




DOI 10.22363/2312-8143-2022-23-3-224-231
УДК 553.04

Научная статья / Research article

Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района

П.Н. Страхов , А.А. Маркелова  

Российский университет дружбы народов, Москва, Российская Федерация
 markelova-aa@rudn.ru

История статьи

Поступила в редакцию: 17 мая 2022 г.
Доработана: 2 сентября 2022 г.
Принята к публикации: 5 сентября 2022 г.

Ключевые слова:

пористость, проницаемость, коллектор, вероятность, генератор случайных чисел, функция, отложения, породы

Аннотация. Работа посвящена проблеме повышения надежности расчета куба проницаемости при построении трехмерной геологической модели. Общераспространенный способ механического переноса зависимостей между пористостью и проницаемостью, полученных на основании аппроксимации данных исследования керна, дает слишком расплывчатый результат, так как не учитываются ни различия размеров ячеек и образцов, ни большой разброс значений анализируемых зависимостей. Вместо этого предлагается с помощью стохастических методов для каждой элементарной ячейки рассчитывать гистограммы проницаемости. Вначале анализируются результаты определения петрофизических свойств, выполненного в лабораторных условиях. Для пород с близкими значениями пористости рассчитываются вероятности встречаемости пород, проницаемость которых превышает ряд пороговых значений. Затем для каждой пороговой величины проницаемости определяются эмпирические зависимости вероятности превышения данного значения от пористости. На следующем этапе осуществляется адаптация полученных результатов для масштаба ячейки. Используется метод Монте-Карло. Каждая ячейка представляется в качестве совокупности большого количества пород, размеры которых близки аналогичным параметрам образцов. Каждой виртуальной породе с помощью генератора случайных чисел задается пористость с таким расчетом, что сохраняется среднее значение пористости ячейки. Для каждой условной породы рассчитываются вероятности превышения соответствующих пороговых значений проницаемости. На основании куба пористости для каждой ячейки автоматически рассчитывается вероятность существования всех диапазонов проницаемости. Приводятся примеры реализации предлагаемой методики при изучении терригенных отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района.

Для цитирования

Страхов П.Н., Маркелова А.А. Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2022. Т. 23. № 3. С. 224–231. <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2022-23-3-224-231>



Probabilistic assessment of the permeability of the deposits of the upper part of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region

Pavel N. Strakhov , Anastasia A. Markelova  

Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), Moscow, Russian Federation

 markelova-aa@rudn.ru

Article history

Received: May 17, 2022

Revised: September 2, 2022

Accepted: September 5, 2022

Keywords:

porosity, permeability, reservoir, probability, random number generator, function, deposits, rocks

Abstract. The work is devoted to the problem of increasing the reliability of the calculation of the permeability cube in the construction of a three-dimensional geological model. The common method of mechanically transferring the relationship between porosity and permeability, obtained on the basis of the approximation of the results of the study of the core, gives too vague result since neither the differences in the sizes of cells and samples, nor the large scatter of the values of the analyzed dependencies are taken into account. Instead, it is proposed to use stochastic methods to calculate permeability histograms for each elementary cell. First, the analysis of the results of determining the petrophysical properties performed in the laboratory is carried out. For rocks with similar porosity values, the probability of occurrence of rocks whose permeability exceeds a number of threshold values is calculated. Then, for each threshold value of permeability, empirical dependences of the probability of exceeding a given value on porosity are determined. At the next stage, the obtained results are adapted to the cell scale. The Monte Carlo method is used. Each cell is represented as a set of a large number of rocks, the sizes of which are close to those of the samples. Each virtual rock is assigned a porosity using a random number generator in such a way that the average value of the cell porosity is stored. For each conditional rock, the probabilities of exceeding the corresponding permeability thresholds are calculated. Based on the porosity cube for each cell, the probability of existence of all permeability ranges is automatically calculated for each cell. The authors provide examples of the implementation of the proposed methodology in the study of terrigenous deposits of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region.

