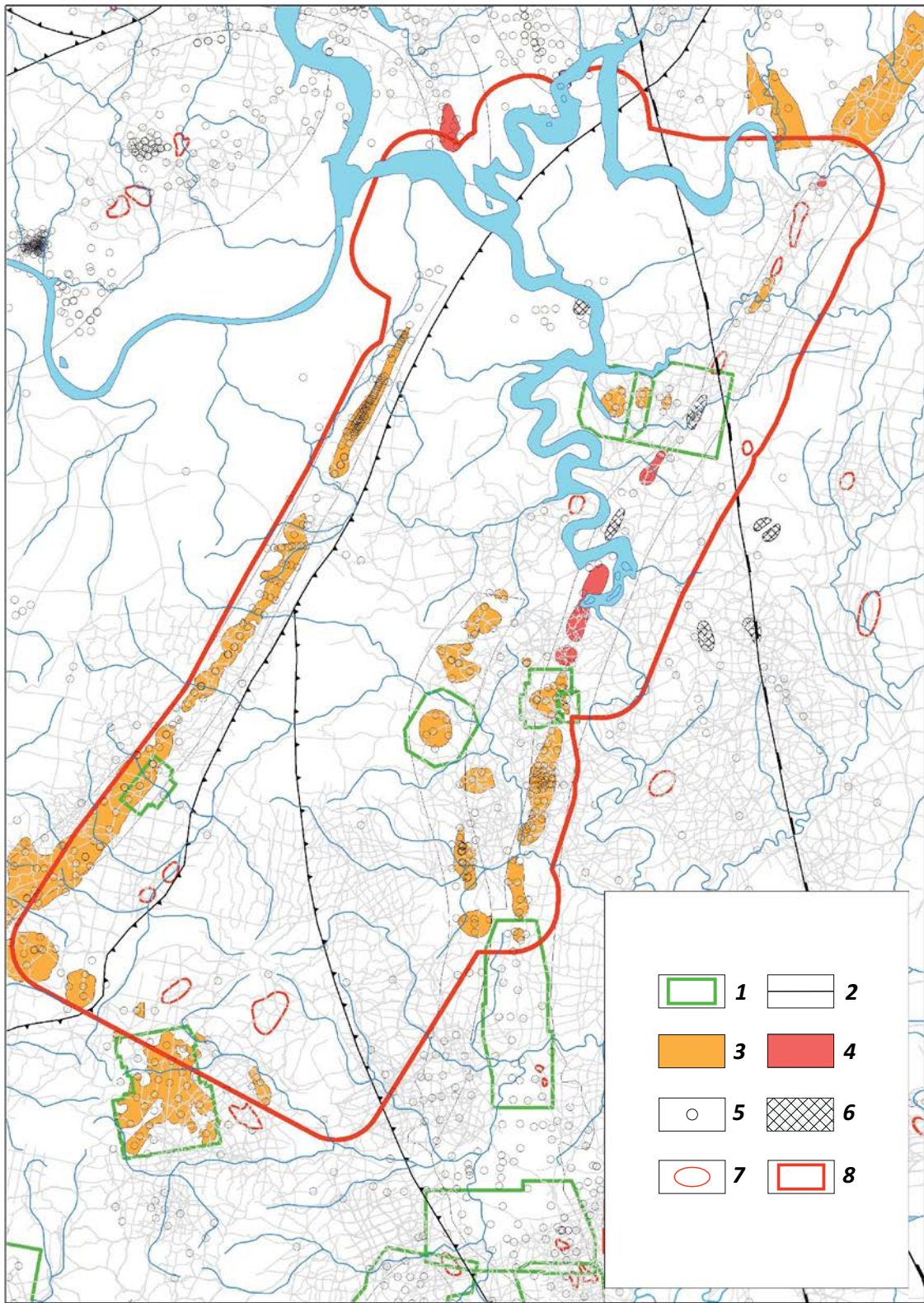
Модель рассчитана с помощью метода миграции Invasion Percolation, отличающегося относительно высокой скоростью вычислений и достоверностью оценки начальных суммарных ресурсов.

