

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Краткое сообщение

УДК 622.276:553.98:550.8

EDN: MAHTWB

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226

**Роль и значимость геологической неоднородности
в формировании продуктивности известняков
фаменского яруса Южно-Татарского свода**Л.С. Кулешова^a✉

^aИнститут нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета – филиал в Октябрьском, Октябрьский, Россия

Резюме. Цель проведенного исследования заключалась в идентификации степени и характера влияния геологической неоднородности на продуктивность залежей для использования полученных закономерностей при решении фундаментальных задач разработки нефтяных месторождений с учетом различной плотности геолого-промысловой информации и значительной неравномерности данных эксплуатации скважин. Объектом исследования являлись залежи фаменского яруса Южно-Татарского свода, расположенные в пределах Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. В ходе работы при помощи элементов многомерного регрессионного моделирования были получены зависимости продуктивности залежей от набора геолого-промысловых параметров и установлены следующие особенности: степень влияния параметров на продуктивность различна в условиях выделенных групп идентичных объектов; в отдельных случаях отмечается и различный характер влияния параметров, что подтверждает актуальность и необходимость реализации процедур дифференциации при проведении прогноза для снижения рисков принятия неэффективных управленческих решений. Представленные результаты могут быть использованы для обоснованной оценки продуктивности залежей на стадии их ввода в промышленную эксплуатацию. С учетом того, что погрешность представленных моделей на четверть выше, чем при использовании моделей, в которые входят показатели геологической неоднородности, их применение для составления первых проектных документов вполне обоснованно и позволяет недропользователям успешно формировать оптимальный подход к реализации эффективной системы разработки месторождений.

Ключевые слова: геологическая неоднородность, залежи фаменского яруса Южно-Татарского свода, геолого-статистическое моделирование, дифференциация и группирование залежей, оценка коэффициента продуктивности, разработка нефтяных месторождений

Для цитирования: Кулешова Л.С. Роль и значимость геологической неоднородности в формировании продуктивности известняков фаменского яруса Южно-Татарского свода // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 220–226. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226>. EDN: MAHTWB.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Brief report

**The role and significance of geological heterogeneity
in the formation of limestone productivity
in the Famennian stage of the South Tatar arch**Lyubov S. Kuleshova^a✉

^aInstitute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch, Oktyabrsky, Russia

Abstract. The purpose of the research is to identify the degree and nature of the geological heterogeneity impact on deposit productivity in order to use the obtained patterns in solving fundamental problems of oil field development considering different density of geological and field information and drastically uneven data of well operation. The object of the study is the Famennian stage deposits of the South Tatar arch located within the Volga-Ural oil and gas province. The use of

© Кулешова Л.С., 2024



the elements of multidimensional regression modeling allowed to obtain the dependences of deposit productivity on the number of geological and field parameters resulting in the establishment of the following features: the degree of parameters influence on productivity varies in the conditions of selected groups of identical objects; there are some cases featuring the different nature of parameter influence, which proves the relevance and necessity of implementing differentiation procedures when making a forecast in order to reduce the risks of making ineffective management decisions. The presented results can be used for reasonable estimation of deposit capacity at the stage of their commissioning. Since the error of the presented models is a quarter higher than the one of the models including the indicators of geological heterogeneity, it is quite reasonable to use them for drafting the first project documents as they allow subsoil users to successfully formulate an optimal approach to the implementation of an effective field development system.

Keywords: geological heterogeneity, Famennian stage deposits of the South Tatar arch, geological and statistical modeling, differentiation and grouping of deposits, productivity factor estimation, oil field development

For citation: Kuleshova L.S. The role and significance of geological heterogeneity in the formation of limestone productivity in the Famennian stage of the South Tatar arch. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):220-226. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226>. EDN: MAHTWB.

Введение

Известно, что геологическая неоднородность оказывает существенное влияние на изменение текущих и конечных технологических показателей разработки нефтяных месторождений [1, 2]. С другой стороны, одним из наиболее значимых параметров, оказывающих влияние на степень выработки запасов нефти, является коэффициент продуктивности $K_{\text{прод}}$. [3, 4].