For citation

Strakhov PN, Markelova AA. Probabilistic assessment of the permeability of the deposits of the upper part of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2022;23(3):224–231. (In Russ.) <https://doi.org/10.22363/2312-8143-2022-23-3-224-231>

Введение

Перспективы нефтегазоносности Шаимского района в настоящее время во многом связаны с освоением терригенных отложений тюменской свиты [1]. Исследование фильтрационных свойств пород продуктивных горизонтов остается актуальным и при проведении поисково-разведочных работ, и, безусловно, при проектировании систем разработки месторождений углеводородов. Ответ на данный вопрос во многом определяет объемы финансирования, а в ряде случаев, и саму возможность освоения выбранного нефтегазоносного объекта, так как данный параметр определяет первоначальные дебиты искомого сырья из продуктивных отложений. Основная проблема заключа-

ется в определении проницаемости исследуемых отложений. Значимость данной проблемы наиболее ярко проявляется при построении цифровой геологической модели [2–4].

1. Оценка проницаемости на основе исследований данных по лабораторным исследованиям керна

Основная проблема заключается в определении проницаемости исследуемых отложений. В настоящее время существуют только два сравнительно надежных способа корректного изучения данного параметра: по результатам гидродинамических исследований скважин и анализ керна в лабораторных условиях [5]. В первом случае предусмат-

ривается ограниченное количество объектов изучения в первую очередь по экономическим причинам. Во-втором, возникают сложности оценки фильтрационных свойств пластов. При изучении месторождений имеется возможность получить достаточно надежную информацию только с помощью определения параметра пористости слоев в результате интерпретации промыслово-геофизических методов. Информацию о фильтрационных свойствах слоев в подавляющем большинстве случаев получают на основании устанавливаемых эмпирических связей между пористостью и проницаемостью, измеренных по данным

керна. В последующем осуществляется простой пересчет кривых пористости по данным промысловой геофизики с помощью соответствующих формул. При этом следует учитывать, что характер соотношений данных параметров предопределяет появление существенных ошибок. Как правило, фиксируется большой разброс значений, что предопределяет появление значительной погрешности в искомом результате. Это хорошо иллюстрирует график, отражающий особенности связи между пористостью и проницаемостью образцов керна Даниловского месторождения (рис. 1), которые представлены терригенными породами.

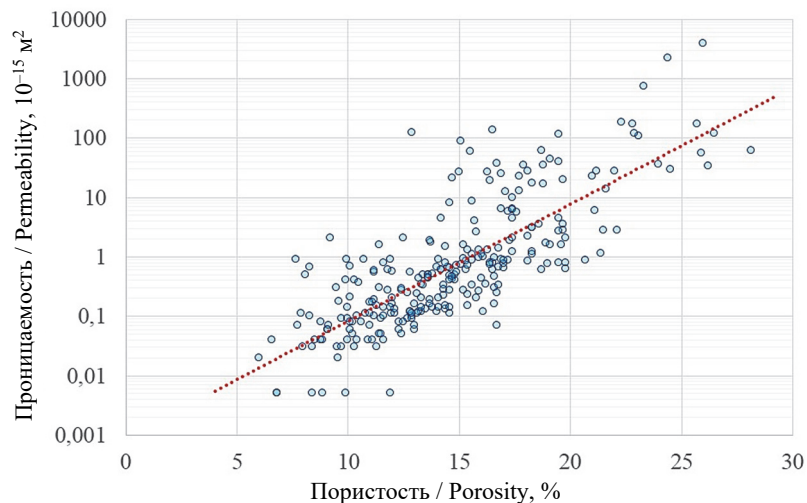


Рис. 1. Соотношение пористости и проницаемости пород тюменской свиты Даниловского месторождения
Figure 1. The ratio of porosity and permeability of rocks of the Tyumen formation of the Danilovsky deposit

Фиксируется слишком большой разброс значений, чтобы можно было говорить о достоверности прогноза фильтрационных свойств по общепринятой методике. Отклонения от данного тренда практически составляют плюс-минус порядок значений проницаемости. Тем не менее хорошо прослеживается общая тенденция улучшения фильтрационных свойств образцов по мере увеличения их пористости. Приведенная информация однозначно указывает на необходимость осуществлять комплексирование детерминистических и вероятностных методов [6; 7] при обработке результатов лабораторных исследований керна.

2. Оценка проницаемости на основе комплексирования вероятностных и детерминированных методов

В ходе проведения целевых исследований за основу была принята классификационная схема коллекторов, предложенная А.А. Ханниным (1969) [8; 9].