Анализ результатов и оценка достоверности бассейновой 3D-модели

По результатам проведенных исследований выявлено, что основными источниками генерации УВ в регионе исследования являются две нефтегазоматеринские толщи: калтасинская свита нижнего рифея [5] и семилукский горизонт среднефранского подъяруса верхнего девона. Наибольшей преобразованностью ОВ данных нефтегазоматеринских пород (НГМП) характеризуется северо-восточная наиболее погруженная часть полигона моделирования, здесь же отмечаются максимальные значения

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

Рис. 1. Схема изученности территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением
Fig. 1. Exploration maturity scheme: seismic and deep drilling

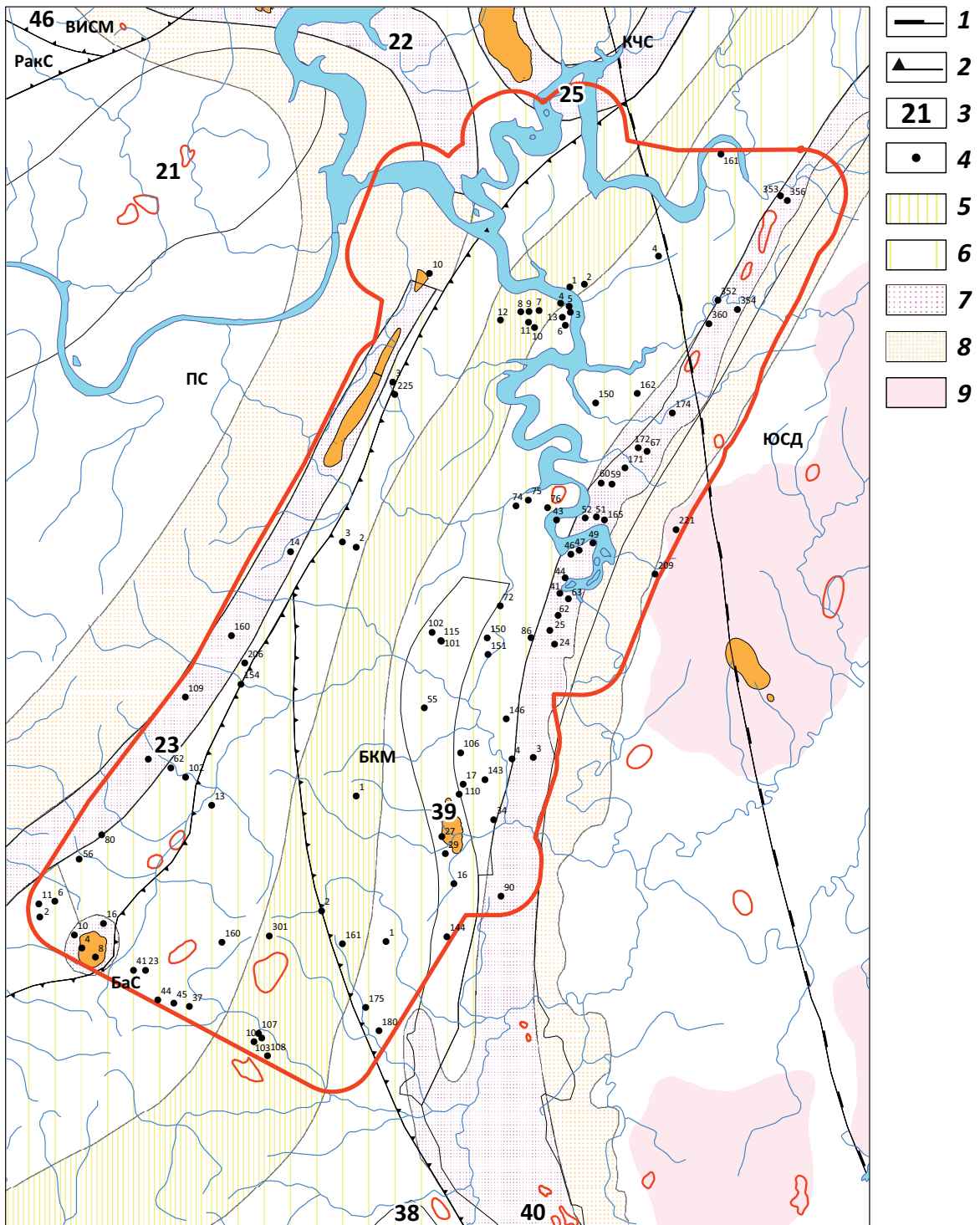


1 — площади сейсморазведочных работ 3D; **2** — линии сейсмических профилей 2D; **обобщенные контуры месторождений УВ-сырья (3, 4): 3** — распределенного фонда, **4** — нераспределенного фонда; **5** — глубокие скважины; **структуры (6, 7): 6** — с запасами, не поставленными на баланс, **7** — подготовленные и выявленные фонда недр УВ-сырья; **8** — границы 3D-бассейновой модели

1 — area of 3D seismic survey; **2** — 2D seismic survey lines; **generalized outlines of HC fields (3, 4): 3** — allocated fund, **4** — unallocated fund; **5** — deep wells; **structures (6, 7): 6** — with the reserves not included in the State Register, **7** — prepared and identified of the subsoil fund; **8** — boundaries of 3D basin model

Рис. 2. Тектоническая схема территории 3D-бассейнового моделирования и выбранные скважины для структурных построений (выкопировка из карты фонда структур и месторождений Пермского края на 01.01.2022 г.)