В этих условиях важно знать, насколько значима роль геологической неоднородности по различным параметрам на продуктивность залежей, поскольку одной из актуальных задач эффективной разработки залежей является прогноз нефтеотдачи на стадии ввода месторождений в разработку. Этот прогноз возможен с использованием моделей, построенных по данным истории разработки залежей, находящихся длительное время в разработке на основе применения метода аналогий [5–8]. Тем не менее в ранней стадии разработки вопрос о геологической неоднородности остается открытым из-за слабой разбуренности месторождений. В связи с этим важно знать погрешности прогноза в условиях полного и ограниченного объема информации о залежах.

Материалы и методы исследования

Для условий фаменских залежей нефти в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода на основе проведения процедуры идентификации¹ было выделено четыре группы объектов, весьма близких друг другу по геолого-промысловой характеристике. По до-

бывающим скважинам этих залежей были отобраны значения $K_{\text{прод}}$, определенные по данным гидродинамических исследований в период стабилизации $K_{\text{прод}}$ после выхода скважин на максимальный оптимальный дебит. Рассчитывались средние значения $K_{\text{прод}}$ по каждому объекту.

С использованием многомерного корреляционно-регрессионного анализа было проведено построение моделей, где в качестве функции использован $K_{\text{прод}}$, а в качестве аргумента: $H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта, м; $H_{\text{э}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $H_{\text{э}}^{\text{п}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в зоне разбуривания, м; $H_{\text{п}}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м; m_r – коэффициент пористости по геофизике, %; m_k – коэффициент пористости по керну, %; $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, мкм²; $K_{\text{п}}$ – коэффициент песчанности, д. ед.; $K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности; $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания пласта, м; $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, °К; $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа; $\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с; μ_0 – относительная вязкость нефти; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа; G – газосодержание пластовой нефти, м³/т.

Кроме того, в качестве аргументов использовались параметры, характеризующие степень неупорядоченности системы по различным параметрам, то есть параметры, характеризующие геологическую неоднородность объектов²:

¹ Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Гилязетдинов Р.А. Использование метода аналогий через идентификацию в решении задач разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. 150 с.

² Мухаметшин В.Ш. Продуктивность скважин и залежей, ее прогнозирование и использование при решении задач разработки: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. 81 с.



– $K_{неод}$ – комплексный показатель неоднородности по М.А. Токареву [8];

– по эффективной нефтенасыщенной толщине: δ_{H_3} – среднее квадратичное отклонение, W_{H_3} – коэффициент вариации, \mathcal{E}_{H_3} – энтропия, \mathcal{E}_{H_3} – относительная энтропия, Π_{H_3} – параметр неоднородности;

– по толщине нефтенасыщенных пропластков: $\delta_{H_{II}}$ – среднее квадратичное отклонение, $W_{H_{II}}$ – коэффициент вариации, $\mathcal{E}_{H_{II}}$ – энтропия, $\mathcal{E}_{H_{II}}$ – относительная энтропия, $\Pi_{H_{II}}$ – параметр неоднородности;

– по пористости по данным геофизических исследований: δ_m – среднее квадратичное отклонение, W_m – вариация, \mathcal{E}_m – энтропия, \mathcal{E}_m – относительная энтропия, Π_m – параметр неоднородности.

Модели строились при использовании ограниченного и полного комплекса информации (с параметрами геологической неоднородности).