В пределах Шаимского района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются 4 класса коллектора: 3 (проницаемость от 100 до 500 10^{-15} м^2), 4 (от 10 до 100 10^{-15} м^2), 5 (от 1 до 10 10^{-15} м^2) и 6 (от 0,1 до 1 10^{-15} м^2). Вначале рассчитывалась вероятность превышения определенного порога проницаемости ($0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ для группы коллекторов 1–6 классов; $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – 1–5 классов; $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – для 1–4 классов и $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – для 1–3 классов), которая с квадратичным коэффициентом корреляции 0,92–0,97 описывалась эмпирической формулой

$$P_K^k = 1 - \exp[-\exp(A \times K_n^k - B)], \quad (1)$$

где P_K^k – вероятность отнесение образца к коллекторам, д. ед.; K_n^k – пористость, определенная по керну, д. ед.; A, B – коэффициенты пропорциональности.

Корректное использование формулы (1) возможно только при анализе свойств образцов.

При изучении строения пластов эту формулу не целесообразно рекомендовать к использованию в чистом виде. Основная причина – изменение масштаба исследований, что, как правило, влечет за собой появление ряда побочных эффектов [10; 11]. Пласт практически всегда имеет достаточно более сложное строение, чем единичный образец. В его составе отмечается изменения фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу. Также следует учитывать, что по материалам промыслово-геофизических исследований мы можем определять только среднее значение пористости. Соответственно фильтрационные свойства отложений также остаются непостоянными [12]. Поэтому предлагается для адаптации полученных зависимостей при изучении продуктивных отложений более высокого иерархического уровня использовать метод Монте-Карло.

В данном случае предлагается представить пласт как совокупность бесконечно большого количества образцов, пористость которых будет задаваться с помощью генератора случайных чисел. При этом будет соблюдаться ряд условий. Во-первых, средняя пористость виртуальной выборки образцов будет равняться значению данного параметра, принятого для соответствующего слоя или пласта. Во-вторых, генерация величин емкостных свойств условных пород будет осуществляться в соответствии с выбранным законом распределения (нормальный, логнормальный и т. д.). В-третьих, задается интервал изменения искомого параметра. В данном примере был выбран логнормальный закон распределения и среднеквадратическое отклонение составило половину значения соответствующего значения пористости. Затем следует для каждого виртуального образца определить по формуле (1) вероятность преодоления каждого из обозначенных порогового барьера проницаемости и рассчитать ее среднее значение для каждой условной выборки с соответствующей средней пористостью, после аппроксимировать связь между данным показателем и пористостью с помощью формулы

$$P_K^{\Pi} = 1 - \exp[-\exp(A_1 K_{\text{пор}}^2 + B_1 K_{\text{пор}} + C)], \quad (2)$$

где P_K^{Π} – вероятность существования проницаемости пласта не менее порогового значения для соответствующей совокупности классов, д. ед. [11]; $K_{\text{пор}}$ – пористость пласта, д. ед.; A_1, B_1, C – коэффициенты пропорциональности

Следует отметить, что рассматриваемые функции – формулы (1) и (2) – характеризуется хорошо выраженной асимптотикой в области низких и высоких значений. Для наименьших величин пористости возможность существования коллектора практически приближена к 0, и, наоборот, при очень больших значениях пористости рассматриваемая вероятность стремится к 1. Кроме этого представляется логичным то обстоятельство, что чем больше порог фильтрационных свойств, тем меньше вероятность существования соответствующей группы коллекторов [11; 13; 14].

3. Методология вероятностной оценки проницаемости терригенных пород

Для отложений тюменской свиты по ряду месторождений, по которым имелось достаточно большое количество определений по ядру коллекторских свойств, были построены искомые зависимости, адаптированные к масштабу пласта (формула (2), рис. 2). В последующем полученные эмпирические функции были использованы для определения вероятностей существования каждого класса коллектора для всех месторождений исследуемой территории:

$$P_{K_{\text{пор}i}}^{N_{\text{кл}}} = P_{K_{\text{пор}i}}^{1-N_{\text{кл}}} - P_{K_{\text{пор}i}}^{1-(N-1)_{\text{кл}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{пор}i}$ – вероятность формирования коллектора определенного класса; $P_{K_{\text{пор}i}}^{N_{\text{кл}}}$ – вероятность существования коллектора N -го класса в i -й ячейке геологической модели, д. ед.; $P_{K_{\text{пор}i}}^{1-N_{\text{кл}}}$ – вероятность существования коллекторов $1 - N$ классов в i -й ячейке геологической модели, д. ед.; $P_{K_{\text{пор}i}}^{1-(N-1)_{\text{кл}}}$ – вероятность существования коллекторов $1 - (N - 1)$ классов в i -й ячейке геологической модели, д. ед.