Fig. 2. Tectonic framework of the area of 3D basin modelling and wells selected for structural imaging (fragment of the map of structure fund and fields in the Perm Krai as for 01.01.2022)



Границы (1, 2): 1 — Предуральского прогиба, 2 — тектонических элементов I порядка (БКСМ — Бымско-Кунгурская моноклинал, БаС — Бабкинская седловина, ВИСМ — Висимская моноклинал, КЧС — Косьюинско-Чусовская седловина, ПС — Пермский свод, РакС — Ракшинская седловина, ЮСД — Юрюзано-Сылвенская депрессия); 3 — тектонические элементы II порядка (21 — Краснокамский вал, 22 — Межевская валообразная зона, 23 — Лобановская валообразная зона, 25 — Каменоложская валообразная зона, 38 — Сосновский выступ, 39 — Мазунинская зона поднятий, 40 — Веслянская валообразная зона, 46 — Романшорский вал); 4 — скважины с данными для 3D-модели; **Камско-Кинельская система (5–9):** 5 — осевая зона, 6 — внутренняя прибортовая зона, 7 — бортовая зона и палеоплато, 8 — внешняя прибортовая зона, 9 — органогенные банки.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Legend for Fig. 2

Boundaries (1, 2): 1 — Urals foredeep, 2 — I-st order tectonic elements (БКМ — Bymsky-Kungursky monocline, БаС — Babkinsky saddle, ВИСМ — Visimsky monocline, КЧС — Kos'vinsky-Chusovsky saddle, ПС — Permian arch, РаКС — Rakshinsky saddle, ЮСД — Yuryuzano-Sylvensky depression); 3 — II-nd order tectonic elements (21 — Krasnokamsky swell, 22 — Mezhevsky swell-like zone, 23 — Lobanovsky swell-like zone, 25 — Kamenolozhsky swell-like zone, 38 — Sosnovsky salient, 39 — Mazuninsky zone of highs, 40 — Veslyansky swell-like zone, 46 — Romanshorskyy swell); 4 — wells with data for 3D model; **Kamsky-Kinel'sky system (5-9):** 5 — axial zone, 6 — inner near-flank zone, 7 — flank zone and paleo-plateau, 8 — outer near-flank zone, 9 — organic banks.