Результаты исследования и их обсуждение

Модели по фаменским группам объектов в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода с использованием полного комплекса информации имеют следующий вид (индексы объектов приведены в соответствии с работой Л.С. Кулешова с соавторами¹):

– по объектам группы 2.3.7.7.1

$$K_{\text{прод}} = -167 - 4,47H_3 + 10,4H_3^P - 7,6\delta_{H_3} + 0,027W_{H_3} + 40,3H_{II} - 68,5\delta_{H_{II}} + 2,33m_r; (R^2 = 0,989); \quad (1)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.2

$$K_{\text{прод}} = -65,3 + 11,6H_3 - 0,48H_3^P - 18\delta_{H_3} + 0,95W_{H_3} - 1,24H_{II} + 8,09\delta_{H_{II}} + 0,47W_{H_{II}}; (R^2 = 0,959); \quad (2)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.3

$$K_{\text{прод}} = 295,3 + 6,04H_3 - 205,6H_3^P + 479,2\delta_{H_3} - 55,8W_{H_3}; (R^2 = 0,979); \quad (3)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.4

$$K_{\text{прод}} = 54,5 - 2H_3 - 3,51H_3^P + 16,8\delta_{H_3} - 1,17W_{H_3} + 8H_{II} - 23,2\delta_{H_{II}}; (R^2 = 0,983); \quad (4)$$

– в целом по объектам фаменского яруса группы 2.3.7.7

$$K_{\text{прод}} = 140 + 2,48H_3 + 0,56H_3^P - 5,09\delta_{H_3} + 0,19W_{H_3} - 1,07H_{II} + 7,8\delta_{H_{II}} - 0,13W_{H_{II}} + 4,27m_r - 0,74m_k - 3,14\delta_m - 0,03W_m - 197,7K_{II} + 21,1\mathcal{E}_{H_3} - 25,3\mathcal{E}_{H_{II}} - 0,39\mathcal{E}_m; (R^2 = 0,941). \quad (5)$$

Особенностью фаменских залежей Южно-Татарского свода в карбонатных коллекторах является их высокая трещиноватость. Ее наличие косвенно подтверждают полученные модели (1)–(5). Из их анализа видно, что увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины приводит как к увеличению, так и к снижению продуктивности, что является следствием различной степени трещиноватости пород-коллекторов, которая искажает реальное чистое влияние H_3 и H_3^P на $K_{\text{прод}}$. Аналогичная картина складывается и по параметрам, отражающим неоднородность по H_3 и H_{II} , а именно δ_{H_3} , W_{H_3} , $\delta_{H_{II}}$, $W_{H_{II}}$, \mathcal{E}_{H_3} , $\mathcal{E}_{H_{II}}$.

Необходимо отметить то, что в условиях фамена не сказывается влияние коэффициентов песчаности и расчлененности на продуктивность, как в условиях залежей турнейского яруса. На наличие трещиноватости указывает и тот факт, что с увеличением пористости по данным лабораторных исследований $K_{\text{прод}}$ снижается, что говорит об увеличении трещиноватости в плотных породах, имеющих меньшую пористость. Также не отмечена связь проницаемости по керну и коэффициента продуктивности. В то же время отмечается рост $K_{\text{прод}}$ с увеличением пористости по геофизике и снижением по этому параметру неоднородности, отражаемой с помощью δ_m , W_m , \mathcal{E}_m . Иначе говоря, с одной стороны эти объекты, имея поровую пористость в интервале 6–10 %, можно характеризовать как объекты с гранулярным типом коллектора (исходя из влияния отдельных параметров на продуктивность), а с другой стороны – как объекты с трещиноватым типом коллектора [9–14].

Полученные модели позволяют учесть эти особенности. Необходимо отметить, что и в условиях залежей фамена группирование позволяет повысить точность решения задачи прогноза продуктивности.