Для каждого класса коллектора были построены схемы вероятности обнаружения отложений с соответствующими фильтрационными свойствами (рис. 3). В целом отмечается тенденция ухудшения коллекторов в восточном направлении, соответствующем последовательному погружению продуктивных отложений. По всей видимости, это обусловлено и характером изменения условий осадконакопления, и особенностями развития постседиментационных преобразований, которым геологам следует уделить повышенное внимание [15; 16].

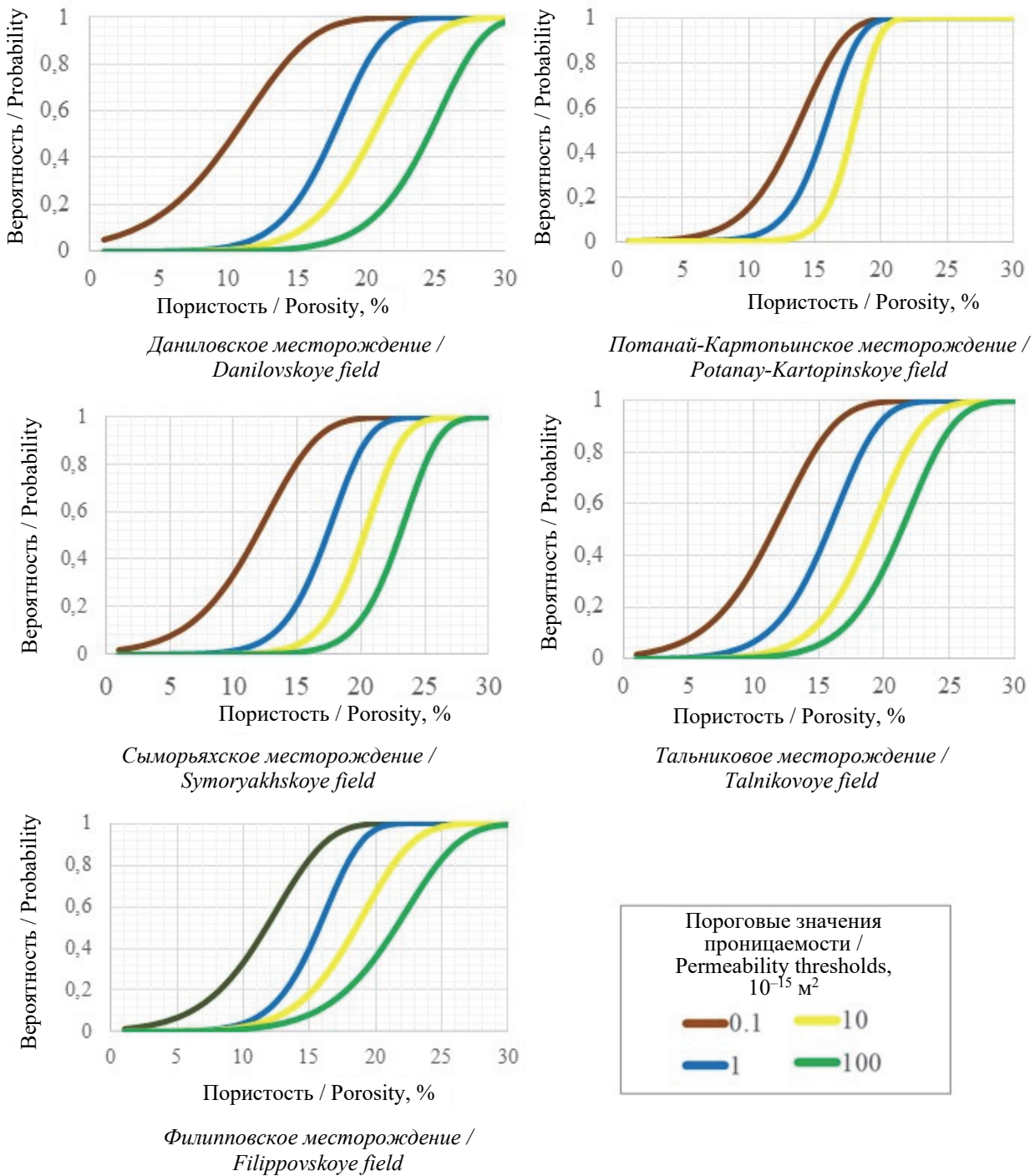


Рис. 2. Пример графиков вероятностей превышения ряда пороговых значений проницаемости продуктивных отложений среднеюрского отдела Шаимского района
Figure 2. Probabilities of exceeding a number of threshold values of permeability of productive sediments of the Middle Jurassic department

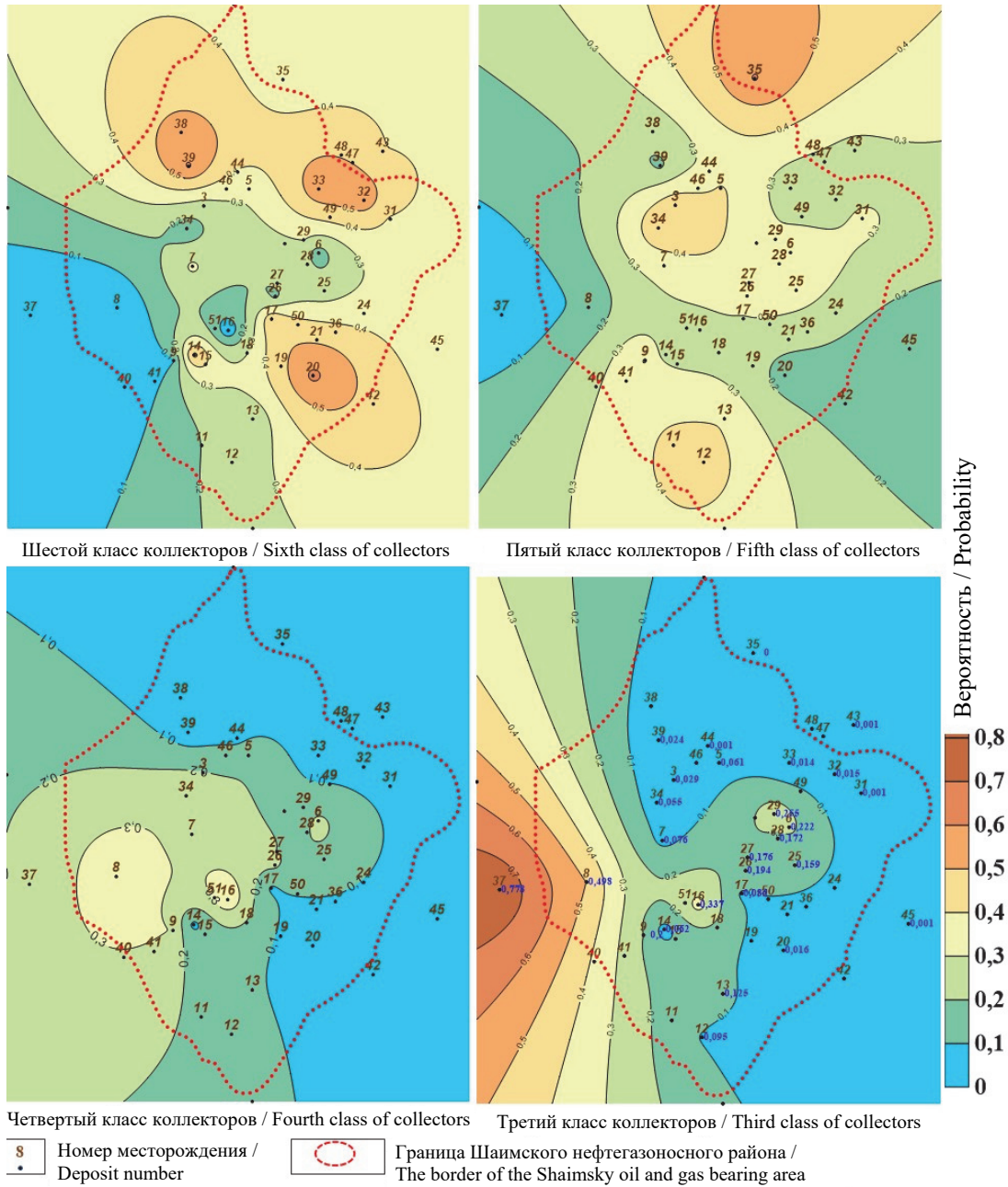


Рис. 3. Принципиальная схемы вероятности обнаружения коллекторов различных классов проницаемости отложений тюменской свиты среднеюрского отдела:

- 1 – Шушминское; 2 – Сыморьяхское; 3 – Тальниковое; 4 – Даниловское; 5 – Среднекондинское; 6 – Хултурское; 7 – Мулымьинское; 8 – Трехозерное; 9 – Мортмыа-Тетеревское; 10 – Узбекское; 11 – Андреевское; 12 – Славинское; 13 – Убинское; 14 – Среднемулымьинское; 15 – Полюемское; 16 – Толумское; 17 – Западно-Семивидовское; 18 – Каюмовское; 19 – Лумутинское; 20 – Мансингьянское; 21 – Филипповское; 22 – Урайское; 23 – Лазаревское; 24 – Потанайское (Потанай-Картопийское); 25 – Пайтыхское; 26 – Ловинское; 27 – Северо-Даниловское; 28 – Западно-Тугровское; 29 – Северо-Семивидовское; 30 – Иусское; 31 – Верхнекондинское; 32 – Супринское; 33 – Тангинское; 34 – Экутальское; 35 – Восточно-Толумское; 36 – Яхлинское; 37 – Малопотанайское; 38 – Онтохское; 39 – Малошущминское; 40 – Новомостовское; 41 – Западно-Новомостовское; 42 – Малокартопийское; 43 – Южно-Валовое; 44 – Западно-Славинское

Figure 3. Schematic diagram of the probability of detection of reservoirs of various classes of permeability of deposits of the Tyumen formation of the Middle Jurassic department:

- 1 – Shushminskoye; 2 – Symoryakhskoye; 3 – Talnikovoye; 4 – Danilovskoye; 5 – Srednekondinskoye; 6 – Khulturskoye; 7 – Mulyuminskoye; 8 – Trekhozerno; 9 – Morytmya-Teterevskoye; 10 – Uzbek; 11 – Andreevskoye; 12 – Slavinskoye; 13 – Ubinskoye; 14 – Srednemulyuminskoye; 15 – Polemskoye; 16 – Tolumskoye; 17 – Zapadno-Semividovskoye; 18 – Kayumovskoye; 19 – Lumutinskoye; 20 – Mansingyanskoye; 21 – Filippovskoye; 22 – Urayskoye; 23 – Lazarevskoye; 24 – Potanayskoye (Potanay-Kartopinskoye); 25 – Paytykhskoye; 26 – Lovinskoye; 27 – Severo-Danilovskoye; 28 – Zapadno-Tugrovskoye; 29 – Severo-Semividovskoye; 30 – Iusskoye; 31 – Verkhnekondinskoye; 32 – Suprinskoye; 33 – Tanginskoye; 34 – Ekutalskoye; 35 – Vostochno-Tolumskoye; 36 – Yakhliinskoye; 37 – Malopotanayskoye; 38 – Ontokhskoye; 39 – Maloshushminskoye; 40 – Novomostovskoye; 41 – Zapadno-Novomostovskoye; 42 – Malokartopinskoye; 43 – Yuzhno-Valovoye; 44 – Zapadno-Slavinskoye

Заключение

Полученные результаты представляют интерес не только для анализа характера распространения коллекторов различных классов. Данные схемы важны при проектировании поисковых работ с целью выявления неструктурных залежей углеводородов. В частности, в северо-восточной и юго-восточной частях Шаимского нефтегазоносного района отмечается аномально-высокая вероятность распространения отложений, проницаемость которых изменяется в интервале от 0,1 до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при подсчете запасов и создании проекта разработки залежей углеводородов данные породы практически не учитываются). То есть здесь существует обстановка, негативно влияющая на миграцию флюидов (в первую очередь это касается углеводородов), что в свою очередь создает предпосылки для образования литологических барьеров и, следовательно, формирования ловушек нефти и газа литологического или структурно-литологического типов. Предлагаемый подход позволяет повысить эффективность как освоения месторождений углеводородов, так и проведения поисково-разведочных работ.