For other Legend items see Fig. 1

Рис. 3. Структурный каркас 3D-бассейновой модели

Fig. 3. Structural framework of the 3D basin model

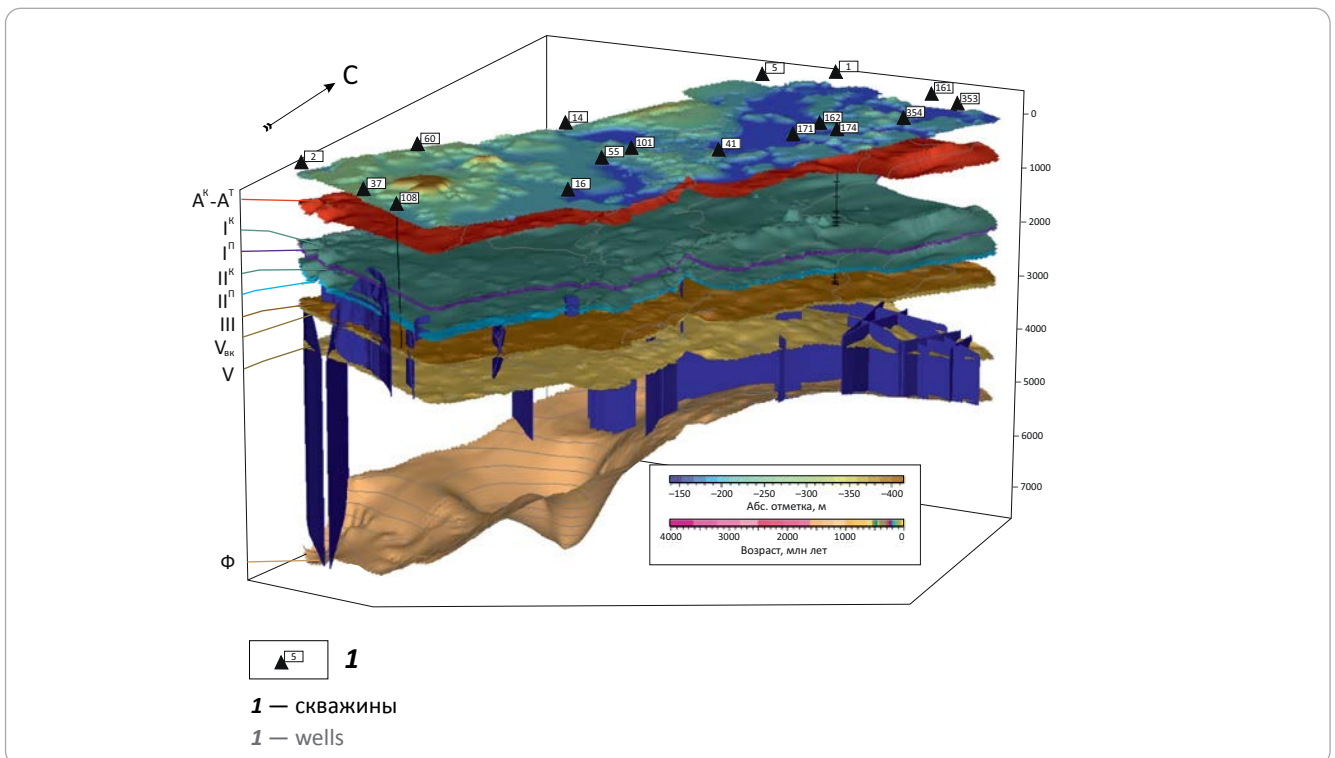


Рис. 4. Пример калировки современного теплового режима недр и преобразованности ОВ в скв. 62

Fig. 4. Example of modern subsoil thermal conditions and OM transformation in 62 Well