Для условий залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода с использованием



ограниченного объема информации получены следующие модели:

– по объектам группы 2.3.7.7.1

$$K_{\text{прод}} = 765 - 1,71H_3 + 21,7H_3^P - 39,2H_{\text{п}} + 0,57m_{\text{г}} - 717K_{\text{н}} - 41,2K_{\text{р}} - 5,28\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,797); \quad (6)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.2

$$K_{\text{прод}} = -1124 + 61,5H_3 - 70,7H_3^P + 22,4H_{\text{п}} - 34,4m_{\text{г}} + 1946K_{\text{н}} + 12,9K_{\text{р}} - 16\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,759); \quad (7)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.3

$$K_{\text{прод}} = -544 + 27,5H_3 - 13,6H_3^P + 54,1H_{\text{п}} + 27,9m_{\text{г}}; (R^2 = 0,73); \quad (8)$$

– по объектам группы 2.3.7.7.4

$$K_{\text{прод}} = 64,2 + 0,74H_3 - 1,54H_3^P + 3,62H_{\text{п}} + 3,5m_{\text{г}} - 115K_{\text{н}} + 3,8K_{\text{р}}; (R^2 = 0,683); \quad (9)$$

– по объектам группы 2.3.7.7

$$K_{\text{прод}} = 6121 + 7,13H_3 - 2,56H_3^P - 1,91H_{\text{п}} - 9,28m_{\text{г}} - 4804K_{\text{н}} - 27,8K_{\text{р}} + 239\mu_{\text{н}} - 680\mu_0 - 26,4; (R^2 = 0,594). \quad (10)$$

Анализ полученных моделей показывает, что коэффициенты детерминации снизились в среднем на 27 % по сравнению с моделями, построенными с использованием полного комплекса имеющейся информации по геологической неоднородности объектов. Несмотря на то, что погрешности оценки $K_{\text{прод}}$ несколько увеличились, тем не менее полученные модели могут быть использованы на стадии ввода месторождений в разработку. Сопоставление направления влияния одноименных параметров на изменение продуктивности показывает, что во втором варианте это направление на 70 % не изменилось по отношению к первому. Изменение направления влияния связано с эмерджентностью системы и сильной корреляции отдельных параметров, характеризующих неоднородность со средними значениями [15–18].

Так, например, с ростом средней эффективной нефтенасыщенной толщины неоднородность по этому параметру, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения также растет, а отражаемое с помощью вариации снижается (так как среднее значение

находится в знаменателе). Поскольку априори мы не можем сказать, что оказывает большее влияние на продуктивность – толщинные свойства пород-коллекторов или неоднородность по параметрам, отражающим эти свойства, может произойти ситуация, в которой возможно неправильное толкование физического смысла влияния параметров на продуктивность. И только внутренний и всесторонний анализ позволяет определить истинное влияние того или иного аргумента на изменение функции [19, 20].

В связи с этим при исключении параметров геологической неоднородности и происходит изменение знака влияния средних значений на продуктивность. Эти факты необходимо иметь в виду для исключения ошибок при интерпретации моделей.

В целом направление влияния параметров в полученных моделях с учетом проведенных выше результатов анализа соответствует классическим представлениям.

Заключение

Таким образом, в ходе проведенного исследования для условий различных групп объектов, приуроченных к известнякам фаменского возраста Южно-Татарского свода:

– построены модели для оценки коэффициента продуктивности залежей как на стадии ввода месторождений в разработку, так и стадии их полного разбуривания с использованием косвенной геолого-геофизической информации в условиях ограниченного объема гидродинамических исследований;

– установлена значимость учета влияния геологической неоднородности объектов по различным параметрам на изменение коэффициента продуктивности залежей;

– при использовании ограниченного объема информации получены модели, позволяющие в ранней стадии разработки оценивать продуктивность без учета геологической неоднородности, однако погрешность моделей при этом возрастает на четверть;

– дана интерпретация результатов анализа влияния геолого-физических параметров на продуктивность залежей;

– обоснована необходимость дифференциации объектов в пределах фаменского яруса для снижения рисков принятия ошибочных решений при управлении разработкой этих объектов.