Список литературы

1. Федорова М., Кирзелева О., Катаев О. Тюменская свита. Методология создания концептуальных геологических моделей // *Oil & Gas Journal Russia*. 2016. № 11. С. 60–63.
2. Варламов А.И., Гогоненков Г.Н., Мельников П.Н., Черемисина Е.Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России // *Геология нефти и газа*. 2021. № 3. С. 5–20. <https://www.doi.org/10.31087/0016-7894-2021-3-5-20>
3. Карнаухов А.М. Перспективы цифровизации исследовательской деятельности в геологоразведке // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2017. Т. 12. № 4. https://www.doi.org/10.17353/2070-5379/44_2017
4. Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Грунис Е.Г., Алексеев Р.А. Искусственный интеллект – важный инструмент современного геолога // *Геология нефти и газа*. 2021. № 2. С. 37–45.
5. Потехин Д.В., Путилов И.С. Обоснование применения методов интерпретации гидродинамических исследований скважин с различной конструкцией забоя // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2022. № 4. С. 28–32.
6. Blévec T., Dubrule O., John C.M., Hampson G.J. Geostatistical Earth modeling of cyclic depositional facies

and diagenesis // *AAPG Bulletin*. 2020. Vol. 104. Pp. 711–734. <https://www.doi.org/10.1306/05091918122>

7. Salmachi A., Dunlop E.C., Rajabi M., Yarmohammadtooski Z., Begg S. Investigation of permeability change in ultradeep coal seams using time-lapse pressure transient analysis: a pilot project in the Cooper Basin, Australia // *AAPG Bulletin*. 2019. Vol. 103. Pp. 91–107. <https://www.doi.org/10.1306/05111817277>

8. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 369 с.

9. Страхов П.Н., Колосков В.Н., Богданов О.А., Сапожников А.Б. Исследование неоднородностей нефтегазоносных отложений. М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2018. 189 с.

10. Мельник И.А. Определение статистической интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин // *Нефтяное хозяйство*. 2022. № 1. С. 16–20.

11. Страхов П.Н., Белова А.А., Маркелова А.А., Страхова Е.П. Учет неоднородностей продуктивных отложений при построении геологических моделей как резерв повышения эффективности водогазового воздействия // *Нефтяное хозяйство*. 2021. № 2. С. 46–49. <https://www.doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-46-49>

12. Богданов О.А. Выделение пластов с малоизмененным характером насыщения продуктивных отложений в процессе разработки газовых залежей // *Наука и техника в газовой промышленности*. 2016. № 3. С. 40–45.

13. Kapustin K., Grushevenko D. Evaluation of long-term production capacity and prospects of the oil and gas industry of Russian Federation // *E3S Web of Conferences – Energy Systems Research (Irkutsk, 2019)*. 2019. Vol. 114. <https://www.doi.org/10.1051/e3sconf/201911402001>

14. Ates H., Bahar A., El-Abd S., Charfeddine M., Kelkar M.G., Datta-Gupta A. Ranking and upscaling of geostatistical reservoir models using streamline simulation: a field case study // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2005. Vol. 8. Issue 1. Pp. 22–32. <https://www.doi.org/10.2118/81497-PA>

15. Сапожников А.Б. Необходимость обновления принципов постановки геологоразведочных работ с целью оптимизации выявления и разработки залежей углеводородов // *Недропользование XXI век*. 2019. № 3 (79). С. 20–24.

16. Larue D.K., Allen J.P., Beeson D. Fluvial architecture and four-dimensional saturation modeling of a steam flood // *AAPG Bulletin*. 2020. Vol. 104. No. 5. Pp. 1167–1196. <https://www.doi.org/10.1306/12031919080>

References

1. Fedorova M, Kirzeleva O, Kataev O. Tyumen formation. Methodology for creating conceptual geological models. *Oil & Gas Journal Russia*. 2016;(11):60–63. (In Russ.)