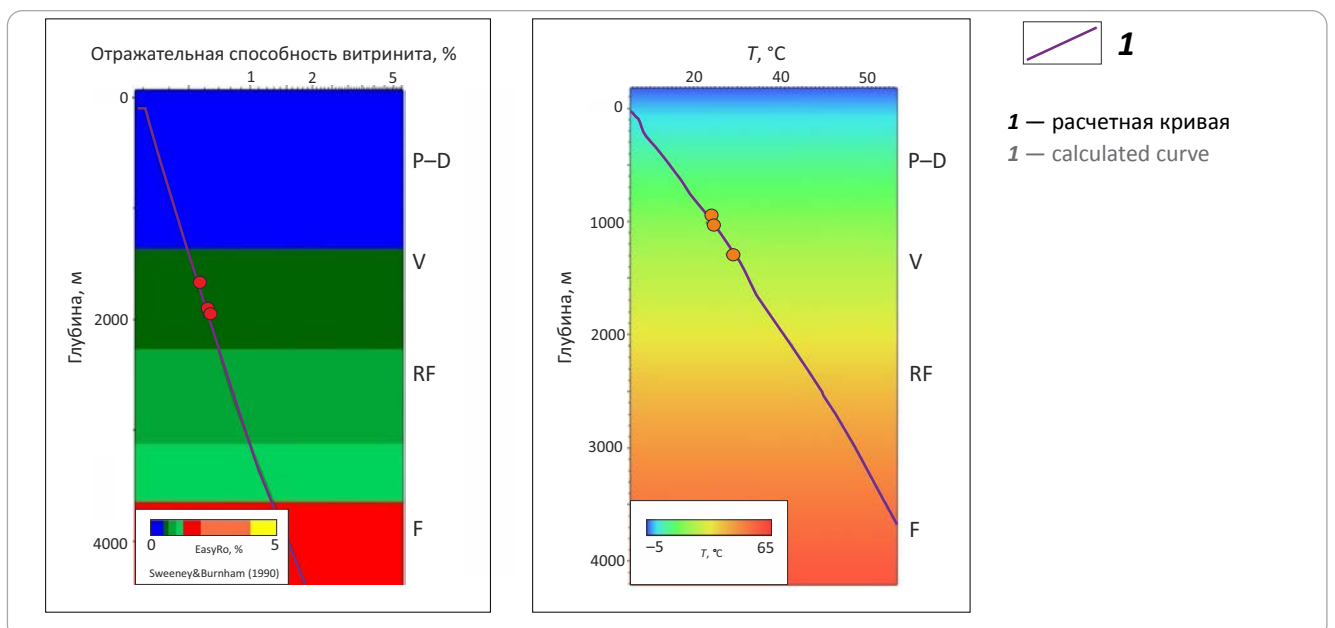
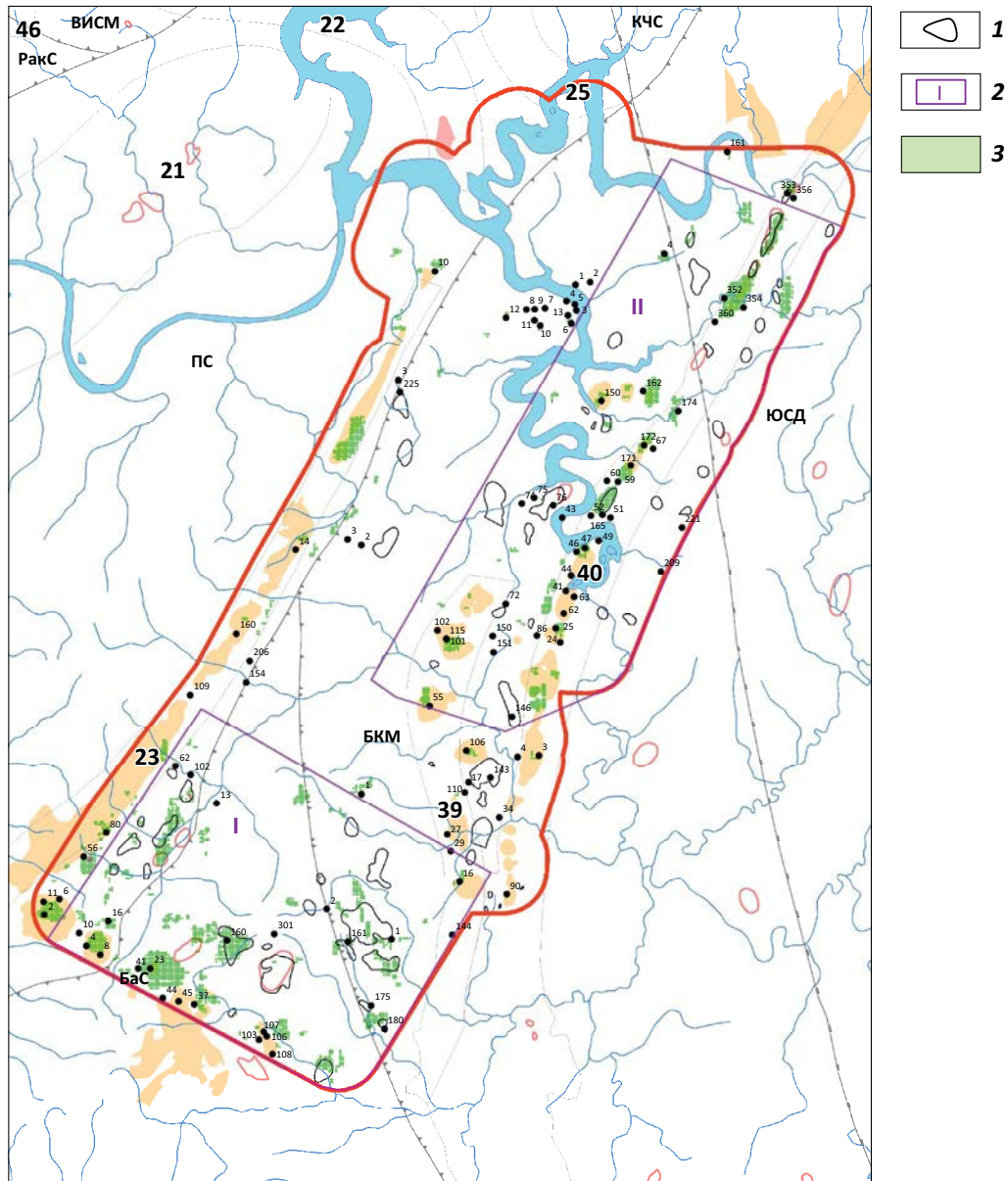