Список источников

1. Щербаков А.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. 2019. Т. 330. № 5. С. 93–99. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272>. EDN: KFTCJV.
2. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.
3. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 30–36. EDN: XWCJOP.
4. Полпыгин В.В., Мордвинов В.А. Оценка изменения коэффициентов продуктивности добывающих скважин при забойном давлении ниже давления насыщения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. 2009. Т. 8. № 4. С. 53–58. EDN: SIGBJR.
5. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Горланов Н.П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 14. С. 32–38. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.4>. EDN: TMZMJR.
6. Назарова Л.Н., Казетов С.И., Ганиев А.Л., Уразаков К.Р. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 51–55. EDN: XNRQKT.
7. Султанов В.Ф., Султанов Ф.Ф. Инструмент оперативного расчета запускных показателей скважины на основании данных результатов интерпретации геофизических исследований // Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика: XIV Всерос. конф. молодых ученых, специалистов и студентов: тезисы докладов (г. Москва, 14–18 ноября 2022 г.). Москва, 2022. С. 428–429. EDN: TTCCAX.
8. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф., Грищенко В.А. Уточнение результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 402–412. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
9. Кулешова Л.С., Гилязетдинов Р.А., Мухаметшин В.Ш. Идентификация залежей – основа создания систем искусственного интеллекта при разработке месторождений нефти Урало-Поволжья // Нефть. Газ. Новации. 2024. № 1. С. 14–19. EDN: VDTTNV.
10. Ладейщикова Т.С., Волков В.А., Собянин Н.Н., Митрошин А.В. Косвенные способы оценки текущего пластового давления в скважине для использования при построении интегрированных моделей месторождений // Нефтепромысловое дело. 2021. № 7. С. 39–45. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7\(631\)-39-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7(631)-39-45). EDN: QOGVIS.
11. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных // Известия Уральского государственного горного университета. 2024. № 1. С. 106–113. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2024-1-106-113>. EDN: ZVUVHQ.
12. Mwakipunda G.C., Yang Z., Guo C. Infill drilling optimization for enhanced oil recovery by waterflooding: a simulation study // Journal of Energy Engineering. 2023. Vol. 149. Iss. 1. P. 4022053. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000860](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000860).
13. Ramiro-Ramirez S., Bhandari A.R., Reed R.M., Flemings P.B. Permeability of upper Wolfcamp lithofacies in the Delaware Basin: the role of stratigraphic heterogeneity in the production of unconventional reservoirs // AAPG Bulletin. 2024. Vol. 108. Iss. 2. P. 293–326. <https://doi.org/10.1306/12202222033>.
14. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. Iss. 2. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
15. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T., Rakhimov N.R. Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. P. 12080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
16. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2032. P. 12047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>.
17. Дорфман М.Б., Туфанова О.П. Влияние создаваемых депрессий при эксплуатации скважин на изменение коэффициента продуктивности в карбонатных коллекторах // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 4. С. 52–57. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-52-57](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57). EDN: MEJBVN.
18. Imqam A., Bai B., Wei M., Elue H., Muhammed F.A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. SPE Production & Operations. 2016. Vol. 31. Iss. 3. P. 11. <https://doi.org/10.2118/172352-PA>.
19. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Исследование особенностей выработки запасов трещинно-поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 102–104. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-102-104>. EDN: ZPDYKR.



20. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 2. С. 32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>. EDN: OELFQN.