2. Varlamov AI, Gogonenkov GN, Melnikov PN, Cheremisina EN. Development of digital technologies in petroleum industry and subsoil use in Russia: current state and future considerations. *Russian Oil and Gas Geology*. 2021;(3):5–20. (In Russ.) <https://www.doi.org/10.31087/0016-7894-2021-3-5-20>
3. Karnaukhov AM. Prospects for the digitalization of research activities in geological exploration. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2017;12(4). (In Russ.) https://www.doi.org/10.17353/2070-5379/44_2017
4. Khisamov RS, Bachkov AP, Voitovich SE, Grunis EG, Alekseev RA. Artificial intelligence is an important tool for the modern geologist. *Russian Oil and Gas Geology*. 2021;(2):37–45. (In Russ.) <https://www.doi.org/10.31087/0016-7894-2021-2-37-45>
5. Potekhin DV, Putilov IS. Rationale for the application of methods for interpreting hydrodynamic studies of wells with different bottomhole designs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022;(4):28–32. (In Russ.)
6. Blévec T, Dubrule O, John CM, Hampson GJ. Geostatistical Earth modeling of cyclic depositional facies and diagenesis. *AAPG Bulletin*. 2020;104:711–734. <https://www.doi.org/10.1306/05091918122>
7. Salmachi A, Dunlop EC, Rajabi M, Yarmohammadtooski Z, Begg S. Investigation of permeability change in ultradeep coal seams using time-lapse pressure transient analysis: a pilot project in the Cooper Basin, Australia. *AAPG Bulletin*. 2019;103:91–107. <https://www.doi.org/10.1306/05111817277>
8. Khanin AA. *Oil and gas reservoir rocks and their study*. Moscow: Nedra Publ.; 1969. (In Russ.)
9. Strakhov PN, Koloskov VN, Bogdanov OA, Sapozhnikov AB. *Study of heterogeneities of oil and gas deposits*. Moscow: ITs RGU nefti i gaza Publ.; 2018. (In Russ.)
10. Melnik IA. Determination of statistical intensity of secondary geochemical processes based on well logging data. *Oil Industry*. 2022;(1):16–20. (In Russ.) <https://www.doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-16-20>
11. Strakhov PN, Belova AA, Markelova AA, Strakhova EP. Accounting for productive deposits heterogeneity in geological modeling in order to improve an efficiency of water-alternated-gas injection. *Oil Industry*. 2021;(2):46–49. (In Russ.) <https://www.doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-46-49>
12. Bogdanov OA. Isolation of reservoirs with a little-changed nature of the saturation of productive deposits during the development of gas deposits. *Science and Technology in the Gas Industry*. 2016;(3):40–45. (In Russ.)
13. Kapustin K, Grushevenko D. Evaluation of long-term production capacity and prospects of the oil and gas industry of Russian Federation. *E3S Web of Conferences – Energy Systems Research (Irkutsk, 2019)*. 2019;114. (In Russ.) <https://www.doi.org/10.1051/e3sconf/201911402001>
14. Ates H, Bahar A, El-Abd S, Charfeddine M, Kelkar MG, Datta-Gupta A. Ranking and upscaling of geostatistical reservoir models using streamline simulation: a field case study. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2005;8(1):22–32. <https://www.doi.org/10.2118/81497-PA>
15. Sapozhnikov AB. The need to update the principles of geological exploration in order to optimize the discovery and development of hydrocarbon deposits. *Subsurface Use of the XXI Century*. 2019;(3):20–24. (In Russ.)
16. Larue DK, Allen JP, Beeson D. Fluvial architecture and four-dimensional saturation modeling of a steam flood. *AAPG Bulletin*. 2020;104(5):1167–1196. <https://www.doi.org/10.1306/12031919080>

Сведения об авторах

Страхов Павел Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор департамента недропользования и нефтегазового дела, Инженерная академия, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0000-0002-9990-4514, eLIBRARY SPIN-код: 4821-8375; strakhov-pn@rudn.ru

Маркелова Анастасия Андреевна, аспирант, лаборант-исследователь, департамент недропользования и нефтегазового дела, Инженерная академия, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0000-0002-5437-3510, eLIBRARY SPIN-код: 4066-8031; markelova-aa@rudn.ru

About the authors

Pavel N. Strakhov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Mineral Developing and Oil & Gas Engineering, Academy of Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0000-0002-9990-4514, eLIBRARY SPIN-code: 4821-8375; strakhov-pn@rudn.ru

Anastasia A. Markelova, postgraduate student, laboratory researcher, Department of Mineral Developing and Oil & Gas Engineering, Academy of Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0000-0002-5437-3510, eLIBRARY SPIN-code: 4066-8031; markelova-aa@rudn.ru