Рис. 5. Перспективные зоны по результатам бассейнового моделирования
Fig. 5. Promising zones according to the basin modelling results



1 — структуры, выявленные по сейсмическим данным; **2** — перспективные зоны, выявленные по результатам бассейнового моделирования; **3** — прогнозные аккумуляции УВ.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

1 — structures identified using seismic data; **2** — promising zones identified as a result of basin modelling; **3** — predicted HC accumulations.

For other Legend items see Fig. 1, 2

коэффициента трансформации керогена в рифейских отложениях (до 95 %) и семилукском горизонте (до 75 %). За счет больших мощностей калтасинской свиты в юго-западной части полигона моделирования выделен еще один крупный очаг генерации нефти. На данной территории генерационный потенциал рифейских НГМП выработан на 85–95 %, семилукского горизонта — 25–35 %.

Остальная же территория, в том числе центральная часть полигона моделирования, харак-

теризуется относительно высокой выработкой потенциала калтасинских НГМП (до 80 %) и средней — семилукских (30–50 %) [6].

Прочие НГМП (турнейского, фаменского, франского и окского возраста) оказывали меньшее влияние на заполнение структур полигона исследования (до 10 % сгенерированных УВ).

Анализ сходимости прогнозных аккумуляций и залежей УВ по данным Государственного баланса показал высокую достоверность моделирования.

Также прогнозные аккумуляции, обнаруженные в результате построения модели, подтверждаются фактическими данными — нефтепроявлениями по керну, результатами испытаний в скважинах.

Прогноз перспектив нефтегазоносности по результатам бассейнового 3D-моделирования

В целом модель успешно отразила распространение коллекторов на западном, восточном бортах и осевой части Камско-Кинельской системы прогибов. Результаты моделирования выявляют актуальную концепцию формирования [7], фазовый состав залежей и их ресурсный потенциал.

Выводы

1. В изучаемом разрезе установлено наличие НГМП с высоким генерационным потенциалом, достаточным для заполнения коллекторов в границах месторождений и структур основных нефтегазоносных комплексов.

2. В нижне-средневизейском терригенном и верхневизейско-башкирском карбонатном нефтегазоносных комплексах, по результатам моделирования, сосредоточено более 70 % начальных суммарных ресурсов, что подтверждает общую концепцию нефтегазоносности района.

3. По генезису ловушки УВ-сырья являются в основном структурными.

4. Фазовый состав флюида, по результатам бассейнового моделирования, — нефть. Это обусловлено выбором полигона моделирования, где восточная часть территории не испытывала достаточного погружения для достижения НГМП стадии катагенеза выше МК₃. Однако, по проведенным ранее

исследованиям [8], миграция флюидов с последующим образованием газовых залежей на восточном борту Камско-Кинельской системы прогибов происходит из восточной части Юрюзано-Сылвенской депрессии с достаточным погружением НГМП, где они достигают газового окна. Именно за счет этого северо-восточная часть территории в основном характеризуется залежами газообразных УВ.