References

1. Shcherbakov A.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I. Prediction of sidetrack wells productivity index (on example of the Unvinskoe field). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(5):93-99. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272>. EDN: KFTCJV.
2. Tiab J., Donaldson E.Ch. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*; 2004, 880 p. (Russ. ed.: *Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov*. Moscow: Premium Engineering; 2009, 868 p.).
3. Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018;329(8):30-36. (In Russ.). EDN: XWCJOP.
4. Poplygin V.V., Mordvinov V.A. Assessing production well flow factors variation when bottom-hole pressure is below saturation pressure. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2009;8(4):53-58. (In Russ.). EDN: SIGBJR.
5. Mordvinov V.A., Martyushev D.A., Ladeishchikova T.S., Gorlanov N.P. Assessing the effect of natural reservoir fracturing on the flow dynamics of the Ozernoye field production wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2015;14(14):32-38. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.4>. EDN: TMZMJR.
6. Nazarova L.N., Kazetov S.I., Ganiev A.L., Urazakov K.R. The method of calculation of well productivity in heterogeneous permeability reservoirs. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2018;4:51-55. (In Russ.). EDN: XNRQKT.
7. Sultanov V.F., Sultanov F.F. A tool for prompt calculation of well startup parameters based on the results of geophysical survey data interpretation. In: *Novye tekhnologii v gazovoi promyshlennosti: gaz, neft', ehnergetika: XIV Vseros. konf. molodykh uchenykh, spetsialistov i studentov: tezisy dokladov = New technologies in the gas industry: gas, oil, energy: the 14th All-Russian conference of young scientists, specialists and students: report abstracts*. 14–18 November 2022, Moscow. Moscow; 2022, p. 428-429. (In Russ.). EDN: TTCCAX.
8. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F., Grishchenko V.A. Clarification of the results of solving the problems of developing deposits of the Volga-Ural oil and gas province using methods of ranking geological and statistical models. *Earth Sciences and subsoil use*. 2023;46(4):402-412. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
9. Kuleshova L.S., Gilyazetdinov R.A., Mukhametshin V.Sh. Identification of deposits is the basis for the creation of artificial intelligence in the development of oil fields in the Ural-Volga region. *Oil. Gas. Innovations*. 2024;1:14-19. (In Russ.). EDN: VDTTNN.
10. Ladeishchikova T.S., Volkov V.A., Sobyenin N.N., Mitroshin A.V. Indirect methods for estimating current formation pressure in a well to be applied when building integrated models of fields. *Oilfield engineering*. 2021;7:39-45. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7\(631\)-39-45](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-7(631)-39-45). EDN: QOGVIS.
11. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.S. Risk reduction in the development of hard-to-recover liquid hydrocarbon reserves using a comprehensive analysis of geological and field data. *News of the Ural State Mining University*. 2024;1:106-113. (In Russ.). <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2024-1-106-113>. EDN: ZVUVHQ.
12. Mwakipunda G.C., Yang Z., Guo C. Infill drilling optimization for enhanced oil recovery by waterflooding: a simulation study. *Journal of Energy Engineering*. 2023;149(1):4022053. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000860](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000860).
13. Ramiro-Ramirez S., Bhandari A.R., Reed R.M., Flemings P.B. Permeability of upper Wolfcamp lithofacies in the Delaware Basin: the role of stratigraphic heterogeneity in the production of unconventional reservoirs. *AAPG Bulletin*. 2024;108(2):293-326. <https://doi.org/10.1306/12202222033>.
14. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*. 2023;326(2):879-907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
15. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T., Rakhimov N.R. Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;1753:12080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
16. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;2032:12047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>.
17. Dorfman M.B., Tufanova O.P. Influence of the created drawdowns during wells operation on the productivity coefficient change in carbonate reservoirs. *Equipment and technologies for oil and gas complex*. 2019;4:52-57. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-52-57](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57). EDN: MEJBVN.
18. Imqam A., Bai B., Wei M., Elue H., Muhammed F.A. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. *SPE Production & Operations*. 2016;31(3):11. <https://doi.org/10.2118/172352-PA>.
19. Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Researching features of development of fractured porous reservoirs reserves using well-test data. *Oil Industry Journal*. 2017;10:102-104. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-102-104>. EDN: ZPDYKR.
20. Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. The impact of development of reservoir on well productivity. *PRONEFT. Professionally about Oil*. 2022;7(2):32-40. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>. EDN: OELFQN.

**Информация об авторе / Information about the author****Кулешова Любовь Сергеевна,**

кандидат технических наук,
доцент кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
✉ markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Lyubov S. Kuleshova,

Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,
✉ markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Вклад автора / Contribution of the author

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copy-right for publication.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

The author declare no conflicts of interests.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by author.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 22.03.2024; одобрена после рецензирования 22.04.2024; принята к публикации 07.05.2024.

The article was submitted 22.03.2024; approved after reviewing 22.04.2024; accepted for publication 07.05.2024.