5. Ресурсы изучаемой территории — 340 млн т усл. топлива (по данным Государственного баланса — 299 млн т усл. топлива [1, 2]), при этом заполняемость уже открытых залежей УВ по всем нефтегазоносным комплексам близка к максимально полной, что соответствует фактическим данным и свидетельствует о высокой достоверности исследования.

6. Аккумуляции, выявленные в пределах территории исследования и не попавшие в контуры месторождений, стоящих на балансе, рассматриваются как перспективные для открытия новых залежей УВ. Наличие скоплений в пластах по данным бассейнового моделирования рассматривается в качестве одного из критериев перспективности объекта.

7. Выделены две перспективные зоны (I и II) (рис. 5), включающие осевую и внутреннюю приобортовую зоны, где в контурах, выделенных по сейсморазведочным данным структур, получены прогнозные скопления УВ по результатам бассейнового моделирования. Остальные части территории исследования при текущем уровне изученности обладают средними перспективами обнаружения новых залежей УВ, в том числе за счет отсутствия подтвержденных сейсморазведочными работами структур и проявлений нефтегазоносности в скважинах.

Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2021 г. Вып. 82. Газы горючие. Приволжский федеральный округ. Ч. 2. Пермский край : в 2 кн. — М., 2021. — 403 с.
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2021 г. Вып. 81. Нефть. Приволжский федеральный округ. Ч. 2. Пермский край : в 2 кн. — М., 2021. — 541 с.
3. 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. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35.
4. 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. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43.
5. Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасева Т.В. Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. — 2017. — Т. 16. — № 3. — С. 275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275.
6. 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.
7. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. — М. : «ЕАГЕ Геомодель», 2014. — 232 с.
8. Корякин С.Ю. Опыт бассейнового моделирования верхнедевонских карбонатных отложений на юго-восточной части Пермского края // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. по мат-лам XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Пермь, 2–5 апреля 2019 г.). — Пермь, 2019. — С. 313–315.

References

1. Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiskoi Federatsii na 1 yanvarya 2021 g. Vypusk 82. Gazy goryuchie. Privolzhskii federal'nyi okrug. Ch. 2. Permskii kraj : v 2 kn. [State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation as on January 1, 2021; Vol. 82. Natural combustible gas. Volga Federal District. Part 2. Perm Krai: in two books]. Moscow; 2021. 403 p. In Russ.

2. *Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiskoi Federatsii na 1 yanvarya 2021 g. Vypusk 82. Gazy goryuchie. Privolzhskii federal'nyi okrug. Ch. 2. Permskii krai : v 2 kn. [State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation as on January 1, 2021; Vol. 81. Oil. Volga Federal District. Part 2. Perm Krai : in two books]. Moscow; 2021. 541 p. In Russ.*
3. *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.
4. *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.
5. *Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karaseva T.V.* The analysis of oil and gas potential of the riphean-vednian deposits of the northeast part of the Volga-Ural oil and gas province. *Bulletin of Perm University. Geology.* 2017;16(3):275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275. In Russ.
6. *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.
7. *Zhemchugova V.A.* Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii [Reservoir sedimentology of carbonate deposits]. Moscow : "EAGE Geomodel"; 2014. 232 p. In Russ.
8. *Koryakin S.Yu.* Opyt basseinovogo modelirovaniya verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii na yugo-vostochnoi chasti Permskogo kraia [Experience in basin modeling of Upper Devonian carbonate deposits in the South-East of the Perm territory]. In: *Geologiya v razvivayushchemsya mire: sb. nauch. tr. po mat-lam XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (Perm', 2–5 April 2019).* Perm'; 2019. pp. 313–315. In Russ.

Информация об авторах

Макиев Тимур Тариелович

Инженер 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: timur.makiev@pnn.lukoil.com

Корякин Семен Юрьевич

Ведущий инженер

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

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

Information about authors

Makiev Timur Tarielovich

1st Category Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

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

e-mail: timur.makiev@pnn.lukoil.com

Koryakin Semen Yur'evich

Leading Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

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

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